

**UNITED STATES
SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION
WASHINGTON, D.C. 20549**

FORMULARIO 20-F

- DECLARACIÓN DE REGISTRO EN CONFORMIDAD CON LO DISPUESTO EN LA SECCIÓN 12(b) O 12(g) DE LA LEY DE BOLSAS DE 1934
o
- INFORME ANUAL EN CONFORMIDAD CON LO DISPUESTO EN LA SECCIÓN 13 O 15(d) DE LA LEY DE BOLSAS DE 1934
Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022
o
- INFORME DE TRANSICIÓN EN CONFORMIDAD CON LO DISPUESTO EN LA SECCIÓN 13 O 15(d) DE LA LEY DE BOLSAS DE 1934
correspondiente al período de transición de a
o
- MEMORIA SOCIETARIA DE SOCIEDAD INSTRUMENTAL EN CONFORMIDAD CON LO DISPUESTO EN LA SECCIÓN 13 O 15(d) DE LA LEY DE BOLSAS DE 1934
Fecha del evento que exige la presentación de esta memoria societaria de sociedad instrumental.
Número de expediente de la Comisión: 001-37723

ENEL CHILE S.A.

(Nombre exacto del Registrante tal como consta en su escritura de constitución)

ENEL CHILE S.A.

(Traducción al inglés del nombre del Registrante)

CHILE

(Jurisdicción de constitución u organización)

Santa Rosa 76, Santiago, Chile

(Dirección de la sede societaria principal)

Isabela Klemes, fono: (56-2) 2353 4400, ir.enelchile@enel.com, Av. Santa Rosa 76, Piso 15, Comuna de Santiago, Santiago, Chile

(Nombre, número de teléfono, correo electrónico y dirección de Persona de Contacto de la Compañía)

Valores registrados o a ser registrados en conformidad con lo dispuesto en la Sección 12(g) de la Ley

<u>Denominación de cada clase</u>	<u>Nemotécnico</u>	<u>Nombre de cada Bolsa de Valores en las que están registrados</u>
Títulos Americanos de Depósito representativos de acciones ordinarias	<u>ENIC</u>	Bolsa de Valores de Nueva York
Acciones ordinarias, sin valor nominal	<u>*</u>	Bolsa de Valores de Nueva York
Bonos por valor de US\$1.000.000.000, a una tasa de 4,875%, vencimiento 12 de junio de 2028	<u>ENIC28</u>	Bolsa de Valores de Nueva York

- Valores registrados, no para ser comercializados, sino sólo en relación con el registro de los Títulos Americanos de Depósito, cada una representando 30 acciones ordinarias, según lo dispuesto por la Securities and Exchange Commission.

Valores registrados o por ser registrados en conformidad con lo dispuesto en la Sección 12(g) de la Ley: Ninguno

Valores registrados respecto de los cuales existe una obligación de informar en conformidad con lo dispuesto en la Sección 15(d) de la Ley: Ninguno

Indique la cantidad de acciones en circulación de cada una de las clases de capital del emisor representadas por acciones ordinarias, al cierre del ejercicio que cubre el informe anual.

Acciones ordinarias: 69.166.557.220

Marque en el recuadro que corresponda si la entidad registrante constituye un emisor acreditado conocido, a tenor de la definición contemplada en la Regla 405 de la Ley de Valores.

Sí No

Si el presente informe constituye un informe anual o de transición, marque en el recuadro que corresponda si a la entidad registrante se le exige o no presentar los informes en conformidad con la Sección 13 o 15(d) de la Ley de Bolsas de 1934. Sí No

Marque en el recuadro que corresponda si la entidad registrante (1) ha presentado todos los informes que la Sección 13 o 15(d) de la Ley de Bolsas de 1934 exige presentar durante los 12 meses precedentes (o período menor durante el cual la entidad registrante haya tenido la obligación de presentar tales informes) y (2) ha estado sujeta a dichos requisitos de presentación en los últimos 90 días: Sí No

Marque en el recuadro que corresponda si la entidad registrante ha presentado electrónicamente o publicado en su página web societaria, de tenerla, la totalidad de los Archivos de Datos Interactivos que está obligada a presentar y publicar en conformidad con la Regla 405 del Reglamento S-T, durante los doce meses precedentes (o período menor durante el cual la entidad registrante haya tenido la obligación de presentar y publicar tales archivos). Sí No

Marque en el recuadro que corresponda si la entidad registrante es un registrante acelerado grande, un registrante acelerado, un registrante no acelerado o una empresa de crecimiento emergente. Véase las definiciones de "registrante acelerado grande", "registrante acelerado" y "empresa de crecimiento emergente" en la Regla 12b-2 de la Ley de Bolsas.

Registrante acelerado grande Registrante acelerado Registrante no acelerado Empresa de crecimiento emergente

Si el registrante es una empresa de crecimiento emergente que prepara sus estados financieros en conformidad con los PCGA estadounidenses (U.S. GAAP), marque el recuadro si el registrante ha optado por no usar el período de transición ampliado para dar cumplimiento a normas de contabilidad financiera nuevas o revisadas † que contempla la Sección 13(a) de la Ley de Bolsas.

† El término "norma de contabilidad financiera nueva o modificada" se refiere a cualquier actualización dictada por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad en sus Normas de Codificación Contable después del 5 de abril de 2012.

Marque en el recuadro si el registrante ha presentado un informe y una certificación de la evaluación que su administración ha efectuado respecto de la eficacia de su control interno en relación a la presentación de información financiera en virtud de la Sección 404(b) de la Ley Sarbanes-Oxley (15 U.S.C. 7262(b)) por parte de la empresa de contadores certificados que confeccionó o emitió su informe de auditoría.

Si los valores están registrados de conformidad con la Sección 12(b) de la Ley, marque en el recuadro si los estados financieros del registrante incluidos en la presentación reflejan la corrección de un error en los estados financieros emitidos anteriormente.

Marque en el recuadro si alguna de esas correcciones de errores son reformulaciones que requirieron un análisis de recuperación de la remuneración basada en incentivos recibida por cualquiera de los funcionarios ejecutivos del registrante durante el período de recuperación pertinente de conformidad con §240.10D-1(b)

Marque en el recuadro que corresponda la base contable que utilizó la entidad registrante para preparar los estados financieros incluidos en esta declaración:

U.S. GAAP Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) Otra
dictadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad

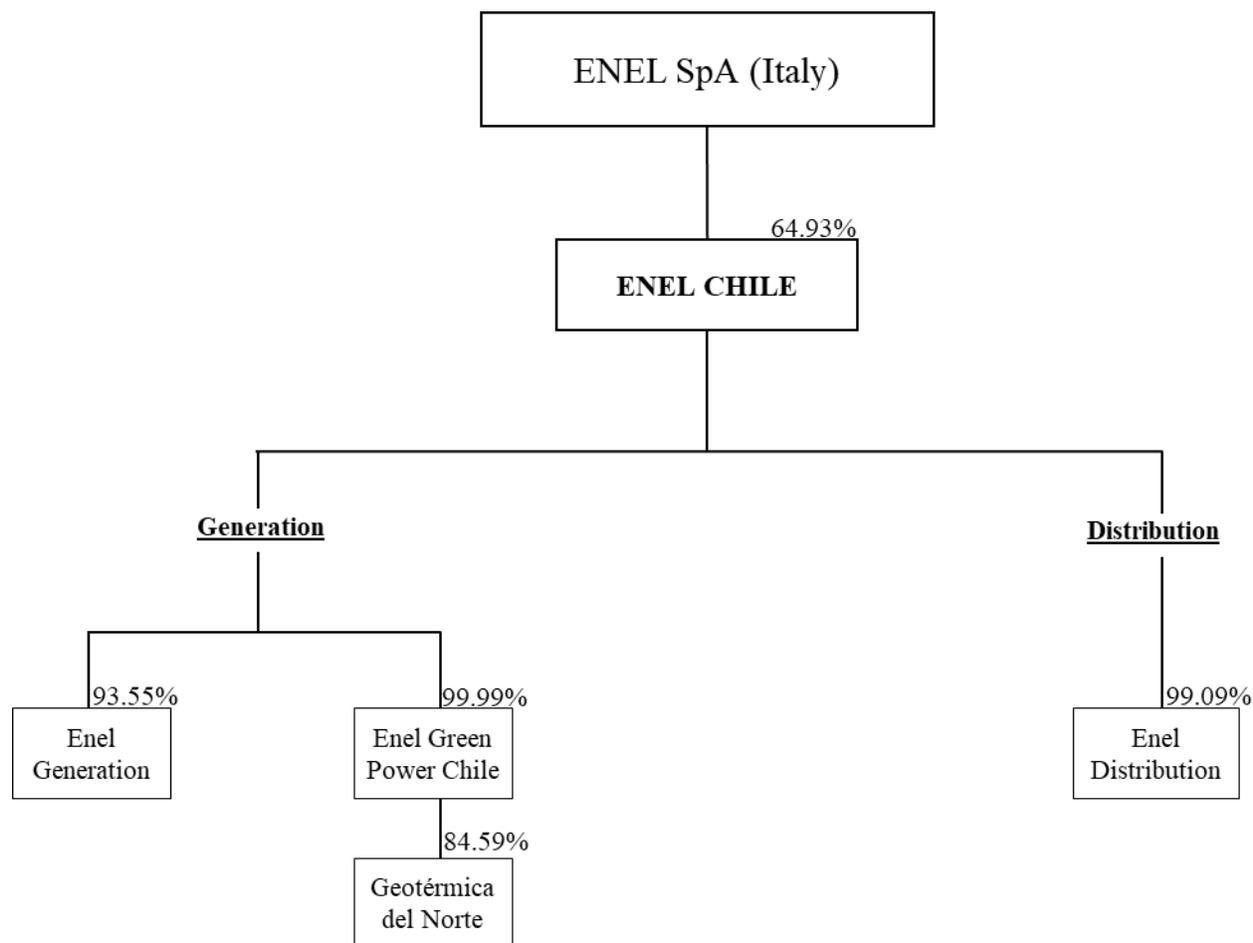
Si ha marcado "Otra" como respuesta a la pregunta anterior, marque en el recuadro que corresponda qué ítem de estados financieros ha elegido seguir la entidad registrante

Ítem 17 Ítem 18

Si el presente constituye un informe anual, marque en el recuadro que corresponda si el registrante es una sociedad instrumental (según la definición contenida en la Regla 12b-2 de la Ley de Bolsas).

Sí No

Estructura societaria simplificada de Enel Chile ⁽¹⁾
Al 31 de diciembre de 2022



(1) Aquí se presentan sólo las principales entidades operacionales consolidadas.

TABLA DE CONTENIDOS

	Page
GLOSARIO	3
INTRODUCCIÓN	6
PRESENTACIÓN DE LA INFORMACIÓN	7
PROYECCIONES FUTURAS	9
PARTE I	
Ítem 1. Identidad de directores, gerencia superior y asesores	¡Error! Marcador no definido.
Ítem 2. Estadísticas de la oferta y calendario previsto	¡Error! Marcador no definido.
Ítem 3. Información esencial	9
Ítem 4. Información sobre la Compañía	27
Ítem 4A. Comentarios del personal no resueltos	56
Ítem 5. Reseña y perspectivas operativas y financieras	56
Ítem 6. Directores, gerencia superior y empleados	¡Error! Marcador no definido.
Ítem 7. Principales accionistas y transacciones con partes relacionadas	¡Error! Marcador no definido.
Ítem 8. Información financiera	¡Error! Marcador no definido.
Ítem 9. Cotizaciones y transacciones bursátiles	93
Ítem 10. Información adicional	95
Ítem 11. Divulgación de información cuantitativa y cualitativa acerca de riesgos de mercado	¡Error! Marcador no definido.
Ítem 12. Descripción de valores distintos a acciones	¡Error! Marcador no definido.
PARTE II	
Ítem 13. Incumplimientos, atrasos en el pago de dividendos y morosidades	¡Error! Marcador no definido.

Ítem 14.	Modificaciones esenciales a los derechos de los titulares de valores y uso de los ingresos	119	¡Error! Marcador no definido.
Ítem 15.	Controles y procedimientos	119	¡Error! Marcador no definido.
Ítem 16.	Reservado	119	
Ítem 16A.	Experto financiero del Comité de Auditoría	119	
Ítem 16B.	Código ético	119	
Ítem 16C.	Honorarios y Servicios de los auditores principales	122	
Ítem 16D.	Exenciones a las normas de transacciones de los Comités de Auditoría	122	¡Error! Marcador no definido.
Ítem 16E.	Adquisiciones de acciones de capital por parte del emisor y compradores afiliados	123	
Ítem 16F.	Cambios en el auditor certificador del Registrante	123	
Ítem 16G.	Gobierno societario	123	¡Error! Marcador no definido.
Ítem 16H.	Información de seguridad minera	123	¡Error! Marcador no definido.
Ítem 16I.	Divulgación respecto a las jurisdicciones extranjeras que impiden las inspecciones	123	¡Error! Marcador no definido.
PARTE III			
Ítem 17.	Estados financieros	125	¡Error! Marcador no definido.
Ítem 18.	Estados financieros	125	¡Error! Marcador no definido.
Ítem 19.	Anexos	125	

GLOSARIO

ADR	<i>Certificados Americanos de Depósito</i>	Un certificado emitido por nuestro depositario que representa ADS, o <i>American Depositary Shares</i> .
ADS	<i>Títulos Americanos de Depósito</i>	Se trata de una participación patrimonial en nuestra empresa emitida por Citibank, N.D., en calidad de depositario, en relación con las acciones de nuestra empresa que posee el depositario. Cada ADS representa 50 acciones y los ADS se cotizan en la Bolsa de Nueva York.
AFP	<i>Administradora de Fondos de Pensiones</i>	Persona jurídica que administra un fondo de pensiones chileno.
CEN	<i>Coordinador Eléctrico Nacional</i>	El operador del sistema eléctrico chileno. Entidad autónoma encargada de coordinar la operación eficiente del SEN, despachando unidades de generación para satisfacer la demanda, conocida como Coordinador Eléctrico Nacional.
Bolsas de valores chilenas	<i>Bolsas de valores chilenas</i>	Las dos principales bolsas de valores en Chile: la Bolsa de Comercio de Santiago y la Bolsa Electrónica de Chile.
CMF	<i>Comisión para el Mercado Financiero</i>	Comisión para el Mercado Financiero chilena, entidad gubernamental que fiscaliza los mercados financieros.
CNE	<i>Comisión Nacional de Energía</i>	Comisión Nacional de Energía, entidad gubernamental con responsabilidades conferidas por el marco regulador chileno.
EGP Chile	<i>Enel Green Power Chile S.A.</i>	Sociedad anónima chilena dedicada a la generación de electricidad renovable no convencional y filial de Enel Chile.
Enel	<i>Enel S.p.A.</i>	Una empresa italiana con operaciones multinacionales en los mercados de la energía y el gas, con una participación del 64,93% en Enel Chile al 31 de diciembre de 2022, y nuestra empresa matriz final.
Enel Américas	<i>Enel Américas S.A.</i>	Una sociedad anónima abierta y relacionada, constituida de conformidad con las leyes de la República de Chile, con filiales dedicadas principalmente a la generación, transmisión y distribución de electricidad en Argentina, Brasil, Colombia y Perú, y que es controlada por Enel.

Enel Chile	<i>Enel Chile S.A.</i>	Nuestra compañía, una sociedad anónima abierta constituida en conformidad con las leyes de la República de Chile, con filiales dedicadas principalmente a la generación y distribución de electricidad en Chile. El registrante de este Informe.
Enel Colina	<i>Enel Colina S.A.</i>	Filial de Enel Distribución que participa en el mercado de la distribución eléctrica en Chile, anteriormente conocida como Empresa Eléctrica de Colina Ltda.
Enel Distribución	<i>Enel Distribución Chile S.A.</i>	Sociedad anónima abierta chilena dedicada a la distribución de electricidad y filial de Enel Chile que opera en la Región Metropolitana de Santiago.
Enel Generación	<i>Enel Generación Chile S.A.</i>	Sociedad anónima abierta chilena dedicada a la generación de electricidad y filial de Enel Chile.
Enel Transmisión	<i>Enel Transmisión Chile S.A.</i>	Sociedad anónima abierta chilena dedicada a la transformación y transmisión de electricidad y antigua filial de Enel Chile. Vendimos Enel Transmisión con fecha 9 de diciembre de 2022.
Enel X Chile	<i>Enel X Chile S.p.A.</i>	Una sociedad por acciones constituida en conformidad con las leyes de la República de Chile y nuestra filial de propiedad plena., dedicada a la prestación de servicios asociados a las nuevas tecnologías, con un enfoque estratégico en la digitalización, la innovación y la sostenibilidad.
NIIIF	<i>Normas Internacionales de Información Financieras</i>	Normas Internacionales de Información Financiera, dictadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (<i>International Accounting Standards Board</i> o IASB, por sus siglas en inglés).
GNL	<i>Gas natural licuado</i>	Gas natural licuado, un combustible para nuestras centrales termoeléctricas.
ERNC	<i>Energías renovables no convencionales</i>	Fuentes de energía que son continuamente recargadas por procesos naturales, tales como la energía de biomasa, geotérmica, mini hidroeléctrica, solar, mareomotriz o eólica.
PMGD	<i>Pequeños Medios de Generación Distribuida</i>	Un régimen chileno para las instalaciones de generación distribuida.
JOA	<i>Junta Ordinaria de Accionistas</i>	Junta ordinaria de accionistas

Pehuenche	<i>Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.</i>	Empresa chilena generadora de electricidad constituida como sociedad anónima abierta, y filial de Enel Generación.
SAIDI	<i>Índice de Duración Promedio de Interrupciones en el Sistema</i>	Índice de duración promedio de la interrupción del suministro eléctrico.
SAIFI	<i>Índice de Frecuencia Promedio de Interrupciones en el Sistema</i>	Índice de frecuencia promedio de las interrupciones en el suministro de energía.
SEN	<i>Sistema Eléctrico Nacional</i>	El Sistema Eléctrico Nacional es el sistema eléctrico interconectado chileno formado en noviembre de 2017 mediante la integración de los antiguos sistemas interconectados SIC y SING.
UF	<i>Unidad de Fomento</i>	Unidad monetaria chilena denominada en pesos, indexada a la inflación del país, equivalente a Ch\$ 35.110,98 al 31 de diciembre de 2022.
VAD	<i>Valor Agregado de distribución</i>	Valor agregado de la distribución de electricidad.

INTRODUCCIÓN

Los pronombres personales y posesivos en primera persona, tales como “nosotros”, “nos” o “nuestro(a)(s)”, como también los términos “Enel Chile” o la “Compañía”, utilizados en este Informe presentado en el Formulario 20-F, se refieren a Enel Chile S.A. y a nuestras filiales consolidadas, salvo que el contexto indique lo contrario. A menos que se señale lo contrario, nuestra participación en nuestras principales filiales, empresas controladas de forma conjunta y empresas coligadas corresponde a nuestra participación accionaria al 31 de diciembre de 2022.

Somos una sociedad anónima abierta chilena constituida el 1° de marzo de 2016 de conformidad con las leyes de la República de Chile como resultado de una reorganización empresarial que se concretó en el año 2016 por parte de la antigua Enersis S.A., que separó sus negocios chilenos de sus negocios no chilenos.

Somos una empresa chilena dedicada a los negocios de generación y distribución de electricidad en Chile a través de nuestras filiales y coligadas. Detentamos la propiedad del 93,55% de Enel Generación Chile S.A. (en adelante, Enel Generación), una compañía de generación de electricidad que posee operaciones de generación de electricidad en Chile; del 99,99% de Enel Green Power Chile S.A. (en adelante, EGP Chile), una empresa de generación de electricidad renovable en Chile; y del 99,09% de Enel Distribución Chile S.A. (en adelante, Enel Distribución), una compañía de distribución de electricidad con operaciones en el Área Metropolitana de Santiago.

A la fecha del presente Informe, Enel S.p.A. (en adelante, Enel), una empresa italiana de energía con operaciones multinacionales en los mercados de energía y gas, es propietaria del 64,93% de nuestro capital accionario y nuestro accionista mayoritario final.

PRESENTACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Información Financiera

En el presente Informe, a menos que se indique lo contrario, las referencias a “dólares” o a “US\$” lo son al dólar de los Estados Unidos de Norteamérica; las referencias a “pesos” o a “Ch\$” lo son al peso chileno, la moneda legal de la República de Chile; las referencias a “UF” lo son a la Unidad de Fomento. La UF es una unidad monetaria chilena denominada en pesos e indexada a la inflación, que se reajusta diariamente para reflejar las variaciones que sufre el Índice de Precios al Consumidor (IPC) oficial del Instituto Nacional de Estadísticas (INE). La UF se reajusta en ciclos mensuales. Cada día, en el período que comienza el décimo día del mes en curso y finaliza el noveno día del mes siguiente, el valor de la UF en pesos nominales es indexado para reflejar un monto proporcional de la variación del IPC chileno durante el mes calendario anterior. Al 31 de diciembre de 2022, una UF equivalía a Ch\$ 35.110,98. El valor equivalente en dólares de una UF era US\$ 41,02 al 31 de diciembre de 2022, utilizando como tipo de cambio el Dólar Observado informado por el Banco Central de Chile para el 31 de diciembre de 2022 de Ch\$ 855,86 por US\$ 1,00. El tipo de cambio del Dólar Observado (Tipo de Cambio Observado), informado por el Banco Central de Chile y publicado diariamente en su página web, es el promedio ponderado de los tipos de cambio utilizados en las transacciones realizadas en el Mercado Cambiario Formal el día hábil anterior. Salvo que el contexto indique lo contrario, en todos los montos convertidos de pesos chilenos a dólares o viceversa o de UF a pesos chilenos se ha utilizado el tipo de cambio vigente al 31 de diciembre de 2022. El Banco de la Reserva Federal de Nueva York no informa un tipo de cambio de mediodía para el peso chileno. No se hace ninguna afirmación respecto de que los montos expresados en pesos o en dólares en este Informe pudiesen haberse convertido o podrían convertirse a dólares o pesos, según sea el caso, a dicho tipo de cambio o a cualquier otro.

Nuestros estados financieros consolidados y, salvo que se indique lo contrario, otra información financiera relacionada con nosotros y contenida en este Informe, se presentan en pesos chilenos. Hemos preparado nuestros estados financieros consolidados según las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), dictadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (*International Accounting Standards Board* o IASB, por sus siglas en inglés). Todas nuestras filiales están integradas y la totalidad de sus activos, pasivos, ingresos, gastos y flujos de caja se incluyen en los estados financieros consolidados después de haberse realizado los ajustes y eliminaciones relacionados con las transacciones al interior del Grupo. Las inversiones en empresas coligadas sobre las cuales tenemos una influencia significativa se contabilizan en nuestros estados financieros consolidados según el método de participación. Para obtener más información acerca de las entidades consolidadas, entidades controladas de forma conjunta y empresas coligadas, véanse las Notas 2.4, 2.5 y 2.6 de los estados financieros consolidados.

Términos técnicos

Las referencias a “TW” lo son a terawatts (10^{12} watts o un millón de millones de watts); las referencias a “GW” y “GWh” lo son a gigawatts (10^9 watts o mil millones de watts) y a gigawatt hora, respectivamente; las referencias a “MW” y “MWh” lo son a megawatts (10^6 watts o un millón de watts) y a megawatt hora, respectivamente; las referencias a “kW” y “kWh” lo son a kilowatts (10^3 watts o mil watts) y a kilowatt hora, respectivamente; las referencias a “kV” lo son a kilovoltios; y las referencias a “MVA” lo son a megavoltio amperios. Las referencias a “BTU” y “MBTU” lo son a unidades termoeléctricas británicas y a millones de unidades termoeléctricas británicas, respectivamente. Una BTU es una unidad de energía igual a aproximadamente 1.055 joules. Las referencias a “Hz” lo son a hercios; y las referencias a “mtpa” lo son a toneladas métricas por año. A no ser que se indique lo contrario, las estadísticas presentadas en este Informe con relación a la potencia instalada de las centrales de generación de energía eléctrica se expresan en MW. Un TW es igual a 1.000 GW, un GW es igual a 1.000 MW y un MW es igual a 1.000 kW. La potencia instalada que se presenta en este Informe corresponde a la capacidad instalada neta, que excluye los MW que cada central eléctrica consume para su funcionamiento. Antes del año 2022, presentábamos las cifras de potencia instalada bruta, que no excluían los MW que cada central eléctrica consume para su propia operación.

Las estadísticas relacionadas con la producción anual total de electricidad están expresadas en GWh y se basan en un año de 8.760 horas, excepto en lo que respecta a años bisiestos, como el 2020 en los que ellas se basan en 8.784 horas. Las estadísticas relacionadas con la capacidad instalada y la producción de la industria eléctrica no incluyen la electricidad producida por autogeneradores.

Las pérdidas de energía que experimentan las empresas generadoras durante la transmisión se calculan como la diferencia entre el número de GWh de energía generada y el número de GWh de energía vendida (excluyendo el consumo de energía propio y las pérdidas en la central), dentro de un período dado. Las pérdidas se expresan como un porcentaje del total de la energía generada.

Las pérdidas de energía durante la distribución se calculan como la diferencia entre la energía total comprada (GWh de demanda de electricidad, incluyendo generación propia) y la energía vendida, excluyendo peajes y consumo de electricidad no facturado (también medidos en GWh), en un período dado. Las pérdidas de distribución se expresan como un porcentaje del total de energía comprada. Las pérdidas en la distribución surgen de conexiones ilegales, así como también de pérdidas técnicas.

Cálculo de la participación accionaria

El presente Informe contiene referencias a la “participación accionaria” de Enel Chile en sus empresas relacionadas. Nuestra participación en dichas empresas puede ser directa o indirecta. En aquellas circunstancias en que nosotros no tenemos la propiedad directa de la participación en una empresa relacionada, nuestra participación accionaria en dicha empresa relacionada se calcula multiplicando el porcentaje de la participación accionaria en una empresa relacionada de propiedad directa por el porcentaje de la participación accionaria de cualquiera entidad en la cadena de propiedad de dicha empresa relacionada. Por ejemplo, si nosotros poseemos una participación accionaria directa del 6% en una empresa asociada y un 40% de ella es de propiedad directa de la filial en la que poseemos el 60% de participación accionaria, nuestra participación accionaria en dicha empresa asociada sería de 60% por 40% más 6%, lo que es igual a 30%.

Redondeo

Ciertas cifras incluidas en este Informe han sido redondeadas para facilitar su presentación. Por esta razón, es posible que al sumar las cifras contenidas en las tablas el resultado no sea exactamente igual al total de la tabla.

PROYECCIONES FUTURAS

Este Informe contiene declaraciones que constituyen o pueden constituir proyecciones a futuro, a tenor de la Sección 27A de la Ley de Valores (Securities Act) de 1933 y sus modificaciones, y de la Sección 21E de la Ley de Bolsas (Exchange Act) de 1934 y sus modificaciones. Estas declaraciones aparecen a todo lo largo del presente Informe e incluyen declaraciones referentes a nuestras intenciones, creencias y expectativas actuales, incluidas, entre otras, afirmaciones relativas a:

- nuestro programa de inversiones de capital;
- las tendencias que afectan nuestra situación financiera o nuestros resultados de explotación;
- nuestra política de dividendos;
- el impacto futuro de la competencia y la regulación;
- las condiciones políticas y económicas en aquellos países en los que nosotros o nuestras empresas relacionadas operamos o podemos operar en el futuro;
- cualquier declaración precedida o seguida por las palabras “cree”, “espera”, “prevé”, “anticipa”, “pretende”, “estima”, “debería”, “puede” o expresiones similares, o que las incluya; y
- otras declaraciones contenidas o incorporadas por referencia en este Informe respecto a materias que no son hechos históricos.

Dado que dichas declaraciones están sujetas a riesgos e incertidumbres, los resultados efectivos pueden diferir significativamente de aquellos expresados o implícitos en dichas proyecciones futuras. Los factores que podrían ocasionar diferencias significativas respecto de los resultados efectivos incluyen, entre otros:

- cambios demográficos, acontecimientos políticos, fluctuaciones económicas, malestar social, crisis sanitarias y pandemias, y medidas intervencionistas de las autoridades en Chile;
- suministro de agua, sequías, inundaciones y otras condiciones climáticas;
- cambios en las regulaciones ambientales chilenas y en el marco normativo de la industria eléctrica;
- nuestra capacidad de implementar inversiones de capital propuestas, incluyendo nuestra capacidad de conseguir financiamiento cuando se requiera;
- la naturaleza y el alcance de la competencia futura en nuestros principales mercados; and
- los factores expuestos más adelante en la sección titulada “Factores de riesgo”.

Se insta al lector a no depositar excesiva confianza en dichas declaraciones, puesto que ellas constituyen meras expectativas y se basan en condiciones o situaciones existentes a la fecha en las que fueron formuladas. Nuestros auditores externos independientes no han examinado ni compilado estas proyecciones futuras y, en consecuencia, no ofrecen ninguna garantía con respecto a ellas. El lector debe considerar estas advertencias junto con cualquier otra declaración de expectativas escrita o verbal que pudiésemos emitir en el futuro. No asumimos obligación alguna de hacer públicas las modificaciones que respecto a las proyecciones futuras contenidas en este Informe pudiesen realizarse con el fin de reflejar acontecimientos o circunstancias posteriores, o la ocurrencia de sucesos no anticipados.

Respecto de todas estas proyecciones futuras, invocamos la protección *safe harbor* contemplada en la Ley de Reforma de Litigios sobre Valores Privados (*Private Securities Litigation Reform Act*) de 1995 aplicable a las mismas.

PARTE I

Ítem 1. Identidad de directores, gerencia superior y asesores

No es aplicable.

Ítem 2. Estadísticas de la oferta y calendario previsto

No es aplicable.

Ítem 3. Información esencial

A. [Reservado]

B. Capitalización y endeudamiento.

No es aplicable.

C. Razones para la Oferta Pública y uso de ingresos.

No es aplicable.

D. Factores de riesgo.

Riesgos relacionados con nuestro negocio

Riesgos importantes relacionados con nuestro negocio

Nuestro negocio depende en gran medida de las condiciones hidrológicas y se ve afectado por sequías, inundaciones, temporales, corrientes oceánicas y otros cambios crónicos en las condiciones climáticas y meteorológicas a causa del cambio climático.

El cambio climático constituye un importante desafío a nivel mundial que expone a nuestros negocios a una serie de riesgos a medio y largo plazo. Nuestro negocio de generación se ha visto afectado en el pasado, y podría verse afectado negativamente en el futuro, por condiciones hidrológicas áridas, lo que ha perjudica y podría perjudicar nuestra capacidad para despachar energía desde nuestras instalaciones de generación hidroeléctrica. Nuestros resultados y operaciones se han visto afectados en forma negativa cuando las condiciones hidrológicas en Chile han caído de manera significativa por debajo de su promedio, lo que ha sido el caso durante gran parte del tiempo desde el año 2007.

Nuestra filial Enel Generación ha firmado ciertos acuerdos con el gobierno chileno y los regantes locales para regular el uso del agua para la generación hidroeléctrica durante épocas en que los niveles hídricos son bajos, si las condiciones de sequía persisten, nos hemos enfrentado y podríamos enfrentarnos con una mayor presión de parte del gobierno chileno o de terceros para que restrinjamos aún más nuestro uso del agua, lo que podría tener un efecto negativo importante sobre nuestro negocio y los resultados de las operaciones.

Nuestro negocio de distribución también se ve afectado por las inclemencias meteorológicas. Con temperaturas extremas, la demanda de electricidad puede aumentar significativamente en un período corto, afectando al servicio y provocando cortes de suministro que han dado lugar y pueden dar lugar en el futuro a la imposición de multas a nuestro negocio de distribución. Además, con el aumento de la gravedad y la frecuencia de los fenómenos climáticos extremos, como ciclones e inundaciones, pueden producirse fuertes lluvias o nevadas en un corto periodo de tiempo, acompañadas de tormentas de viento y rayos. Estos fenómenos pueden dañar nuestra infraestructura de distribución de energía, provocando cortes en el suministro. En consecuencia, dependiendo de las condiciones meteorológicas, los resultados de nuestro negocio de distribución pueden variar significativamente de un año a otro. Por ejemplo, como consecuencia de las fuertes tormentas de junio de 2017, con fuertes ráfagas de viento que derribaron parte de la red eléctrica, 125.000 de

nuestros clientes, es decir, el 7%, se quedaron sin suministro eléctrico. En julio de 2017, una intensa nevazón sobre la Región Metropolitana de Santiago provocó daños masivos en la infraestructura eléctrica, y un apagón afectó a 342.000, o el 18%, de nuestros clientes y al 17% de nuestros alimentadores. Estos sucesos aumentaron significativamente nuestros costos en 2017 debido a las respuestas de emergencia implementadas, incluyendo pagos relacionados con compensaciones por daños, multas, mantenimiento de líneas y programas de poda de árboles.

Nuestros gastos de explotación también aumentan durante estos períodos de sequía cuando se despachan con mayor frecuencia las centrales termoeléctricas, cuyos costos de explotación son superiores a los de sus contrapartes hidroeléctricas, para compensar el déficit de generación de electricidad derivado de la reducción de la generación hidroeléctrica. Además, nuestras centrales térmicas generan emisiones de gases de efecto invernadero (“GEI”). Es posible que tengamos que comprar electricidad en el mercado *spot* a un precio más elevado a fin de cumplir con los suministros a los que nos hayamos obligado contractualmente. Aparte de aumentar nuestros costos de explotación, el costo de comprar electricidad en estas condiciones ha sido y podría ser mayor que el precio al que debemos vender la electricidad contratada, lo que redundaría en pérdidas por esos contratos. Por ejemplo, en 2022, los precios *spot* alcanzaron máximos históricos, lo que provocó pérdidas en algunos contratos. Para mayor información acerca de los efectos de la hidrología sobre nuestro negocio y resultados financieros, véase “Ítem 5. Revisión operativa y financiera y perspectivas – A. Resultados de explotación — 1. Análisis de los principales factores que afectan los resultados de explotación y la situación financiera de la Compañía — a. Generación”.

Las sequías también afectan indirectamente el desempeño de nuestras centrales termoeléctricas, principalmente nuestras instalaciones que utilizan gas natural o diésel. Nuestras centrales termoeléctricas requieren de agua para su refrigeración, y la sequía extrema reduce la disponibilidad de agua y aumenta el costo de transporte. Por ello, hemos tenido que comprar agua de áreas agrícolas que también sufren de escasez de agua para poder despachar nuestras centrales termoeléctricas. Estas compras de agua han incrementado y pueden incrementar nuestros costos de explotación y nos obligarían a negociar con las comunidades locales. Si dichas negociaciones no tuvieran éxito, podríamos vernos en la imposibilidad de obtener el agua necesaria para operar nuestras centrales termoeléctricas.

Podría transcurrir mucho tiempo hasta que nos recuperáramos totalmente de las sequías que afectan o podrían afectar a las regiones de Chile donde se encuentran la mayoría de nuestras centrales hidroeléctricas, y podrían repetirse nuevos episodios de sequía en el futuro, y no se puede garantizar que la recuperación alcance las condiciones hidrológicas anteriores a la sequía o que se produzca en absoluto. El cambio climático puede aumentar la probabilidad de que se produzcan sequías prolongadas que agraven los riesgos descritos anteriormente, lo que tendría un efecto negativo adicional en nuestro negocio, resultados de explotación y situación financiera.

Nuestros negocios en el área de energías renovables no convencionales también están sujetos a posibles riesgos físicos, operacionales y financieros en relación a los efectos derivados del cambio climático.

La electricidad generada por nuestras instalaciones de generación solar y eólica depende en gran medida de factores climáticos que van más allá de la hidrología, incluyendo condiciones solares y eólicas adecuadas, que, incluso en circunstancias normales de funcionamiento, pueden resultar muy variables. El cambio climático también puede tener efectos a largo plazo en los patrones eólicos y en la cantidad de energía solar que se recibe en una instalación solar determinada, reduciendo la producción de electricidad generada por estas instalaciones. Aunque basamos nuestras decisiones comerciales para cada instalación de energía renovable en estudios solares y eólicos, es posible que las condiciones reales no se ajusten a las conclusiones de estos estudios. Las condiciones solares y eólicas podrían verse afectadas negativamente por los cambios en los patrones climáticos, incluyendo el impacto potencial del cambio climático.

Si nuestra producción de energía renovable cae por debajo de los niveles previstos, podríamos tener que despachar electricidad de nuestras centrales termoeléctricas de respaldo para compensar el déficit en la generación de electricidad. Nuestras centrales termoeléctricas tienen mayores costos de explotación que nuestras instalaciones de energías renovables y generan emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Además, hemos tenido que comprar y es posible que posteriormente tengamos que comprar electricidad en el mercado *spot* para cumplir las obligaciones contractuales de suministro de nuestras instalaciones de generación solar y eólica, que podrían ser a precios más altos que los precios de venta de electricidad contratados, lo que podría eventualmente generar pérdidas en esos contratos. Estos impactos han

aumentado y podrían eventualmente aumentar nuestros costos o resultar en pérdidas y tener un efecto significativamente adverso en nuestro negocio, resultados de operaciones y condición financiera.

Dependemos de los repartos que recibimos de nuestras filiales para cumplir con nuestras obligaciones de pago.

Para cumplir con nuestras obligaciones de pago, dependemos de los repartos de caja a título de dividendos, préstamos, pagos de intereses, reducciones de capital y demás repartos provenientes de nuestras filiales. Dichos pagos y repartos quedan sujetos a limitaciones legales, tales como restricciones a los dividendos, deberes fiduciarios, las limitaciones contractuales y los controles cambiarios impuestos por las autoridades locales.

La capacidad de nuestras filiales de pagarnos dividendos, amortizar préstamos o efectuarnos otros repartos está limitada por los resultados de sus operaciones. En la medida que las necesidades de caja de cualquiera de nuestras filiales superen su caja disponible, no podremos disponer de recursos de dicha filial. La insuficiencia de los flujos de caja de nuestras filiales podría impedirles cumplir con sus obligaciones de deuda y plantearles la necesidad de solicitar exenciones para cumplir con algunos convenios de deuda. En cierta medida, estas filiales pueden requerir garantías u otras medidas de emergencia por parte de nosotros como accionistas. Para más detalles sobre el apoyo financiero prestado a nuestras filiales, véase “Ítem 7. Principales accionistas y transacciones con partes relacionadas – B. Transacciones con partes relacionadas”.

La imposibilidad de obtener repartos de nuestras filiales, descrita anteriormente, podrían tener un impacto negativo sobre nuestro negocio, resultados de nuestras operaciones y situación financiera.

La construcción y operación de centrales eléctricas podría sufrir retrasos significativos o paralizarse y resultar en sobrecostos o en la oposición de actores relevantes que podría dañar nuestra reputación y generar una pérdida de credibilidad ante ellos.

Nuestros proyectos de centrales eléctricas podrían sufrir retrasos en la obtención de los permisos de los reguladores, o enfrentar escasez de equipos, materiales o mano de obra, o el aumento en los precios de los mismos, y verse sujetos a retrasos en su construcción, o a huelgas, accidentes o errores humanos. Cualquiera de estos sucesos podría afectar negativamente los resultados de explotación y situación financiera.

Las condiciones de mercado existentes al momento de la aprobación inicial de los proyectos podrían ser totalmente distintas a las imperantes al momento de concluirlos, por lo que en algunos casos tales proyectos podrían resultar comercialmente inviables. Las desviaciones respecto de las condiciones de mercado, incluidas la proyección de los plazos y la estimación de los gastos relacionados con estos proyectos, podrían resultar en sobrecostos y plazos de ejecución mucho mayores que los estimados originalmente, lo que, a su vez, podría tener un efecto negativo importante en nuestro negocio, resultados de explotación y situación financiera.

Es posible que desarrollemos nuevos proyectos en lugares con una topografía difícil, como laderas de montañas, altitudes elevadas u otras zonas de acceso limitado. Además, dada la ubicación de algunos proyectos, puede haber riesgos adicionales inherentes a emplazamientos de patrimonio arqueológico. Estos factores también pueden provocar retrasos y sobrecostos significativos.

El funcionamiento de nuestras centrales termoeléctricas también puede afectar a nuestra reputación con actores relevantes debido a las emisiones de gases de efecto invernadero que podrían afectar negativamente al medio ambiente y a los residentes locales. Además, las comunidades podrían tener sus propios intereses y una percepción diferente de la empresa, y podrían estar bajo la influencia de otras partes interesadas o motivaciones ajenas al proyecto. Por lo tanto, si la empresa no se compromete con las partes interesadas pertinentes, podríamos enfrentarnos a su oposición, lo que podría afectar negativamente a nuestra reputación, repercutir en las operaciones o dar lugar a amenazas de juicios o acciones judiciales.

Nuestra reputación es la base de nuestra relación con las principales partes interesadas y otros grupos de interés. Cualquier daño a nuestra reputación podría ejercer una presión considerable en las autoridades normativas, acreedores y otros actores, y llevar eventualmente a que abandonemos proyectos y operaciones, provocando la caída del precio de

nuestras acciones y comprometiendo nuestra capacidad de atraer y retener empleados valiosos. Cualquiera de las situaciones anteriores podría redundar en una pérdida de plusvalía comercial ante los ojos de actores relevantes.

Nuestros contratos de suministro de electricidad a largo plazo están sujetos a fluctuaciones de precios de mercado de ciertos commodities, energéticos y otros factores.

Estamos expuestos a las fluctuaciones de los precios de mercado de ciertos *commodities* por causa de los contratos de venta de electricidad a largo plazo que hemos celebrado. Nuestras filiales de generación están sujetas a obligaciones importantes en virtud de estos contratos, los que contienen precios que están indexados con el precio de diferentes *commodities*, tipos de cambio e inflación, y con el precio de mercado de la electricidad. Cualquier cambio adverso en estos índices podría reducir las tarifas que aplicamos en razón de estos contratos, lo cual podría afectar adversamente nuestros negocios, resultados de explotación y situación financiera.

Estamos sujetos a riesgos crecientes en los mercados de distribución en proceso de creciente liberalización.

En nuestro negocio de distribución, algunos clientes que cumplen ciertos requisitos pueden elegir libremente entre las tarifas reguladas y las no reguladas. Desde 2016, algunos clientes que habían optado libremente por tarifas reguladas han pasado al régimen de tarifas no reguladas debido a los precios más bajos. Estos clientes están licitando sus requerimientos de electricidad, ya sea directamente o en asociación con otros clientes, porque las tarifas reguladas son actualmente más altas que las no reguladas debido a que las primeras se basan en contratos licitados en el pasado a precios más elevados. La reducción de los precios de mercado puede provocar una disminución del número de clientes que optan por las tarifas reguladas, ya que los clientes pueden elegir un proveedor de energía alternativa, lo que podría afectar negativamente a nuestro negocio, los resultados de explotación y nuestra situación financiera.

Si las instalaciones de transmisión de electricidad, la infraestructura de gasoductos o los contratos de suministro de combustible de terceros no nos proporcionan un servicio adecuado, podría resultarnos imposibles entregar la electricidad que vendemos a nuestros clientes finales.

Dependemos de sistemas de transmisión de propiedad de otras empresas, no relacionadas con nosotros, y operados por ellas. Esta dependencia nos expone a diversos riesgos. Si la transmisión se interrumpe o si la capacidad de transmisión resulta insuficiente, podría resultarnos imposible vender y entregar nuestra electricidad, especialmente la electricidad generada por nuestras plantas solares y eólicas, que requiere más flexibilidad. Si la infraestructura de transmisión de energía en una región es inadecuada, la recuperación de nuestros costos de venta y nuestra utilidad podrían resultar insuficientes. Si se impone una norma restrictiva que regule los precios de transmisión, las compañías transmisoras de las que dependemos podrían carecer de incentivos suficientes para invertir en la expansión de su infraestructura de transmisión, lo cual podría afectar adversamente nuestras operaciones y resultados financieros o afectar nuestra capacidad de implementar nuestra cartera de proyectos que nos encontramos desarrollando. La construcción de nuevas líneas de transmisión podría tomar más tiempo que en el pasado, principalmente debido a las nuevas exigencias sociales y medioambientales que generan incertidumbre respecto de la probabilidad de completar los proyectos. Como consecuencia de ello, los proyectos de generación de energía renovable se están completando a un ritmo más acelerado que los nuevos proyectos de transmisión, creando una acumulación de electricidad difícil de transmitir a través de los sistemas de transmisión actuales. Además, nuestras centrales térmicas conectadas a los gasoductos de gas natural están sujetas a paradas en caso de que se produzcan interrupciones materiales en el gasoducto. Las paradas podrían obligarnos a comprar electricidad a precios de mercado *spot*, que podrían resultar más elevados que el precio de venta fijo contratado a los clientes. Este escenario podría afectar negativamente a nuestro negocio, los resultados de explotación y nuestra situación financiera.

Los conflictos laborales, el hecho de que no logremos alcanzar acuerdos de negociación colectiva satisfactorios con nuestros empleados sindicalizados o nuestra incapacidad para atraer, capacitar y retener a los empleados clave podrían afectar negativamente a nuestro negocio, resultados de explotación, situación financiera y reputación.

Nuestro negocio se basa en atraer y retener a muchos empleados altamente especializados, and un gran porcentaje de nuestros empleados son miembros de sindicatos y tienen convenios de negociación colectiva, los que deben renovarse en forma periódica. Nuestro negocio, situación financiera y resultados de explotación podrían verse afectados en forma

negativa si no llegamos a acuerdos con cualquiera de los sindicatos que representan a dichos empleados, o si celebramos algún acuerdo de negociación colectiva que estipule condiciones que estimemos desfavorables. La ley chilena establece mecanismos legales para que los tribunales impongan convenios de negociación colectiva si las partes no logran alcanzar un acuerdo. Acciones específicas como huelgas, paros o interrupciones laborales por parte de estos empleados sindicalizados podrían afectar negativamente a nuestro negocio, los resultados de las operaciones, nuestra condición financiera y reputación.

Además, podríamos experimentar escasez de personal clave calificado. En abril de 2021, anunciamos un Programa de Jubilación Voluntaria de empleados, abierto a hombres de al menos 60 años y mujeres de al menos 55, con incentivos para los empleados calificados que acepten la jubilación. Este programa puede reducir nuestra plantilla en mayor medida que nuestra capacidad de contratar nuevos empleados para cubrir puestos clave. No podemos garantizar que seamos capaces de atraer, capacitar o retener al personal clave o que podamos hacerlo sin costos o retrasos, lo que podría afectar negativamente a nuestro negocio, resultados de explotación, situación financiera y reputación.

Es posible que no podamos realizar adquisiciones adecuadas, o que no podamos integrar exitosamente los negocios que adquiramos.

De forma permanente, llevamos a cabo fusiones y revisamos las perspectivas de adquisición para ampliar nuestras operaciones, lo que puede aumentar nuestra cobertura de mercado o proporcionar sinergias con nuestros negocios existentes. Sin embargo, no podemos asegurar que seamos capaces de identificar y adquirir empresas adecuadas en el futuro. La adquisición e integración de empresas independientes que no controlamos puede resultar un proceso complicado, costoso y prolongado que puede poner a prueba nuestros recursos y las relaciones con nuestros empleados y clientes.

Estas fusiones y adquisiciones podrían fracasar en última instancia o no obtener los beneficios esperados, y podrían enfrentarse a retrasos o dificultades en relación con la integración de sus operaciones a causa de varios factores, como por ejemplo:

- incoherencias en las normas, controles, procedimientos y políticas, culturas empresariales y estructuras de remuneración
- dificultades en la integración de diversos procedimientos y sistemas operativos específicos del negocio, así como de nuestros sistemas financieros, contables, de información y otros;
- complicaciones para conservar a los empleados, clientes y proveedores clave;
- costos inesperados de la transacción o fallas en la evaluación del valor o una proyección adecuada de los beneficios y sinergias potenciales; y
- distracción de nuestros directivos de sus otras responsabilidades.

Cualquiera de estos riesgos que surjan en el proceso de integración podría afectar negativamente a nuestros ingresos, gastos, resultados de explotación y situación financiera.

La interrupción o falla de nuestros sistemas de tecnologías de la información, control y comunicaciones o ataques externos o invasiones a estos sistemas podrían tener un efecto adverso en nuestras operaciones, resultados y situación financiera.

Nuestra industria requiere de la operación constante de sofisticadas tecnologías de la información, control y comunicación (Sistemas TI) e infraestructura de red. Asimismo, usamos nuestros Sistemas TI e infraestructura relacionada para crear, recolectar, usar, divulgar, almacenar, disponer de o procesar información sensible, incluyendo datos de la compañía, datos sobre clientes e información personal acerca de los clientes, empleados y sus dependientes, contratistas, accionistas y demás personas naturales. Los Sistemas TI son fundamentales para controlar y supervisar las operaciones de nuestras centrales eléctricas, mantener el desempeño de la generación y la red, supervisar las redes inteligentes, gestionar los procesos de facturación y las plataformas de servicio al cliente, alcanzar la eficiencia operativa y cumplir nuestros objetivos y estándares de servicio en nuestros negocios de generación y distribución. El funcionamiento de nuestro sistema de generación depende no sólo de la interconexión física de nuestras instalaciones con la infraestructura de las redes eléctricas, sino que también de la comunicación entre las diversas partes conectadas

con esta red. La dependencia en los Sistemas TI para gestionar la información y comunicaciones entre estas partes ha aumentado en forma importante desde la introducción de medidores y redes inteligentes en Chile.

Nuestras instalaciones de generación y distribución, Sistemas TI y otras infraestructuras, como asimismo la información procesada en nuestros Sistemas TI, podrían verse afectadas por incidentes de seguridad cibernética, incluyendo aquellas ocasiones por fallas humanas. Los incidentes de ciberseguridad han evolucionado drásticamente en los últimos años, y el número de incidentes y su grado de impacto han aumentado de forma exponencial, lo que hace cada vez más difícil identificar su origen de forma oportuna. Nuestra industria ha empezado a presenciar un aumento en el volumen y la sofisticación de los incidentes relacionados con la seguridad cibernética provocados por organizaciones activistas internacionales, estados y personas. En este contexto, una gestión adecuada de los riesgos relacionados con la ciberseguridad debe abordarse a través de una estrategia a largo plazo que aproveche un enfoque proactivo y acciones iterativas que se lleven a cabo a lo largo del tiempo. Abordar el riesgo cibernético con una sola iniciativa no se puede considerar una estrategia eficiente y eficaz para gestionar y reducir los riesgos relacionados con la ciberseguridad.

Los incidentes de seguridad cibernética podrían perjudicar a nuestros negocios, limitando nuestras capacidades de generación, provocando retrasos en el desarrollo y la construcción de nuevas instalaciones o proyectos de mejoramiento de capital en instalaciones existentes, alterando las operaciones de nuestros clientes o exponiéndonos a varios sucesos que podrían aumentar nuestra exposición a la responsabilidad. Nuestros sistemas de generación y distribución forman parte de un sistema interconectado. Dada la función de la electricidad como recurso vital en la sociedad moderna, una alteración generalizada o prolongada provocada por los impactos de un incidente de seguridad cibernética en la red de transmisión eléctrica, infraestructura de red, fuentes de combustible o las operaciones de nuestros terceros prestadores de servicios podría tener amplias repercusiones socioeconómicas en los hogares, las empresas y las instituciones vitales, lo que podría también afectar negativamente a nuestro negocio.

Nuestro negocio exige recolectar y conservar información personalmente identificable de nuestros clientes, empleados y accionistas, quienes exigen que protejamos adecuadamente la privacidad de dicha información. Las violaciones de seguridad cibernética podrían exponernos al riesgo de pérdida o uso indebido de información confidencial y privilegiada. Un robo, pérdida o uso doloso importante de información, o la divulgación no autorizada de datos personales o sensibles, podría ser muy costoso en términos de notificar y proteger a las personas afectadas. Esto podría provocar que quedemos sujetos a demandas, costos, responsabilidades, multas y penalidades considerables, cualquiera de las cuales podría afectar los resultados de nuestras operaciones en forma muy negativa, como asimismo nuestra reputación. Además, podríamos vernos obligados a incurrir en costos importantes relacionados con acciones gubernamentales en respuesta a tales ataques o para fortalecer nuestros sistemas de información y control electrónico.

La amenaza de ataques cibernéticos es dinámica y está en constante evolución, además de lo cual éstos se vuelven cada vez más sofisticados y de mayor magnitud y frecuencia. No hay garantías de que podamos implementar medidas preventivas adecuadas o evaluar con precisión la probabilidad de un incidente cibernético. No podemos cuantificar el eventual impacto de los incidentes de seguridad cibernética sobre nuestro negocio y reputación. Estos potenciales incidentes de seguridad cibernética y las acciones normativas correspondientes podrían redundar en una reducción notoria en nuestros ingresos e implicar costos adicionales considerables, incluyendo penalidades, reclamaciones de terceros, costos de reparación, gastos adicionales en materia de seguros, costos judiciales, de notificación y subsanación, de seguridad y de cumplimiento normativo.

Riesgos importantes relacionados con asuntos normativos

Las regulaciones gubernamentales podrían afectar nuestros negocios, provocar retrasos, impedir el desarrollo de nuevos proyectos o aumentar los costos de explotación y las inversiones de capital.

Nuestros negocios eléctricos están sujetos a exhaustivas normativas, inspecciones y auditorías. Las tarifas que cobramos a nuestros clientes son el resultado de un proceso de fijación de tarifas definido por los reguladores, que puede perjudicar nuestra rentabilidad. Nuestro negocio también está expuesto a la decisión de las autoridades gubernamentales en relación con las políticas de racionamiento importante durante las sequías o cortes de energía eléctrica, o a los cambios normativos que pueden afectar desfavorablemente a nuestras operaciones y rentabilidad futuras.

Por ejemplo, en el contexto de la crisis social que comenzó en octubre de 2019, el gobierno promulgó la Ley N° 21.185, que estableció un mecanismo de transición para estabilizar los precios de la electricidad para los clientes bajo el sistema de precios regulados. El mecanismo elimina el aumento de precios del 9,2% que se habría aplicado a los clientes regulados a partir de julio de 2019 y aplaza el aumento de precios para la venta de electricidad en virtud de los contratos entre las empresas generadoras y las distribuidoras que entran en vigencia antes de 2021. Un programa de financiamiento para la estabilización de precios fue implementado por la CNE, el cual, en los hechos, es financiado por las empresas de la industria de generación, incluyendo nuestras filiales Enel Generación y, en menor medida, EGP Chile, a través de cuentas por cobrar que surgen de las diferencias entre las tarifas contractuales y las tarifas estabilizadas, las cuales se espera que permitan a las empresas generadoras recuperar los ingresos perdidos a más tardar el 31 de diciembre de 2027. Hemos sufrido y anticipamos sufrir una pérdida financiera a raíz de este aplazamiento de los ingresos porque se exige a las empresas generadoras que financien dicho aplazamiento hasta que las diferencias en la facturación empiecen a devengar una remuneración financiera en 2026.

En diciembre de 2019, la Ley N° 21.194 del Ministerio de Energía (“Ley de Tarifas de Distribución”) redujo la rentabilidad de las empresas distribuidoras y modificó el proceso de tarificación de la distribución eléctrica. Entre otras cosas, la nueva ley reduce la tasa de cálculo de los costos de inversión anual del 10% a una tasa calculada por el CNE cada cuatro años (que será una tasa anual después de impuestos de entre el 6% y el 8%) y establece que la tasa de rentabilidad después de impuestos para cada empresa de distribución debe estar entre tres puntos porcentuales por debajo y dos puntos porcentuales por encima de la tasa calculada por el CNE.

En agosto de 2020, en el contexto de la pandemia del Covid-19, se promulgó la Ley 21.249 (“Ley de Servicios Básicos”) del Ministerio de Energía, que prohíbe a las empresas de distribución de electricidad cortar los servicios por mora durante los 90 días siguientes a la publicación de la ley para los clientes residenciales, las pequeñas empresas, los hospitales y los bomberos, entre otros. Los importes insolutos devengados desde el 18 de marzo de 2020 hasta el 30 de noviembre de 2020 podrán ser pagados en hasta 12 cuotas mensuales iguales y consecutivas, a partir de diciembre de 2020. Las cuotas mensuales no podrán incluir multas, intereses ni gastos asociados. En diciembre de 2021, la asociación chilena de empresas de distribución de energía (“Empresas Eléctricas”) anunció que sus miembros (CGE, Chilquinta, Enel Distribución y Grupo Saesa) extenderían hasta el 31 de enero de 2022 la prohibición de cortar el servicio a los clientes por falta de pago de las facturas de electricidad, a pesar de que la ley caducaba el 31 de diciembre de 2021.

El 29 de diciembre de 2020, se ratificó la Ley N° 21.301 que prorrogó la Ley de Servicios Básicos, aumentando la prohibición de cortar el servicio de 90 a 270 días, así como el número máximo de cuotas mensuales de 12 a 36. El 13 de mayo de 2021 se promulgó la Ley N° 21.340, que prorrogó los efectos de la Ley de Servicios Básicos hasta el 31 de diciembre de 2021, y además se aumentó el número de cuotas a un máximo de 48 cuotas mensuales de las 36 cuotas iniciales.

El 11 de febrero de 2022, la Ley N° 21.243 estableció un calendario de pagos para todas las deudas derivadas de la aplicación de la Ley N° 21.249, mediante el cual los clientes podrán pagar su deuda en 48 cuotas mensuales iguales, con un límite máximo equivalente al 15% de su facturación promedio. Las empresas distribuidoras absorberán el 50% de toda la deuda que no sea saldada como parte de las 48 cuotas mensuales, y el 50% restante será aplicado a las tarifas de distribución en el proceso tarifario que se realizará luego del vencimiento del plazo de las 48 cuotas.

En julio de 2022, el Congreso chileno aprobó la Ley N° 21.472, que complementa la Ley N° 21.185 creando un nuevo programa de fondos de estabilización y estableciendo un nuevo mecanismo transitorio para estabilizar los precios de la electricidad de los clientes bajo el sistema de precios regulados. El objetivo del mecanismo es limitar el aumento de las tarifas eléctricas de los clientes regulados durante el año 2022 y permitir que dichos aumentos se produzcan gradualmente durante los 10 años siguientes. Otras normativas del sector eléctrico chileno también podrían afectar la capacidad de nuestras empresas generadoras de recaudar ingresos suficientes para cubrir sus costos de explotación y perjudicar nuestra rentabilidad futura.

Como resultado de la aplicación de las leyes mencionadas anteriormente al 31 de diciembre de 2022, nuestras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes aumentaron, los ingresos por ventas de energía disminuyeron, los costos por compras de energía disminuyeron y los ingresos financieros aumentaron debido a la disminución de los costos financieros. Para más información, consulte la Nota 9 y la Nota 34 de las Notas a nuestros estados financieros consolidados.

Nuestras filiales operativas también están sujetas a normas ambientales que, entre otras cosas, nos exigen realizar estudios de impacto ambiental para proyectos futuros y que obtengamos permisos de construcción y operación de los entes fiscalizadores locales y nacionales. Las autoridades gubernamentales pueden negar o retrasar la aprobación de estos permisos hasta una vez finalizados los estudios de impacto ambiental, a veces de manera inesperada. Las normas ambientales en lo concerniente a la capacidad de generación existente y futura se han vuelto más estrictas y requieren de mayores inversiones de capital. Todo retraso en el cumplimiento de las normas de emisión requeridas puede constituir una infracción de las normas ambientales. El hecho de no certificar la aplicación original y los requisitos que impongan las normas de emisión en cualquier momento dado para esos sistemas de vigilancia puede dar pie a gravosas sanciones y demandas judiciales por daños y perjuicios. Anticipamos que en el futuro se establezcan límites de emisión más restrictivos. También estamos sujetos a un “impuesto verde” anual, basado en nuestras emisiones de gases de efecto invernadero del año anterior. Estos impuestos podrían aumentar en el futuro y desincentivar la generación termoeléctrica.

Los cambios propuestos al marco reglamentario son con frecuencia sometidos a la consideración de los legisladores y las autoridades administrativas, y algunos de dichos cambios, si son implementados, podrían tener un efecto significativamente adverso en nuestro negocio, resultados de explotación y situación financiera.

Nuestro negocio se enfrenta a los riesgos de los esfuerzos de descarbonización del gobierno chileno.

En junio de 2019, el gobierno chileno anunció su plan para eliminar el carbón por completo, en forma progresiva, de su combinación de energía para el año 2040 y lograr la neutralidad del carbono para el año 2050. Nuestra filial, Enel Generación firmó un acuerdo con el Ministerio de Energía de Chile en el que se define el proceso de cierre de nuestras centrales de carbón: Tarapacá (158 MW), Bocamina I (128 MW) y Bocamina II (350 MW). Cerramos la central Tarapacá en diciembre de 2019 y la central Bocamina I en diciembre de 2020, y la planta Bocamina II en septiembre de 2022, mucho antes del plazo previsto del 31 de diciembre de 2040 para la planta de Bocamina II. Al hacerlo, nos convertimos en la primera empresa de generación del sector eléctrico chileno en eliminar por completo el carbón de sus operaciones de generación. Sin embargo, nuestros esfuerzos por descarbonizar nuestra matriz energética cerrando las centrales a carbón podrían resultar insuficientes si nuestros proyectos de energías renovables sufren retrasos y no entran en funcionamiento en la fecha prevista.

Aunque el plan del gobierno chileno para lograr reducir la huella de carbono podría sobreponerse a la estrategia de sustentabilidad de nuestras empresas, la aplicación real de los objetivos gubernamentales puede ejercer presión considerable sobre nosotros y sobre nuestra capacidad para cumplir nuestras obligaciones contractuales recurriendo a otras fuentes más limpias. A su vez, esto puede aumentar nuestros gastos, disminuir nuestra rentabilidad y acotar nuestra capacidad de satisfacer plenamente la demanda de electricidad de los consumidores.

Nuestro negocio y nuestra rentabilidad podrían verse afectados adversamente si los derechos de agua son denegados o si las concesiones de agua son otorgadas por tiempo limitado, o si el costo de tales derechos aumenta

Somos titulares de derechos de agua otorgados por la Dirección General de Aguas para el suministro de agua desde los ríos y lagos cercanos a nuestras instalaciones de producción. Bajo la ley actual, estos derechos de agua son:

- de duración ilimitada;
- derechos de propiedad absoluta e incondicional; y
- no están sujetos a impugnaciones posteriores. Las empresas de generación chilenas deben pagar un canon anual por derechos de agua no utilizados. Las instalaciones hidroeléctricas nuevas están obligadas a obtener derechos de agua, cuyas condiciones podrían afectar el diseño, la oportunidad o la rentabilidad de un proyecto.

Toda revocación o limitación que se imponga a nuestros derechos de agua actuales (incluyendo como consecuencia de los cambios a la constitución chilena), al otorgamiento de derechos de agua adicionales o a la duración de nuestras concesiones de agua o un aumento en el costo de los derechos de aprovechamiento de aguas podría tener un efecto adverso sobre nuestros proyectos de desarrollo hidroeléctrico y nuestra rentabilidad.

Estamos sujetos a posibles riesgos empresariales y financieros derivados de la legislación y la normativa sobre el cambio climático para limitar las emisiones de GEI.

La futura legislación y regulación sobre el cambio climático que restrinja o regule las emisiones de GEI podría aumentar nuestros costos operativos y tener un efecto adverso importante en nuestro negocio, resultados de explotación y situación financiera. La adopción y aplicación de cualquier tratado, legislación o normativa internacional que imponga obligaciones de información nuevas o adicionales o que limite las emisiones de GEI de nuestras operaciones podría obligarnos a incurrir en costos adicionales para cumplir con tales requisitos y posiblemente exigir que se reduzcan o limiten las emisiones de GEI asociadas a nuestras operaciones. Estas normas de cumplimiento más estrictas, como las emisiones netas cero, pueden requerir mayores niveles de inversión en nuevas tecnologías de mayor eficiencia. No controlar o retrasar la adopción de nuevas tecnologías podría comprometer nuestra capacidad de adaptación al cambio climático e implicar costos adicionales para operar y mantener nuestros equipos e instalaciones, instalar controles de emisión, o pagar impuestos y tasas relacionadas con las emisiones de GEI, lo que podría tener un efecto adverso importante en nuestro negocio, los resultados de explotación y la situación financiera.

Hemos percibido y podríamos percibir en el futuro un mayor interés por nuestras prácticas y compromisos medioambientales, sociales y de gobernanza (“ESG” en sus siglas en inglés) por parte de nuestros accionistas, inversores y organismos reguladores. El hecho de no divulgar, cumplir o abordar nuestras prácticas o compromisos en materia de ESG podría afectar negativamente a nuestra reputación, a la inversión en nuestras acciones ordinarias y ADS, o a nuestro acceso a los mercados de capitales.

Nuestro objetivo es reducir las emisiones de carbono de nuestras instalaciones de generación eléctrica para lograr unas emisiones netas de CO₂ nulas para el año 2040. Seguimos supervisando la viabilidad financiera y operativa de adoptar medidas más agresivas para reducir aún más las emisiones de GEI. Nuestro plan estratégico para sustituir la generación antigua a base de combustibles fósiles por generación renovable con cero emisiones de carbono contribuirá a la consecución de nuestros objetivos relacionados con la reducción de las emisiones de CO₂. Sin embargo, nuestra capacidad para alcanzar dichos objetivos depende de muchos factores externos, como el desarrollo de las tecnologías energéticas pertinentes y la capacidad para ejecutar nuestro plan de inversiones. Estos esfuerzos podrían afectar a la forma en que operamos nuestras unidades de generación eléctrica y dar lugar a una mayor competencia y reglamentación, todo lo cual podría tener un efecto negativo importante en nuestras operaciones y situación financiera.

Nuestra capacidad para ejecutar con éxito nuestro plan estratégico, incluyendo la transición de nuestras instalaciones de generación y la consecución de nuestros objetivos de reducción de emisiones de CO₂, podría afectar a las opiniones y acciones de clientes, inversionistas, legisladores y reguladores. Si tienen o se forman una opinión negativa de nosotros debido al creciente escrutinio de las prácticas de ESG o a nuestro incumplimiento de los compromisos de ESG anunciados, esto podría dar lugar a un aumento de los costos derivados de la supervisión normativa y podría dificultar que nuestras empresas logren resultados legislativos o normativos favorables. Además, un mayor enfoque y activismo relacionados con los asuntos de ESG podría dificultar nuestro acceso a capitales, ya que los inversionistas podrían decidir reasignar capital o no comprometer el mismo a raíz de su evaluación de nuestras prácticas

de ESG. Cualquiera de estas consecuencias podría afectar negativamente a nuestra reputación, a la inversión en nuestros valores o a nuestro acceso a los mercados de capitales y repercutir negativamente en nuestros resultados de explotación, situación financiera y liquidez.

Riesgos importantes relacionados con Chile y otros riesgos a escala global

Las fluctuaciones económicas en Chile, así como ciertas medidas económicas intervencionistas por parte de las autoridades gubernamentales, como asimismo sucesos políticos o crisis financieras o de otra índole en Chile y en cualquier región del mundo, podrían afectar nuestros resultados de explotación y nuestra situación financiera, como también la liquidez y el valor de nuestros títulos.

Todas nuestras operaciones se ubican en Chile. Por lo tanto, nuestros ingresos consolidados se ven afectados por el desempeño de la economía chilena. Estamos expuestos a la volatilidad política y al malestar social en Chile debido a los desafíos derivados de los cambios en las condiciones económicas, las políticas reguladoras y las leyes que rigen el comercio exterior, la industria manufacturera, el desarrollo, las inversiones y la tributación. Por ejemplo, en julio de 2022, el gobierno del presidente Gabriel Boric envió al Congreso chileno un proyecto de reforma fiscal para modificar los impuestos sobre la renta y sobre el valor agregado, reducir las exenciones fiscales y la evasión fiscal e introducir nuevos impuestos sobre el patrimonio y la minería. Las reformas se encuentran en las fases iniciales de examen y se espera que se debatan en el Congreso chileno durante 2023.

Chile también es vulnerable a crisis e incertidumbres, como asimismo a las conmociones externas en otros países, como los acontecimientos financieros y políticos, que podrían causar importantes dificultades económicas y afectar negativamente al crecimiento económico en Chile. Si Chile experimenta un crecimiento económico inferior al esperado o una recesión, es probable que nuestros clientes demanden menos electricidad y que algunos de nuestros clientes puedan tener dificultades para pagar sus facturas de electricidad, lo que posiblemente aumente nuestras cuentas incobrables, lo que podría tener un efecto adverso importante en nuestros resultados de explotación y en nuestra situación financiera.

Cualquier acontecimiento adverso que se produzca en Chile, incluyendo acontecimientos políticos, crisis financieras o de otro tipo, cambios en las políticas de control de divisas, regulaciones e impuestos, puede perjudicar nuestra capacidad para ejecutar nuestro plan de negocio y podría afectar negativamente a nuestros resultados de explotación y situación financiera. La inflación, los cambios en las tasas de interés, la devaluación, la inestabilidad social y otros acontecimientos políticos, económicos o diplomáticos también podrían reducir nuestra rentabilidad. Las condiciones económicas y de mercado en los mercados chilenos financieros y de capitales pueden verse afectadas por acontecimientos internacionales, los que a la vez que podrían afectar en forma negativa el valor de nuestros títulos y nuestra capacidad de acceder a los mercados de capitales.

Los cambios en la Constitución chilena podrían afectar a una amplia variedad de derechos, incluyendo los derechos de agua y los derechos de propiedad en general, pudiendo repercutir en nuestro negocio, resultados de explotación y situación financiera.

Tras las protestas generalizadas y el malestar social en todo Chile en octubre de 2019, el gobierno chileno introdujo varias reformas sociales e implementó un proceso de convención constitucional para redactar una nueva Constitución chilena que sustituyera a la actual Constitución de 1980. Un plebiscito nacional celebrado en septiembre de 2022 rechazó la nueva propuesta de Constitución por un 62% de los votos populares, dejando en vigor la actual Constitución de 1980. Sin embargo, sigue existiendo un amplio apoyo político a un segundo proceso constitucional y se está debatiendo cómo proceder con una nueva reforma a la carta magna. Cualquier nueva constitución podría alterar la situación política chilena, afectar a la economía del país, a sus perspectivas empresariales, modificar los derechos existentes para explotar los recursos naturales o cambiar los derechos de agua y de propiedad, cualquiera de los cuales podría afectar negativamente a nuestro negocio, a los resultados de explotación y a nuestra situación financiera.

Por ejemplo, la nueva propuesta de Constitución chilena que fue rechazada en el plebiscito nacional de septiembre de 2022 incluía una declaración de que el agua es “no apropiable” y, de haberse aprobado, habría cambiado

significativamente el actual régimen de derechos de agua. No se puede asegurar que no se incluya una declaración similar en cualquier nueva Constitución chilena que salga de ese proceso. Tampoco puede garantizarse que estas reformas y propuestas o una nueva Constitución resuelvan las inquietudes sociales y económicas, o que no se reanuden las protestas masivas o los disturbios civiles. Los efectos a largo plazo de este malestar social son difíciles de predecir pero podrían incluir un crecimiento económico más lento, lo que afectaría negativamente a nuestro negocio, resultados de explotación y situación financiera.

Podemos estar sujetos a los efectos del conflicto armado entre Rusia y Ucrania.

Los mercados globales operan en la actualidad en un período en el que impera la incertidumbre, volatilidad y disrupciones, a medida que el conflicto armado entre Rusia y Ucrania, que comenzó en febrero de 2022, se sigue desarrollando. El conflicto armado y las sanciones económicas impuestas a Rusia y a determinados ciudadanos y empresas rusas podrían tener un efecto negativo en la economía mundial y son muy inciertos y difíciles de predecir. Aunque no tenemos transacciones comerciales directas con proveedores, clientes o prestamistas de Rusia o Ucrania, nuestra empresa, resultados de explotación y situación financiera pueden verse afectados por (i) un acceso limitado a los mercados financieros; (ii) posibles interrupciones en la cadena de suministro mundial; (iii) volatilidad en el precio de los *commodities*; y (iv) un aumento de las presiones inflacionistas en los países en los que operamos, lo que podría aumentar las tarifas cobradas a nuestros clientes.

Estamos sujetos a los efectos negativos de pandemias mundiales.

En respuesta a la pandemia de Covid-19, en el año 2020 el gobierno chileno declaró el estado de excepción constitucional de catástrofe, instituyó toques de queda nocturnos, cuarentenas obligatorias en las áreas afectadas, control de entrada, salida y movilidad dentro de las zonas especificadas, la prohibición de reuniones masivas y el cierre de las escuelas públicas, entre otras medidas. El sector privado ha adoptado voluntariamente otras acciones, como la adopción del teletrabajo siempre que sea posible y el cierre de oficinas comerciales.

Todas estas medidas, así como otras restricciones gubernamentales, alteraron temporalmente nuestros negocios y operaciones, disminuyeron la demanda de electricidad, desestabilizaron los mercados financieros, afectaron negativamente a la cadena de suministro global y comprometieron nuestra capacidad de generar ingresos. Estas disrupciones impactaron significativamente en nuestro rendimiento en 2020.

En los años 2021 and 2022, el gobierno chileno alzó muchas de estas restricciones, lo que aumentó la demanda de electricidad y repercutió positivamente en nuestros ingresos netos en 2021 y 2022. Para más información con respecto al efecto de la pandemia en nuestro negocio y resultados financieros, consulte “Ítem 5. Revisión operativa y financiera y perspectivas – A. Resultados de explotación”.

La reciente irrupción de nuevas variantes de Covid-19 y el aumento de las tasas de infección pueden dar lugar a la reimposición de medidas gubernamentales y del sector privado como respuesta. Si se produce un recrudecimiento de la pandemia de Covid-19 o brotes similares en el futuro, nuestro negocio, resultados de explotación y situación financiera pueden verse perjudicados.

Los riesgos cambiarios podrían afectar adversamente nuestros resultados y el valor en dólares de los dividendos a pagar a los titulares de los ADS.

Nuestra moneda funcional es el peso chileno, que ha estado sujeto a devaluaciones y apreciaciones frente al dólar estadounidense y puede estar sujeto a fluctuaciones significativas en el futuro. En 2022, el peso chileno se depreció sólo un 1% frente al dólar estadounidense, y el Tipo de Cambio Observado del dólar estadounidense alcanzó un máximo de 1.042.97 el 14 de julio de 2022, para luego finalizar el año en Ch\$ 855,86 por US\$ 1,00. Pagamos nuestros dividendos en pesos chilenos, y una parte considerable de nuestra deuda consolidada ha sido históricamente en dólares estadounidenses. Aunque gran parte de nuestros flujos de caja operativos están vinculados al dólar estadounidense, estamos expuestos a las fluctuaciones del peso chileno frente al dólar estadounidense debido a los desfases temporales y a otras limitaciones a la hora de vincular nuestras tarifas al dólar estadounidense. Esta exposición puede disminuir

sustancialmente el valor del efectivo que generamos en dólares estadounidenses debido a la devaluación del peso. La volatilidad futura del tipo de cambio de la moneda en la que recibimos ingresos o incurrimos en gastos puede afectar negativamente a nuestro negocio, resultados de explotación y situación financiera.

Riesgos importantes relacionados con la propiedad de nuestras acciones y ADS

Nuestro accionista controlador podría ejercer influencia considerable sobre nosotros y tener una visión estratégica distinta a la de nuestros accionistas minoritarios en cuanto a nuestro desarrollo.

Enel, nuestro accionista controlador, posee una participación usufructuaria del 64,93% de nuestro capital accionario a la fecha de este Informe. Enel puede determinar el resultado de casi todos los asuntos importantes que requieren del voto de una mayoría simple de los accionistas conforme a la Ley N° 18.046 (“Ley de Sociedades Anónimas”), tales como la elección de la mayoría de los miembros del directorio y, sujeto a restricciones legales y contractuales, nuestra política de dividendos. Enel también ejerce gran influencia sobre nuestras operaciones y estrategia de negocio. Los intereses de Enel podrían en algunos casos apartarse de los intereses de nuestros accionistas minoritarios. Ciertos conflictos de interés que afecten a Enel en estas áreas podrían resolverse en una forma que se aparte de los intereses de nuestra empresa y de nuestros accionistas minoritarios.

La iliquidez y volatilidad relativas de los mercados chilenos de valores podrían afectar adversamente el precio de nuestras acciones ordinarias y de los ADS.

Los mercados chilenos de valores son considerablemente más reducidos y menos líquidos que los mercados de valores más importantes de los Estados Unidos u otros países desarrollados. La poca liquidez del mercado chileno podría afectar la capacidad de los accionistas de vender sus títulos, o de los titulares de los ADS de vender nuestras acciones ordinarias retiradas del programa de ADS en las bolsas de valores chilenas en las cantidades, al precio y en la oportunidad que deseen.

Las demandas entabladas en contra nuestra fuera de Chile o los reclamos presentados en contra nuestra fundamentados en conceptos jurídicos extranjeros podrían resultar infructuosas.

Todas nuestras inversiones se ubican fuera de los Estados Unidos. Todos nuestros directores y todos nuestros ejecutivos principales residen fuera de Estados Unidos y la mayor parte de sus activos se encuentran también fuera de los Estados Unidos. Si cualquier inversionista fuera a presentar una demanda en los Estados Unidos en contra de nuestros directores y ejecutivos, podría ser difícil para dicho inversionista enviar a dichas personas la notificación sobre actos procesales dentro de los Estados Unidos o exigir que una sentencia basada en las disposiciones de responsabilidad civil de las leyes federales sobre valores de Estados Unidos se haga cumplir contra ellos ante los tribunales de Estados Unidos o de Chile. Además, existen dudas sobre si podría interponerse con éxito una acción en Chile respecto de la responsabilidad basada únicamente en las disposiciones de responsabilidad civil de las leyes federales de valores de los Estados Unidos.

En el pasado, identificamos una debilidad importante en nuestros controles internos y podríamos eventualmente experimentar debilidades importantes adicionales o no mantenemos un sistema eficaz de control interno sobre los informes financieros, podría dar lugar a errores importantes en nuestros estados financieros consolidados o provocar el incumplimiento de nuestras obligaciones de información periódica.

En 2020, identificamos una debilidad importante en nuestro control interno sobre la información financiera, que ha sido subsanada.

Si experimentamos debilidades importantes adicionales o no mantenemos un sistema eficaz de control interno sobre la información financiera, podría (i) dar lugar a un error importante en nuestra información financiera o en nuestros estados financieros que podría ser imposible de prevenir o detectar, (ii) provocar el incumplimiento de nuestras obligaciones de información en virtud de la legislación aplicable en materia de valores, o (iii) ocasionar la pérdida de confianza de los inversionistas en nuestra información financiera o en nuestros estados financieros, y cualquiera de estas

situaciones podría afectar de manera importante y adversa a nuestra actividad, situación financiera, flujos de caja, resultados de explotación y precios de nuestros valores.

Factores de riesgo general

Nuestro negocio eléctrico está expuesto a los riesgos generados por fenómenos meteorológicos extremos relacionados con el cambio climático, desastres naturales, accidentes catastróficos y actos de terrorismo que pueden tener un impacto adverso sobre nuestras operaciones, resultados y flujo de caja.

Nuestras principales instalaciones incluyen centrales eléctricas expuestas a daños por el aumento de la gravedad y la frecuencia de los fenómenos meteorológicos extremos, como ciclones, huracanes o inundaciones, debido al cambio climático, catástrofes naturales, como por terremotos e incendios y otros desastres causados por la acción humana, como también por actos de protesta, vandalismo, disturbios y terrorismo. Un suceso catastrófico podría ocasionar la indisponibilidad de nuestros activos durante períodos prolongados, interrupciones en nuestro negocio, reducciones significativas en nuestros ingresos debido a una menor demanda o costos adicionales importantes que carezcan de cobertura bajo nuestros seguros por lucro cesante y podría obligarnos a incurrir en gastos de capital no planificados. Podría haber retrasos entre un accidente o suceso catastrófico de consideración y el reembolso definitivo de nuestras pólizas de seguro, las cuales normalmente contemplan un deducible y están sujetas a montos máximos por siniestro.

Cualquier alteración catastrófica por acción natural o humana sobre nuestros activos eléctricos en los países en los que operamos podría provocar efectos adversos significativos en nuestras operaciones, resultados de explotación y situación financiera.

Estamos sujetos a riesgos de financiamiento, tales como aquellos relacionados con la captación de recursos para nuevos proyectos e inversiones de capital, y a riesgos relacionados con el refinanciamiento de nuestra deuda.

Al 31 de diciembre de 2022, nuestra deuda consolidada neta ascendía a Ch\$ 3.1 billones, desglosado en (i) pasivos financieros de Ch\$ 2,4 billones, (ii) Ch\$1,6 billones en cuentas por pagar a partes relacionadas (iii) menos caja y equivalentes y derivados de cobertura por Ch\$0,9 billones. Véanse las Notas 20, 10 y 6 de las Notas a nuestros estados financieros consolidados, respectivamente, para más información sobre transacciones con partes relacionadas y pasivos financieros, respectivamente.

Una parte importante de nuestra deuda financiera está sujeta a (i) pactos financieros, (ii) obligaciones de hacer y de no hacer, (iii) supuestos de incumplimiento, (iv) pagos anticipados obligatorios por incumplimiento contractual, (v) cláusulas de cambio de control en caso de fusiones y desinversiones significativas, (vi) pactos sobre procedimientos de quiebra e insolvencia, y (vii) disposiciones sobre incumplimientos cruzados, que tienen definiciones, criterios, umbrales de importancia y aplicabilidad variables en relación con las filiales que podrían dar lugar a un incumplimiento cruzado. Nuestra deuda también puede ser inmediatamente exigible en caso de quiebra o insolvencia de una filial importante o significativa.

Las condiciones de mercado imperantes en cada momento podrían impedirnos acceder a los mercados de capitales o satisfacer nuestras necesidades financieras para financiar nuevos proyectos. También es posible que no podamos obtener los fondos necesarios para terminar nuestros proyectos en desarrollo o construcción. Igualmente, es posible que no podamos refinanciar nuestra deuda u obtener dicho refinanciamiento en términos aceptables para nosotros. En ausencia de tal refinanciamiento, podríamos vernos obligados a liquidar activos a precios desfavorables a fin de poder pagar nuestra deuda. Es más, podríamos vernos imposibilitados de vender nuestros activos en momentos oportunos o a precios suficientemente altos para obtener los ingresos que nos permitirían enfrentar tales pagos.

Nuestra incapacidad de financiar nuevos proyectos o inversiones de capital o para refinanciar la deuda existente podría afectar adversamente nuestros negocios, resultados de explotación y situación financiera.

Las autoridades normativas podrían cursar multas a nuestras entidades filiales debido a fallas operacionales o infracciones normativas.

Nuestros negocios de electricidad pueden verse sujetos a sanciones reglamentarias por cualquier incumplimiento de la normativa vigente, incluidos los fallos en el suministro de energía. Las entidades reguladoras locales supervisan a nuestras filiales de generación. Podemos estar sujetos a multas, penalizaciones o sanciones cuando el regulador determine que la empresa es responsable de los fallos operativos que afectan al suministro regular de energía del sistema, incluidos problemas de coordinación. La normativa establece una tasa de compensación a los clientes finales cuando la energía se interrumpe más del tiempo estándar permitido debido a sucesos o fallos que afectan a las instalaciones de transmisión. Consulte la Nota 38 de las Notas a nuestros estados financieros consolidados para obtener más información sobre las sanciones.

Estamos involucrados en diversos litigios.

Somos parte de varios procedimientos contenciosos, lo que incluye demandas y arbitrajes, que podrían tener desenlaces desfavorables o conllevar la imposición de multas pecuniarias en nuestra contra. Dada la dificultad de predecir el resultado de los asuntos legales, no tenemos ninguna certeza sobre el resultado más probable de estos procedimientos o cuáles pueden ser las posibles multas o sanciones relacionadas con cada litigio. Aunque tenemos la intención de defender nuestras posturas con firmeza, es posible que nuestra defensa de estos procedimientos judiciales no tenga éxito y que la respuesta a dichas demandas y arbitrajes desvíe los recursos y la atención de nuestra dirección de las operaciones cotidianas.

Nuestra situación financiera o los resultados de nuestras operaciones podrían verse negativamente afectados si se falla en contra de nosotros en dichos procedimientos judiciales. Para obtener mayor información acerca de estos procedimientos contenciosos y arbitrales, véase la Nota 35.3 de nuestros estados financieros consolidados.

E. Cambio climático

General

El cambio climático es uno de los principales retos del siglo XXI, y estamos contribuyendo activamente a impulsar la transición energética mundial hacia las emisiones cero con acciones y estrategias alineadas con los objetivos más ambiciosos a nivel nacional e internacional. Pretendemos reducir nuestra vulnerabilidad a los impactos físicos del cambio climático mejorando nuestra capacidad de adaptación y reduciendo al mismo tiempo las emisiones de carbono mediante tecnologías y procesos innovadores.

La mitigación de los efectos del cambio climático forma parte de nuestra estrategia y está integrada en nuestros procesos actuales, lo que nos permite evaluar los riesgos y oportunidades relacionados con el clima, ayudándonos así a ser más resistentes y flexibles, así como a mejorar nuestra asignación de capital. Un proceso integrado nos permite evaluar cómo afecta el cambio climático a nuestros negocios y, a continuación, realizar los ajustes oportunos en otras áreas de riesgo, como los riesgos operativos o financieros.

Nuestra estrategia de gestión del cambio climático se ha desarrollado en línea con las recomendaciones del Grupo de Trabajo sobre Divulgación de Información Financiera Relacionada con el Clima (“TCFD” en sus siglas en inglés) del Consejo de Estabilidad Financiera. Hemos establecido un marco universal de gestión del cambio climático en todas las unidades de negocio y supervisamos continuamente los parámetros y los objetivos.

Identificación y gestión de riesgos

La gestión del riesgo del cambio climático afecta a varias unidades de negocio y procesos en toda la empresa, lo que implica riesgos y oportunidades relacionados con la gestión de nuestros activos y la prestación de los servicios ofrecidos a nuestros clientes. Los riesgos relacionados con el cambio climático abarcan varias categorías de riesgo clasificadas y definidas por la Compañía, cada una de las cuales requiere parámetros y análisis adecuados para medir y mitigar sus efectos, así como para aprovechar sus oportunidades.

El cambio climático produce fenómenos que afectan a nuestro negocio a corto, medio o largo plazo, que clasificamos como:

- Fenómenos físicos agudos que afectan, por ejemplo, a los activos industriales en términos de daños y funcionamiento del negocio.
- Fenómenos físicos crónicos que afectan tanto al sistema energético (por ejemplo, el impacto de las temperaturas en la demanda de energía) como a los activos (por ejemplo, cambios en el clima que afectan a la producción energética).
- Fenómenos de transición, como la tendencia de distintos sectores industriales y empresariales hacia una economía verde (por ejemplo, cambios en la política y la normativa o en la tecnología y la dinámica del mercado).

Evaluamos el impacto utilizando una metodología relacionada con los fenómenos específicos evaluados, lo que permite una evaluación cuantitativa del impacto a nivel operativo, económico o financiero. La metodología utilizada para evaluar los fenómenos físicos agudos considera una probabilidad de suceso definida por escenarios. Para conectar los escenarios con los impactos, se tienen en cuenta dos elementos: (1) la vulnerabilidad (el valor que se pierde al producirse un suceso catastrófico determinado para cada lugar y activo) y (2) la exposición (el valor económico que podría verse materialmente impactado).

Para evaluar los fenómenos crónicos físicos, se aplican parámetros del escenario climático (por ejemplo, aumento de la temperatura, aumento de las precipitaciones pluviales, etc.) para calcular el cambio en los indicadores clave de rendimiento (KPI, por sus siglas en inglés) pertinentes. La evaluación de los impactos físicos requiere establecer vínculos entre las variables climáticas y los riesgos y oportunidades empresariales. Estos vínculos permiten una evaluación cuantitativa de los efectos sobre nuestro negocio relacionados con un fenómeno climático seleccionado que se prevé en el futuro.

Del mismo modo, para evaluar el impacto de los fenómenos de transición, los modelos internos ponderan los efectos de los cambios en las variables seleccionadas con mayor impacto en la empresa (por ejemplo, el precio de la electricidad, la demanda de energía, los precios de las materias primas, las políticas locales o globales, el aumento de la competencia, etc.).

Los resultados de la evaluación del impacto se utilizan en todos los niveles y unidades de la Compañía y se integran a fondo en los procesos y la planificación estratégica. Las actividades de planificación estratégica tienen en cuenta las consecuencias del cambio climático y definen los acontecimientos y los riesgos y oportunidades relacionados que son relevantes para la Compañía. Estas actividades también determinan cómo afectan los escenarios a corto, medio y largo plazo a nuestros activos y servicios. El análisis del cambio climático proporciona conocimientos e información para realizar inversiones directas destinadas a mejorar el desarrollo y el funcionamiento y la gestión de los activos actuales.

Efectos de los riesgos en el negocio y la estrategia

Utilizamos escenarios en los procesos de planificación, asignación de capital, posicionamiento estratégico, evaluación de riesgos y capacidad de recuperación estratégica. Con el uso de escenarios, podemos modelar alternativas y determinar algunas variables clave de incertidumbre, como la consecución de los objetivos definidos en el Acuerdo de París sobre el Cambio Climático de 2015 (el “Acuerdo de París”). Un enfoque de previsión que proporcione proyecciones basadas en comportamientos pasados no nos permite anticipar cambios ni incorporar evaluaciones de riesgos o incertidumbres. Por el contrario, el uso de escenarios nos ofrece una mayor flexibilidad y nos permite prepararnos para los riesgos y las oportunidades. Como parte del proceso de definición de nuestros escenarios, hemos identificado y analizado en profundidad las tendencias a medio y largo plazo, así como sus impactos previstos en nuestra industria. Este análisis es la base para definir nuestras acciones para anticiparnos y adaptarnos a los cambios y desarrollos, así como para aprovechar las oportunidades en nuestros negocios.

Analizamos los diferentes escenarios publicados por organismos y organizaciones externas para comparar los resultados en términos de combinación energética, tendencias de las emisiones y opciones tecnológicas, e identificar los principales impulsores de la transición energética para cada uno de ellos. Estos escenarios se agrupan por contextos

globales y locales. Analizamos informes, datos y escenarios apoyados en un diálogo constante con los analistas de los principales proveedores de escenarios.

Los escenarios energéticos globales se suelen clasificar según el nivel de ambición climática:

- **“Business as usual / Stated policies”**: escenario energético basado en las políticas actuales que proporciona un punto de referencia conservador para el futuro, representando la evolución del sistema energético en ausencia de políticas climáticas y energéticas adicionales. En la actualidad, estos escenarios no alcanzan los objetivos del Acuerdo de París.
- **Alineado con París**: escenario energético alineado con el Acuerdo de París que incluye el objetivo de limitar el aumento de la temperatura media mundial a “muy por debajo de 2°C” en comparación con los niveles preindustriales. Para alcanzar este objetivo, los escenarios contemplan políticas nuevas y más ambiciosas para la electrificación de los usos finales y para el desarrollo de las energías renovables.
- **París Ambicioso**: escenario energético global que traza un camino hacia las emisiones cero para 2050, en línea con el objetivo más ambicioso del Acuerdo de París: la estabilización del aumento de la temperatura media mundial dentro de 1,5°C, aunque con diferentes intervalos de probabilidad.

Recopilamos los parámetros clave del sistema energético. Como resultado del análisis de los datos, somos capaces de comprender los elementos clave del escenario “Business as usual / Stated policies” y de identificar los impulsores que conducen a una aceleración de la transición energética en los escenarios “Alineado con París” y “París Ambicioso”. A modo de ejemplo, comparando la tasa de electrificación y la cuota de renovables en los distintos escenarios, existe un consenso total entre los analistas energéticos en que los principales impulsores para alcanzar objetivos climáticos más ambiciosos son el proceso de electrificación de los usos finales y el aumento de la generación de electricidad a partir de fuentes renovables, tanto a mediano como a largo plazo.

Los escenarios representan una posible evolución no determinista de la contribución de las distintas fuentes de energía a las emisiones. Los principales supuestos que tenemos en cuenta para definir los escenarios de transición energética se refieren a:

- **Políticas y medidas normativas locales** para combatir el cambio climático, aumentar la seguridad energética y promover el desarrollo sostenible (es decir, medidas para reducir las emisiones de dióxido de carbono y el consumo de combustibles fósiles), para aumentar la eficiencia energética, la electrificación del consumo, la participación en la generación de electricidad renovable.
- **Contexto macroeconómico y energético mundial** en términos de producto interior bruto, población y precios de las materias primas, teniendo en cuenta las referencias internacionales.
- **Evolución de las tecnologías** de producción, conversión y consumo de energía, tanto en términos de parámetros técnicos de funcionamiento como de costos.

En 2022, revisamos el marco de los escenarios de transición energética a mediano y largo plazo y definimos un escenario teniendo en cuenta las principales incertidumbres y factores relativos a la evolución macroeconómica y energética. Nuestro escenario de referencia para la planificación a largo plazo supone lo siguiente:

- Alineado con París (es decir, lograr un aumento de la temperatura promedio mundial en comparación con los niveles preindustriales por debajo de los 2°C, anticipando un nivel de ambición climática superior al de los escenarios “Business as usual/Stated policies”, pero sin asumir necesariamente la consecución global del objetivo de cero emisiones para 2050);

- Las tensiones de índole geopolítica exacerbadas por el conflicto entre Rusia y Ucrania tendrán efectos duraderos, lo que provocará una aceleración de la electrificación y las energías renovables y un mayor uso del gas natural licuado (“GNL”); y
- Una esperanza de vida baja o endémica para el Covid-19, una elevada tasa de vacunación y la prescindencia de confinamientos a gran escala.

En cuanto a la posibilidad de asumir la consecución del objetivo más desafiante del Acuerdo de París, es decir, estabilizar la temperatura media mundial dentro de +1,5°C, como escenario de referencia para la planificación a largo plazo, se mantiene claramente la incertidumbre de que algunos países podrían retrasar el proceso de descarbonización hacia las emisiones cero para el año 2050.

Teniendo en cuenta el contexto externo, operamos un modelo de negocio con directrices estratégicas que están en línea con la máxima ambición de los objetivos del Acuerdo de París. Para mitigar los riesgos del cambio climático, nos hemos fijado el objetivo para el año 2040 de lograr cero emisiones directas (Alcance 1), con una generación de electricidad totalmente renovable, y cero emisiones asociadas a las ventas minoristas de energía (Alcance 3). Seguimos supervisando la viabilidad financiera y operativa de adoptar medidas más agresivas para reducir aún más nuestras emisiones de GEI.

Para obtener más información sobre los efectos de los riesgos relacionados en nuestra estrategia, modelo de negocio y perspectivas, consulte el “Ítem 3. Información clave — D. Factores de riesgo”. Información clave — D. Factores de riesgo”.

Plan de transición

Nos hemos comprometido a transformar nuestra matriz energética para lograr una generación de energía 100% renovable con cero emisiones directas de GEI para el año 2040. Para lograr cero emisiones, nos estamos centrando en las siguientes áreas:

Cierre de centrales a carbón: Cerramos la central Tarapacá (158 MW) en diciembre de 2019, la central Bocamina I (128 MW) en diciembre de 2020 y la central Bocamina II (350 MW) en septiembre de 2022.

- **Enfoque en las energías renovables:** Esperamos añadir aproximadamente 1 GW de capacidad instalada neta a partir de fuentes de energía renovables para el año 2025, aumentando al 79% nuestra capacidad instalada neta a partir de fuentes renovables, incluyendo la tecnología solar, hidroeléctrica, eólica y geotérmica. Los gastos de capital para desarrollar estas plantas de energía renovable entre 2023 y 2025 ascienden a US\$ 1.100 millones.
- **Innovación y nuevas tecnologías:** La eliminación progresiva del carbón y las malas condiciones hidrológicas afectan a los precios spot. Por ello, diversificar las tecnologías de generación y la geografía favorece una estrategia con capacidad de recuperación. En 2022 desarrollamos el primer proyecto de producción de hidrógeno verde, varios proyectos de generación distribuida y actualmente estamos adoptando varios sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) en nuestros proyectos en construcción. También estamos explorando la energía mareomotriz a través de nuestro proyecto piloto MERIC Open Sea Lab.
- **Electrificación:** Resulta fundamental para nuestro objetivo de emisiones cero que ayudemos a los consumidores a conseguir y gestionar sus emisiones. Para ello, nuestra filial, Enel X Chile, ha implementado servicios e-home (servicios de asistencia, aire acondicionado y paneles fotovoltaicos (FV)) y sustitución de calefacción a clientes minoristas; soluciones FV y de respuesta a la demanda al sector comercial e industrial; alumbrado público y puntos de carga públicos, y soluciones de autobuses electrónicos al gobierno chileno como soluciones de electromovilidad.

- **Financiamiento sostenible:** Para promover un modelo de negocio sostenible, hemos suscrito contratos de financiamiento de acuerdos de crédito vinculados a la sostenibilidad que condicionan la tasa de interés a la reducción de nuestras emisiones directas de GEI (objetivos de Alcance 1).

La siguiente tabla muestra nuestras emisiones de GEI directas (Alcance 1) e indirectas (Alcances 2 y 3) para el año finalizado el 31 de diciembre para los siguientes periodos:

Emisiones de gases de efecto invernadero	Año finalizado el 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
	(en millones de gramos de CO ₂ eq.)		
Emisiones directas totales (Alcance 1)	4.846	5.187	4.303
Emisiones indirectas totales (Alcance 2)	12	10	10
Emisiones indirectas totales (Alcance 3)	1.773	1.360	177

Operamos un modelo de negocio alineado con el objetivo de no superar un aumento de la temperatura de 1,5 °C en comparación con los niveles preindustriales. Para lograr esto y nuestros objetivos de cero emisiones, hemos cerrado nuestras centrales termoeléctricas a carbón a partir de 2022 y pretendemos cerrar nuestras centrales de gas natural para el año 2040. No utilizamos certificados de energía renovable (“REC”) como parte de nuestro plan de emisiones cero. En 2022, el precio de referencia del carbono que consideramos fue de EUR 80,8 por tonelada, en línea con el Sistema de Comercio de Emisiones de la Unión Europea.

Las inversiones permanentes en energías renovables que se llevan a cabo sistemáticamente desde el año 2012 nos permiten fijar nuestros propios objetivos limitando las emisiones directas (Alcance 1) a 105 gramos de CO₂eq./kWh para 2025, y a cero emisiones para 2040. Para garantizar la transparencia en las comunicaciones y las relaciones con las partes interesadas, informamos sobre el rendimiento de nuestras acciones climáticas de acuerdo con las normas internacionales, como el Protocolo GEI. También seguimos las directrices para informar sobre indicadores del Consejo de Normas Contables de Sostenibilidad e informamos sobre el impacto de los riesgos climáticos de acuerdo con las recomendaciones de la TCFD.

Ítem 4. Información sobre la Compañía

A. Historia y desarrollo de la Compañía.

Somos una sociedad anónima abierta constituida con arreglo a las leyes de la República de Chile el 1 de marzo de 2016. Desde abril de 2016, hemos estado registrados en Santiago ante la CMF con el registro N° 1.139 y en los Estados Unidos ante la *Securities and Exchange Commission* con el expediente de la Comisión número 001-37723. Legalmente, nuestra razón social completa es Enel Chile S.A., aunque también podemos referirnos a nuestra empresa usando el nombre de fantasía “Enel Chile”. Al 31 de diciembre de 2022, Enel era propietaria del 64,93% de nuestras acciones. Nuestras acciones se cotizan y transan en las Bolsas de Valores de Chile bajo el símbolo de cotización “ENELCHILE,” y nuestros ADS se cotizan y transan en la NYSE bajo el símbolo de cotización “ENIC”.

Nuestra información de contacto para la Gerencia de Relaciones con Inversionistas en Chile es:

Persona de contacto: Isabela Klemes
Dirección: Av. Santa Rosa 76 piso 15
Comuna de Santiago
Santiago, Chile
Email: ir.enelchile@enel.com
Teléfono: (56-9) 2353 4400
Sitio web: www.enelchile.cl

La información contenida en nuestro sitio web o enlazada desde él no se incluye como parte de este Informe ni se incorpora a éste por referencia. La SEC mantiene un sitio web que contiene informes, mandatos, declaraciones informativas y otra información relativa a los emisores que presentan ante ella documentación por vía electrónica, como es el caso de nuestra Compañía, en <http://www.sec.gov>.

El sector de las empresas eléctricas chilenas se reorganizó en la década de 1980 en virtud de la Ley de Electricidad chilena, conocida como Decreto con Fuerza de Ley N° 1° de 1982 (“DFL1”). En agosto de 1988, la Compañía Chilena Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A., nuestra empresa predecesora, cambió su razón social por la de Enersis S.A. (“Enersis” y actualmente conocida como Enel Américas S.A.) y se convirtió en la nueva empresa matriz de Distribuidora Chilectra Metropolitana S.A., que posteriormente pasó a llamarse Chilectra S.A. (“Chilectra” y actualmente conocida como Enel Distribución Chile S.A.). En la década de 1990, Enersis se diversificó en la generación de electricidad al aumentar su participación en Endesa Chile S.A. (actualmente conocida como Enel Generación Chile S.A.). En 2016 Enersis separó su negocio chileno del resto de los negocios de los países sudamericanos en una operación de escisión. Como resultado de esta escisión, se constituyó Enersis Chile, que cambió su razón social por la de Enel Chile. Al 31 de diciembre de 2022, Enel Chile posee el 99,09% de Enel Distribución, y el 93,55% de Enel Generación.

De acuerdo con la Ley 21.194, la Ley de Tarifas de Distribución adoptada en 2019, el Ministerio de Energía exige que las empresas de distribución chilenas operen como un rubro de distribución pública independiente con su propia contabilidad y administración sin incluir otros negocios, como el de transmisión eléctrica. En consecuencia, Enel Distribución llevó a cabo una reorganización empresarial el 1° de enero de 2021, en virtud de la cual sus negocios de distribución y transmisión se separaron en dos sociedades distintas y Enel Transmisión se escindió como sociedad anónima independiente. Asimismo, el segmento de comercialización de energía, anteriormente operado por Enel Distribución, fue transferido a Enel Generación Chile para mejorar las sinergias y la eficiencia de costos entre las filiales.

El 9 de diciembre de 2022, Enel Chile completó la venta de su participación restante en Enel Transmisión a Sociedad Transmisora Metropolitana SpA (sociedad controlada en un 100% por Inversiones Grupo Saesa Limitada, una sociedad no relacionada), que consiste en el 99,09% de las acciones de Enel Transmisión. Para mayor información relacionada con la venta de Enel Transmisión, véase la Nota 5 y la Nota 33 de las Notas a nuestros estados financieros consolidados.

Inversiones de capital, desembolsos de capital y desinversiones

Coordinamos nuestra estrategia general de financiamiento, incluyendo los plazos y condiciones de los préstamos y anticipos interempresariales realizados entre nuestras filiales, a fin de optimizar la gestión de deudas y liquidez. Generalmente, nuestras filiales operativas desarrollan de manera independiente sus planes de desembolsos de capital con fondos generados internamente o con financiamiento directo. Una de nuestras metas es enfocarnos en inversiones que traigan beneficios en el largo plazo y en iniciativas de sostenibilidad. Por otra parte, continuaremos invirtiendo en el negocio de la distribución de electricidad, con el objeto de permitir la conexión de nuevos clientes y aumentar la calidad de nuestro servicio, como también en nuevas tecnologías (tales como medidores inteligentes) para automatizar nuestras redes. Aunque dentro de nuestro proceso presupuestario hemos considerado la forma en que se financiarán estas inversiones, no nos hemos comprometido con ninguna estructura de financiamiento en particular y las inversiones dependerán de las condiciones de mercado que imperen al momento en que se requieran los flujos de caja.

Nuestro plan de inversiones es lo suficientemente flexible como para adaptarse a circunstancias cambiantes, permitiendo asignar distintas prioridades a cada proyecto según su rentabilidad, justificación estratégica y sostenibilidad. Las prioridades de inversión están actualmente focalizadas en el negocio de distribución, y se relacionan con la confiabilidad de la red, la ampliación de capacidad y los nuevos desarrollos tecnológicos, tales como medidores inteligentes, con una preocupación constante por el medio ambiente.

Respecto del período 2023 - 2025, anticipamos realizar en nuestras filiales inversiones de capital ascendentes a Ch\$ 1,5 billones (US\$ 1,7 mil millones, calculado con base en el Tipo de Cambio Observado al 31 de diciembre de 2022), los que están relacionados con inversiones actualmente en curso, mantenimiento de nuestra red de distribución y

centrales de generación existentes, y realización de los estudios requeridos para desarrollar otros potenciales proyectos de generación y distribución.

Si bien nuestras inversiones planificadas se extienden más allá del período comprendido entre 2023 y 2025, ahora estamos informando un período de tres años para alinear las proyecciones con el plan industrial trienal de Enel que fue dado a conocer en noviembre de 2022. Para mayor información, véase el “Ítem 4. Información sobre la Compañía — D. Propiedades, centrales y equipos — Proyectos en desarrollo”.

La siguiente tabla muestra los flujos de caja utilizados para adquirir propiedades, maquinaria y equipo y activos intangibles en 2022, 2021 y 2020:

	<u>2022</u>	<u>2021</u>	<u>2020</u>
	(en millones de Ch\$)		
Flujos de caja utilizados	<u>937.561</u>	<u>786.073</u>	<u>554.314</u>

Inversiones de capital en los años 2022, 2021 y 2020

En los últimos tres años, nuestras inversiones de capital estuvieron relacionadas principalmente con el desarrollo de proyectos solares, proyectos de generación distribuida, centrales hidroeléctricas, parques eólicos y el mantenimiento de nuestras centrales eléctricas existentes.

En 2022, nuestras inversiones en el negocio de distribución se centraron en facilitar las conexiones de nuevos clientes, reforzar los alimentadores para aumentar nuestra calidad de servicio, aumentar la capacidad de nuestras subestaciones, aplicar medidas antirrobo, correctivas, tecnológicas y normativas, y automatizar nuestros sistemas mediante la instalación de dispositivos de control remoto y medidores inteligentes para los clientes residenciales.

Durante el año 2022, nuestras inversiones en el negocio de generación se centraron principalmente en (i) proyectos solares (Finis Terrae, Guanchoi (también conocido como Campos del Sol II y Valle del Sol); (ii) proyectos solares PMGD I, II, III y IV, que comprenden una cartera de proyectos de generación distribuida; (iii) el proyecto hidroeléctrico Los Cóndores; (iv) proyectos eólicos (parques eólicos Renaico II, La Cabaña y Rihue); y (v) nuestro primer proyecto de hidrógeno verde. Para mayor información sobre nuestros proyectos, véase el “Ítem 4. Información sobre la Compañía — D. Propiedades, centrales y equipos — Proyectos finalizados y en desarrollo”.

Parte de nuestras inversiones de capital está reservada para mantenimiento, y para garantizar los estándares de calidad y operacionales de nuestras instalaciones. Los proyectos en desarrollo se financiarán con recursos proporcionados por fuentes externas, como también con fondos generados internamente.

B. Sinopsis comercial.

Somos una sociedad anónima abierta que se dedica a la generación y distribución de electricidad en Chile a través de nuestras filiales y coligadas. Al 31 de diciembre de 2022, contábamos con 8.408 MW de capacidad neta instalada y aproximadamente 2,1 millones de clientes de distribución. Del total de nuestra capacidad neta instalada, el 76% corresponde a energías renovables, incluyendo 3.509 MW de centrales hidroeléctricas, 725 MW de parques eólicos, 2.042 MW de parques fotovoltaicos y 83 MW de capacidad geotérmica. Toda nuestra capacidad neta instalada en el sector termoeléctrico corresponde a centrales de gas/diésel (2.049 MW). Hasta el 31 de diciembre de 2022 y para el ejercicio terminado en esa fecha, teníamos unos activos consolidados que ascendían a Ch\$ 11,86 billones y unos ingresos de explotación de Ch\$ 4,96 billones.

También participamos en otras actividades que no forman parte de nuestro negocio principal y que representan menos del 1% de los ingresos que obtuvimos en 2022. No las consignamos como un segmento de negocio separado en el presente Informe, como tampoco en nuestros estados financieros consolidados.

La siguiente tabla muestra nuestros ingresos:

Ingresos	Ejercicio terminado el 31 de diciembre de			Variación
	2022	2021	2020	2022 vs. 2021
	(en millones de Ch\$)			(en %)
Generación	3.877.759	1.953.288	1.577.422	98,5
Distribución	1.454.722	1.201.833	1.382.068	21,0
Otros negocios y ajustes por transacciones interempresariales	(376.049)	(299.891)	(374.088)	(25,4)
Total ingresos	4.956.432	2.855.230	2.585.402	73,6

Para obtener mayor información financiera relacionada con nuestros ingresos, véase el “Ítem 5. Reseña y perspectivas operativas y financieras — A. Resultados de explotación” y la Nota 27 de las Notas de nuestros estados financieros consolidados. Véase el punto 36.5 de las Notas a nuestros estados financieros consolidados para obtener más información relacionada con los efectos del Covid-19 en nuestro negocio.

Segmento de generación de electricidad

En 2022, nuestras ventas consolidadas de electricidad fueron de 32.120 GWh, y nuestra producción de electricidad fue de 22.215 GWh, lo que representa un aumento del 13,8% y un aumento del 16,7%, respectivamente, en comparación con 2021. Nuestra potencia total instalada en 2022 fue de 8.408 MW, lo que representa un aumento del 5.5% en comparación con 2021, debido principalmente a los proyectos solares que entraron en funcionamiento comercial durante 2022.

Para obtener mayor información acerca de nuestra capacidad histórica, véase el “Ítem 4. Información sobre la Compañía — D. Propiedades, centrales y equipos”.

Las siguientes tablas resumen la información relativa a nuestra generación de electricidad:

DATOS DE ELECTRICIDAD

	Ejercicio terminado el 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
Número de unidades de generación ⁽¹⁾	61	52	46
Potencia instalada (MW) ⁽²⁾⁽³⁾	8.408	7.973	7.200
Generación de electricidad (GWh)	22.215	19.034	19.330
Ventas de energía (GWh)	32.120	28.214	22.960

- (1) Para obtener más información acerca de nuestras instalaciones de generación, véase el “Ítem 4. Información sobre la Compañía — D. Propiedades, centrales y equipos — Propiedades, centrales y equipos de empresas de generación”.
- (2) La potencia instalada neta total se define como la potencia máxima (MW), en condiciones y características técnicas específicas y excluye los MW que cada unidad consume para su propio funcionamiento. En la mayoría de los casos, la potencia instalada se confirma mediante pruebas de garantía de satisfacción realizadas por los proveedores de equipos. Las cifras pueden diferir de la potencia instalada declarada a las autoridades gubernamentales y clientes, de acuerdo con criterios definidos por dichas autoridades y en los contratos correspondientes.
- (3) Las centrales de ciclo combinado Bocamina I y II fueron dadas de baja el 31 de diciembre de 2020 y el 30 de septiembre de 2022, respectivamente.

En el sector eléctrico es habitual dividir el negocio de generación de electricidad en generación hidroeléctrica, generación termoeléctrica y otros tipos de generación, por cuanto cada tipo de generación tiene costos variables significativamente distintos. La generación termoeléctrica, por ejemplo, requiere de la compra de combustibles, lo que generalmente se traduce en mayores costos variables en comparación con la generación hidroeléctrica de embalses o ríos, la que normalmente tiene costos variables marginales. De nuestra generación consolidada total durante el año 2022,

el 44,0% correspondió a fuentes hidroeléctricas, el 37,0% a fuentes termoeléctricas y el 9,7%, el 7,6% y el 1,7% a fuentes de energía solar, eólica y geotérmica, respectivamente.

La siguiente tabla resume nuestra generación consolidada por tipo de energía:

GENERACIÓN POR TIPO DE ENERGÍA (GWh)

	Ejercicio terminado el 31 de diciembre de					
	2022		2021		2020	
	Generación	%	Generación	%	Generación	%
Hidroeléctrica	9.768	44,0	7.743	40,7	9.712	50,2
Solar	2.160	9,7	1.235	6,5	1.177	6,1
Eólica	1.694	7,6	1.731	9,1	1.768	9,2
Geotérmica	382	1,7	284	1,5	221	1,1
Termoeléctrica	8.211	37,0	8.041	42,2	6.452	33,4
Total generación	22.215	100,0	19.034	100,0	19.330	100,0

La siguiente tabla contiene información relativa a nuestras ventas consolidadas de electricidad por tipo de cliente, respecto de cada período indicado:

VENTAS DE ELECTRICIDAD POR TIPO DE CLIENTE (GWh)

	Ejercicio terminado el 31 de diciembre de					
	2022		2021		2020	
	Ventas	% del volumen de ventas	Ventas	% del volumen de ventas	Ventas	% del volumen de ventas
Clientes regulados	11.853	36,9	10.056	35,7	10.838	47,2
Clientes no regulados	18.863	58,7	17.528	62,1	11.043	48,1
Total ventas con contrato ⁽¹⁾	30.716	95,6	27.584	97,8	21.881	95,3
Ventas de electricidad en mercado <i>spot</i>	1.404	4,4	630	2,2	1.079	4,7
Total ventas de electricidad	32.120	100,0	28.214	100,0	22.960	100,0

(1) Incluye ventas a empresas distribuidoras no respaldadas por contratos.

Dividir las ventas por tipo de cliente, en términos de clientes regulados y no regulados, es útil para administrar y entender el negocio. Nuestras empresas de generación venden electricidad a clientes regulados a través de empresas de distribución y a los clientes no regulados, por medio de las empresas generadoras. Las ventas a empresas de distribución para suministrar electricidad a los clientes regulados de los distribuidores, que son clientes residenciales, comerciales o de otra índole, se clasifican como ventas reguladas y están sujetas a tarifas eléctricas reguladas por el gobierno. Las ventas de empresas de generación a clientes no regulados para suministrar electricidad a clientes no regulados de los distribuidores también se clasifican como ventas no reguladas y también se rigen por contratos que estipulan precios y condiciones que se negocian libremente. Las ventas de nuestras empresas de generación directamente a grandes clientes comerciales e industriales y a otros generadores se clasifican como ventas no reguladas y generalmente se rigen por contratos que estipulan precios y condiciones que se negocian libremente. Finalmente, las ventas *spot* son ventas que tienen lugar cuando la energía producida por las empresas de generación que es despachada por el SEN es superior a sus obligaciones contractuales y, por lo tanto, deben vender su electricidad excedente en el mercado *spot*, o bien cuando la electricidad despachada es inferior a los compromisos contractuales de las empresas de generación con sus clientes y, por lo tanto, ellas deben comprar el déficit en el mercado *spot*. Estas transacciones de compra y venta entre empresas de electricidad se llevan a cabo normalmente en el mercado *spot*, a precio *spot*, y no requieren de un acuerdo contractual.

Con frecuencia, el marco regulador exige que las empresas distribuidoras de electricidad tengan contratos para respaldar los compromisos que ellas han contraído con los clientes de pequeño volumen. Las normativas chilenas también establecen qué clientes pueden comprar energía directamente en el mercado *spot*.

Los contratos de las empresas de distribución adjudicados en la licitación de agosto de 2016 entraron en vigencia el año 2022 y, por consiguiente, las tarifas de nuestros contratos regulados se redujeron en un 6% como consecuencia de los menores precios ofrecidos por los proveedores de ERNC en la licitación de energía a la que fueron convocadas las empresas distribuidoras. Los contratos adjudicados en noviembre de 2017 entrarán en vigencia en 2024, con un precio promedio de US\$ 32,5 por MWh, el que es un 31% inferior al precio promedio resultante de los procesos de licitación anteriores. Participamos habitualmente en licitaciones de energía y se nos han adjudicado contratos de venta de energía eléctrica de largo plazo que incorporan los costos variables esperados y que consideran cambios en las variables más importantes. Estos contratos aseguran la venta de nuestra potencia actual y de la nueva potencia proyectada, y nos permiten estabilizar nuestros ingresos.

En noviembre de 2017 se anunciaron los resultados del último proceso de licitación. Este proceso licitó 2.200 GWh por año, a ser entregados entre 2024 y 2043. El monto total de energía licitada se basó en las ofertas de energía renovable, representando por ello un hito en la industria. A nosotros, a través de Enel Generación, se nos adjudicó el 54% de la licitación, correspondiente a 1,2 TW, a un precio promedio de US\$ 34,7 por MWh, provenientes de una combinación de generación eólica, solar y geotérmica, y estos precios son un 6,8% superiores al precio promedio.

En septiembre de 2021 se licitaron 2.310 GWh anuales para suministrar electricidad a clientes regulados por un plazo de 15 años a partir del año 2026. El precio medio de adjudicación fue de US\$ 23,8 por MWh. En el proceso de 2021 no se nos adjudicó electricidad.

En julio de 2022 se adjudicaron 777 GWh anuales de energía en un proceso de licitación para suministrar electricidad durante 15 años a partir de 2027. El precio promedio adjudicado fue de US\$ 37,38 por MWh. En el proceso de 2022 no se nos adjudicó electricidad.

En lo que respecta a gastos, los principales costos variables implícitos en el negocio de la generación eléctrica, además del costo variable directo que supone la generación hidroeléctrica o termoeléctrica, tal como el costo de los combustibles, corresponden a las compras de energía y a los costos de transporte. Durante los períodos de hidrología relativamente baja, aumenta la cantidad de generación termoeléctrica, lo que típicamente redundará en un alza en los costos de combustible. En condiciones de sequía, la electricidad que por contrato hemos acordado suministrar puede superar la cantidad de electricidad que somos capaces de generar, lo que, para cumplir con nuestros compromisos contractuales, nos puede obligar a comprar electricidad en el mercado a precios *spot*. El costo de estas compras a precio *spot* puede, en ciertas circunstancias, superar el precio al que según los contratos suscritos vendemos la electricidad, lo que se traduce en una pérdida. Procuramos minimizar el efecto que en nuestras operaciones tienen las condiciones hidrológicas desfavorables en cualquier año dado, principalmente limitando las obligaciones de ventas por contrato a un nivel que no supere la producción estimada en un año seco. Para determinar la producción estimada en un año seco, tomamos en consideración la información estadística disponible respecto a la pluviometría, acumulación de nieve y hielo en las montañas y la fecha esperada para los deshielos, niveles hidrológicos y capacidad de los embalses más importantes.

Además de limitar las ventas por contrato, podemos adoptar otras estrategias, tales como instalar capacidad termoeléctrica transitoria, negociar niveles de consumo más bajos con nuestros clientes no regulados, negociar con otros usuarios de agua e incluir cláusulas de traspaso de costos en los contratos con los clientes. Para más información acerca de los efectos de la hidrología sobre nuestro negocio y resultados financieros, véase “Ítem 5. Revisión operativa y financiera y perspectivas – A. Resultados de explotación — 1. Análisis de los principales factores que afectan los resultados de explotación y la situación financiera de la Compañía — a. Generación y transmisión”.

Estacionalidad

Si bien nuestro negocio principal está sujeto a patrones climáticos, no son las variaciones climatológicas estacionales sino los fenómenos extremos, tales como las sequías prolongadas, los que generalmente afectan nuestra capacidad de generación y pueden afectar significativamente nuestros resultados de explotación y nuestra situación financiera.

El negocio de generación se ve afectado por cambios estacionales durante todo el año. En los años que presentan condiciones hidrológicas normales, los deshielos se producen normalmente durante los meses más cálidos, octubre a marzo. Estos deshielos aumentan los niveles de agua en nuestros embalses. Los meses con los registros más altos de precipitación son normalmente mayo a agosto.

Cuando se registran más precipitaciones, las centrales hidroeléctricas pueden acumular agua adicional para usar en la generación. El mayor nivel de los embalses nos permite generar más electricidad con centrales hidroeléctricas durante los meses en los cuales los costos marginales de electricidad son más bajos.

En general, condiciones hidrológicas tales como sequías y escasez de lluvias podrían afectar negativamente nuestra capacidad de generación. Por ejemplo, una sequía severa y prolongada o precipitaciones reducidas en Chile a causa del fenómeno climático de La Niña reducen la cantidad de agua que puede acumularse en los embalses, limitando así nuestra capacidad de generación hidroeléctrica. Para mitigar el riesgo hidrológico, es posible sustituir la generación hidroeléctrica por generación termoeléctrica (gas natural, GNL o diésel) y compras de energía en el mercado *spot*, lo que puede conllevar costos más altos en ambos casos, a fin de cumplir obligaciones contraídas en contratos suscritos con nuestros clientes.

Operaciones

Participamos en la generación de electricidad a través de nuestras filiales, Enel Generación, EGP Chile y Pehuenche. Al 31 de diciembre de 2022, contamos con 61 centrales de generación en Chile con una potencia neta total instalada de 8.408 MW, lo que representa el 27% de la potencia instalada del Sistema Eléctrico Nacional (“SEN”) en 2022.

Enel Generación es propietaria de 13 centrales hidroeléctricas, 7 termoeléctricas y 2 de generación eólica, con una potencia neta total instalada de 4.851 MW. EGP Chile posee 2 centrales hidroeléctricas, 8 parques eólicos, 25 parques fotovoltaicos y 1 central geotérmica, con una potencia total instalada neta de aproximadamente 2.861 MW. Pehuenche posee 3 centrales hidroeléctricas, con una potencia neta instalada de 697 MW. Para obtener más información acerca de la capacidad de generación instalada de cada una de nuestras filiales, véase el “Ítem 4. Información sobre la Compañía — D. Propiedades, centrales y equipos de empresas generadoras”.

En el año 2022, la demanda de electricidad en todo el SEN aumentó un 2,6%. La demanda total de electricidad fue de 77.044 GWh en 2021, y de 75.065 GWh en 2022. Nuestra generación total ascendió a 22.215 GWh en 2022, lo que representa el 28,8% de la demanda total.

Nuestra generación hidroeléctrica total (incluyendo mini hidro) representó más del 44.0% de nuestra generación total en 2022, alcanzando los 9.768 GWh, un aumento del 26,1% en comparación con 2021, mientras que nuestra generación térmica supuso el 37,0% de nuestra generación total en 2022, alcanzando los 8.211 GWh, un aumento del 2,1% en comparación con 2021.

La siguiente tabla indica la generación de electricidad por parte de cada una de nuestras empresas generadoras:

GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD POR EMPRESA (GWh)

	<u>Ejercicio terminado el 31 de diciembre de</u>		
	<u>2022</u>	<u>2021</u>	<u>2020</u>
Enel Generación	15.686	13.648	13.612
EGP Chile ⁽¹⁾	4.486	3.451	3.418
Pehuenche	2.043	1.935	2.300
Total	22.215	19.034	19.330

(1) Incluye todas las filiales de EGP Chile.

La siguiente tabla indica la generación de energía por tipo:

GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD POR TIPO (GWh)

	Ejercicio terminado el 31 de diciembre de					
	2022		2021		2020	
	Generación	%	Generación	%	Generación	%
Generación hidroeléctrica	9.731	43,8	7.698	40,4	9.680	50,1
Generación termoeléctrica	8.211	37,0	8.041	42,2	6.452	33,4
Generación eólica — ERNC ⁽¹⁾	1.694	7,6	1.731	9,1	1.768	9,1
Generación mini hidroeléctrica — ERNC ⁽²⁾	37	0,2	45	0,2	32	0,2
Generación solar — ERNC	2.160	9,7	1.235	6,5	1.177	6,1
Generación geotérmica — ERNC	382	1,7	284	1,5	221	1,1
Total generación	22.215	100,0	19.034	100,0	19.330	100,0

Convenios de uso de recursos hídricos

Los convenios de uso de recursos hídricos se refieren al derecho de un usuario de utilizar el agua proveniente de un río, arroyo, estanque o napa subterránea. En tiempos de buenas condiciones hidrológicas, los convenios de uso de agua no son por lo general ni complicados ni contenciosos. Sin embargo, en tiempos de malas condiciones hidrológicas, dichos convenios protegen nuestro derecho de utilizar recursos hídricos para la generación hidroeléctrica. Los siguientes convenios nos permiten utilizar el agua de forma más eficiente y evitar litigios adicionales con la comunidad local y los agricultores.

Tenemos tres acuerdos vigentes firmados con la Dirección de Obras Hidráulicas de Chile (DOH). Los acuerdos están relacionados con el consumo de agua de la Laguna del Maule y del Lago Laja, ambos ubicados en el centro-sur de Chile en zonas donde el riego es más exigente, generalmente de septiembre a abril. Enel Generación firmó los convenios relativos al uso del agua de la Laguna Maule y del Lago Laja el 9 de septiembre de 1947 y el 24 de octubre de 1958, respectivamente. El 16 de noviembre de 2017, Enel Generación firmó un convenio para la explotación y recuperación de recursos hídricos del Lago Laja, complementando el convenio firmado con la DOH en 1958.

En octubre de 2020 y agosto de 2021, nuestra filial Pehuenche, Colbún S.A., y la Junta de Vigilancia de la Laguna del Maule-Primera Sección, firmaron un acuerdo para optimizar el uso del agua durante los períodos de sequía. El acuerdo, que vence el 31 de agosto de 2025 e incluye una cláusula de renovación automática por 58 meses, facilita la acumulación de agua en el embalse de Colbún en la primavera para su uso en el verano, el período de mayor riego, de las temporadas de riego 2021/2022 y 2022/2023.

En octubre de 2022, Enel Generación firmó un acuerdo con la Junta de Vigilancia de la Cuenca del Biobío para limitar el uso del embalse Ralco durante la temporada de riego 2022/2023, junto con flexibilizar la generación de la central Pangue y su embalse.

Generación termoeléctrica

Nuestras instalaciones de generación termoeléctrica utilizan mayormente GNL y carbón y, en menor medida, diésel. Para satisfacer nuestros requerimientos de gas natural y transporte, suscribimos un contrato de largo plazo con los proveedores de gas que establece cantidades de suministro y precios máximos, así como también acuerdos de transporte de gas de largo plazo con las empresas de gasoductos. Nuestras centrales eléctricas eficientes a gas pueden funcionar con gas natural o diésel. En particular, las centrales de San Isidro y Quintero operan utilizando GNL del Terminal de GNL de Quintero.

El suministro de GNL se basa en acuerdos a largo plazo con el Terminal de GNL de Quintero para los servicios de regasificación y con Shell para el suministro. Nuestro contrato de compraventa de GNL con Shell está vigente hasta el año 2030 y está indexado a los precios Henry Hub/Brent de los *commodities*. Electrogas S.A. es nuestro actual proveedor de servicios de transporte de gas.

En 2022, Enel Generación utilizó 1.453 millones de metros cúbicos de GNL para sus requerimientos de generación y comercialización, lo que representa un aumento del 63% respecto a 2021, explicado principalmente por la mayor disponibilidad de gas argentino respecto al año anterior.

En 2022, Enel Generación importó 1.085 millones de metros cúbicos de gas natural en virtud de los convenios de suministro con YPF, Total Austral y Pan American Energy, entre otros productores.

En cuanto a la comercialización de GNL por camión, en 2022 se entregaron 112 millones de metros cúbicos, un aumento del 26% respecto a 2021.

En diciembre de 2022, llegamos a un acuerdo con Shell Global LNG Limited, mediante el cual las partes convinieron una serie de modificaciones del actual contrato de suministro a largo plazo, correspondientes, entre otras cosas, a una reducción de los volúmenes de GNL, que se prevé serán excedentarios para satisfacer sus necesidades futuras.

Generación con fuentes de ERNC

De acuerdo con la legislación chilena, a las empresas generadoras de electricidad se les exige que una cantidad mínima de sus ventas de energía provenga de ERNC. Esta cantidad mínima depende de la fecha de formalización del contrato de compraventa y varía entre cero, respecto de aquellos contratos suscritos antes de 2007, y 20%, respecto de aquellos contratos suscritos a partir de julio de 2013. Actualmente, nuestros parques eólicos Canela, la minicentral hidroeléctrica Ojos de Agua, como asimismo la mayoría de las centrales eléctricas de EGP Chile (excepto Pullinque y Pilmaiquén) califican como instalaciones de ERNC.

Ventas y generación de electricidad

Las ventas de electricidad en el SEN aumentaron un 2,6% durante el año 2022 en comparación con 2021.

La siguiente tabla indica las ventas de electricidad en el SEN:

VENTAS DE ELECTRICIDAD EN EL SEN (GWh)

	Ejercicio terminado el 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
Total ventas de electricidad (SEN)	77.044	75.065	71.808

Nuestras ventas de electricidad alcanzaron 32.120 GWh en 2022, 28.214 GWh en 2021 y 22.959 GWh en 2020, lo que representó una participación de mercado del 41,7%, 37,6% y 32,0% respectivamente. Las compras de energía aumentaron un 7,9% en 2022, en comparación con 2021, principalmente para cumplir con nuestras obligaciones contractuales con terceros.

La siguiente tabla indica nuestra generación y compras de electricidad:

GENERACIÓN Y COMPRAS DE ELECTRICIDAD (GWh)

	Ejercicio terminado el 31 de diciembre de					
	2022		2021		2020	
	(GWh)	% del volumen	(GWh)	% del volumen	(GWh)	% del volumen
Generación de electricidad	22.215	69,2	19.034	67,5	19.330	84,2
Compras de electricidad	9.905	30,8	9.180	32,5	3.629	15,8
Total	32.120	100,0	28.214	100,0	22.959	100,0

Suministramos electricidad a las empresas reguladas de distribución de electricidad más importantes, a grandes empresas industriales no reguladas (especialmente en los sectores minería, celulosa y acero) y al mercado *spot*. Las relaciones comerciales con nuestros clientes se rigen generalmente por contratos. Los contratos de suministro con las empresas de distribución deben ser licitados y generalmente contemplan como cláusula estándar un plazo de vigencia promedio de diez años.

Los contratos de suministro con clientes no regulados (grandes clientes industriales) son específicos a las necesidades de cada cliente y las condiciones son acordadas entre ambas partes, reflejando condiciones de mercado competitivas.

En los años 2022, 2021 y 2020 teníamos 993, 961 y 384 clientes, respectivamente. En 2022 nuestros clientes incluían 21 clientes regulados y 972 clientes no regulados. El aumento significativo en 2021 se debe principalmente a la Resolución 176 de la CNE emitida en 2020, según la cual las empresas de distribución sólo pueden prestar el servicio público de distribución eléctrica y tienen prohibido vender electricidad y energía a clientes no regulados. A raíz de ello, Enel Distribución transfirió todos sus clientes no regulados a Enel Generación.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, nuestros principales clientes de distribución fueron (por orden alfabético): Empresa Eléctrica de Puente Alto, Enel Distribución, Grupo CGE, Grupo Chilquinta y Grupo SAESA.

Nuestros contratos de generación con clientes no regulados son generalmente a largo plazo y, normalmente, contemplan plazos de vigencia de cinco a quince años. Dichos contratos generalmente se prorrogan automáticamente al final del plazo de vigencia correspondiente, a menos que sean rescindidos por cualquiera de las partes mediante una notificación previa. Los contratos con clientes no regulados también pueden incluir especificaciones relativas a fuentes de energía y equipos, los que pueden proporcionarse a precios especiales, así como disposiciones para la prestación de asistencia técnica al cliente. No hemos experimentado ninguna interrupción de suministro durante la vigencia de nuestros contratos. Si llegáramos a sufrir un caso de fuerza mayor, tal como se define en el contrato, podemos rechazar las compras y no tenemos obligación alguna de suministrar electricidad a nuestros clientes no regulados. Las controversias suelen ser objeto de arbitraje vinculante entre las partes, con contadas excepciones.

Nuestros principales clientes no regulados (en orden alfabético) fueron: Anglo American Sur, BHP Billiton, Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM, Minera Valle Central, y SCM Minera Lumina Copper Chile.

Las empresas generadoras de electricidad compiten mayormente en función del precio, experiencia técnica y confiabilidad del suministro. Además, dado que el 49,9% de nuestra capacidad instalada conectada al SEN corresponde a centrales hidroeléctricas, tenemos menores costos marginales de producción que las empresas cuya capacidad instalada corresponde principalmente a energía termoeléctrica. Nuestra capacidad termoeléctrica instalada se ve favorecida por el acceso al gas del Terminal de GNL de Quintero. Sin embargo, durante períodos de sequía prolongada, nos podríamos ver obligados a comprar electricidad más cara a los generadores termoeléctricos, a precios *spot*, para cumplir con nuestras obligaciones contractuales.

Segmento de distribución y redes de electricidad

Nuestras operaciones de distribución y redes se realizan a través de Enel Distribución, en donde tenemos una participación económica del 99,09%.

Distribuimos electricidad en un área de concesión de 2.105 kilómetros cuadrados, en virtud de una concesión indefinida otorgada por el gobierno chileno. Distribuimos electricidad en 33 comunas de la Región Metropolitana de Santiago. Al 31 de diciembre de 2022, distribuimos electricidad a más de 2 millones de clientes residenciales, comerciales, industriales y otros, que son principalmente comunas, representaron el 36,0%, el 11,3%, el 0,8% y el 51,9%, respectivamente, de nuestras ventas totales de electricidad, que ascendieron a 17.534 GWh, lo que supone un aumento del 5,2% respecto al 2021.

La siguiente tabla contiene nuestros principales datos de operación respecto de los períodos indicados:

	Ejercicio terminado el 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
Ventas de electricidad (GWh)	17.534	16.668	16.481
Residenciales	6.309	5.140	5.006
Comerciales	1.986	2.029	4.606
Industriales	144	726	1.687
Otros clientes ⁽¹⁾	9.095	8.773	5.183
Número de clientes (miles)	2.080	2.038	2.008
Residenciales	1.866	1.826	1.801
Comerciales	157	156	154
Industriales	11	12	12
Otros clientes	46	44	41
Energía comprada (GWh)⁽²⁾	18.243	17.472	17.356
Total pérdidas de energía (%)⁽³⁾	5,1	5,2	5,2
SAIDI (minutos)	157	152	171
SAIFI (veces)⁽⁴⁾	1,5	1,5	1,5
Tasa de recaudación⁽⁵⁾	95,5	97,5	96,9

- (1) Los datos relativos a otros clientes incluyen peajes.
- (2) Durante los años 2022, 2021 y 2020, Enel Distribución adquirió de Enel Generación el 42%, 41% y 42%, respectivamente, de la electricidad comprada.
- (3) Las pérdidas de energía se calculan como la diferencia porcentual entre la energía comprada y la energía vendida, excluyendo peajes y consumos de energía no facturados (GWh), durante un período determinado. Las pérdidas en distribución surgen de conexiones ilegales y de pérdidas técnicas.
- (4) Incluye los segmentos de los negocios de distribución y redes y transmisión.
- (5) La tasa de recaudación está estacionalizada. Corresponde a la relación entre el importe recaudado en los últimos 12 meses y el importe de la deuda facturada en el mismo periodo. Puede ser mayor al 100% debido al cobro de facturas impagas de períodos anteriores.

El proceso de revisión tarifaria de Enel Distribución, que fija las tarifas para el período 2016 - 2020, concluyó en agosto de 2017. Las nuevas tarifas se aplicaron retroactivamente al 4 de noviembre de 2016 y la revisión no tuvo un efecto significativo en las tarifas de Enel Distribución.

En septiembre de 2018 se produjo un proceso extraordinario de actualización de tarifas, que no tuvo carácter retroactivo y estará en vigor hasta que concluya el proceso de fijación de tarifas para el periodo 2020-2024. El proceso en curso para el periodo 2020-2024 comenzó en enero de 2020 y debería concluir durante 2023. Sin embargo, debido a los disturbios sociales que comenzaron en octubre de 2019, las tarifas de distribución para 2020 y 2021 se fijaron en virtud de la Ley N° 21.185, que creó un mecanismo temporal de estabilización del precio de la electricidad para los clientes sujetos a regulación tarifaria. En julio de 2022, el Congreso chileno aprobó la Ley N° 21.472, que complementa la Ley N° 21.185 creando un nuevo programa de fondos de estabilización y estableciendo un nuevo mecanismo transitorio para estabilizar los precios de la electricidad de los clientes bajo el sistema de precios regulados. El objetivo del mecanismo es limitar el aumento de las facturas de electricidad de los clientes regulados durante 2022 y permitir que dichos aumentos se produzcan gradualmente durante los próximos 10 años. El proceso de fijación de tarifas para el periodo 2024-2028 debería comenzar en 2023.

Para el suministro a clientes de distribución regulados, Enel Distribución ha suscrito contratos con las siguientes empresas de generación (en orden alfabético): Acciona Energía Chile Holdings S.A., AES Andes S.A., Colbún S.A., Enel Generación, Engie Energía Chile S.A., y otras empresas.

Estacionalidad

El negocio de distribución se ve directamente influido por las variaciones estacionales que presenta la demanda de energía. Si bien el precio al cual las empresas de distribución compran la electricidad puede variar estacionalmente y tiene un efecto en el precio al cual se vende la misma a los usuarios finales, él no tiene impacto en nuestras utilidades, por cuanto el costo de la electricidad comprada se traspa a los usuarios finales en las tarifas que se fijan por períodos multianuales. Sin embargo, en el caso de los clientes regulados, un alza en las tarifas a consecuencia de reajustes tarifarios podría no producirse de inmediato, lo que podría afectar nuestra rentabilidad a corto plazo.

Ciberseguridad

General

Desde septiembre de 2016, Enel S.p.A. cuenta dentro del área de Soluciones Digitales Globales con una unidad de “Ciberseguridad” comprometida con el gobierno empresarial, la dirección y el control de los temas de ciberseguridad. El jefe de la unidad de Ciberseguridad, que también es el Director de Seguridad de la Información de Enel, depende directamente del jefe de Soluciones Digitales Globales.

Enel también cuenta con un Comité de Ciberseguridad, presidido por el Director General de Enel y compuesto por altos cargos, que aborda y aprueba la estrategia de ciberseguridad y comprueba el progreso de su aplicación a intervalos regulares (al menos una vez al año). Por lo tanto, el Director General de Enel participa en el proceso de la estrategia de ciberseguridad. La ciberseguridad siempre forma parte de los puntos a tratar en las reuniones de dirección (por ejemplo, revisiones de negocio, reuniones de revisión operativa), en las reuniones del Comité de Control de Riesgos y a nivel de dirección ejecutiva. Los resultados de dichas evaluaciones guían la estrategia de ciberseguridad de Enel en términos de iniciativas estratégicas, procesos y organización.

Marco de ciberseguridad

En 2018, Enel adoptó el Marco de Ciberseguridad (el “Marco”) y lo integró en cada empresa a través de toda la organización, incluyendo Enel Chile. El Marco se basa en las mejores prácticas del sector y en normas internacionales (ISO 27001/NIST) y aborda los principios y procesos operativos que sustentan una estrategia global de análisis, prevención y gestión de riesgos cibernéticos. Este documento se estructura en 8 procesos plenamente aplicables a la complejidad del entorno habitual de las Tecnologías de la Información (“TI”), las Tecnologías Operativas (“TO”) y el Internet de las Cosas (“IoT”). El Marco define las funciones y responsabilidades implementando el compromiso pleno de las áreas de negocio, asignando responsabilidades a las partes interesadas en el contexto de la organización y estableciendo una base sólida para la fusión total de las tecnologías, los procesos básicos y las personas. Está centrado e impulsado por un enfoque “basado en el riesgo” y un principio de “ciberseguridad por diseño”.

El enfoque “basado en el riesgo” considera la evaluación del riesgo como un requisito previo para nuestras decisiones estratégicas. La estimación de los factores de riesgo de la ciberseguridad (impactos, amenazas, vulnerabilidades) es fundamental a la hora de evaluar nuestro nivel de riesgo cibernético e identificar las acciones de tratamiento adecuadas para mitigarlo. El principio de ciberseguridad mediante el diseño garantiza que tengamos en cuenta los requisitos de ciberseguridad desde las primeras fases y a lo largo de todo el ciclo de vida de los sistemas y servicios.

El Marco proporciona la cobertura general de las siguientes áreas:

- **Evaluación de riesgos de ciberseguridad:** tiene como objetivo identificar, analizar y evaluar los riesgos de ciberseguridad, teniendo en cuenta nuestra postura de riesgo.
- **Estrategia de ciberseguridad:** tiene como objetivo dirigir la estrategia de ciberseguridad, definir los objetivos y prioridades de ciberseguridad, abordar las iniciativas de ciberseguridad y coordinar las actividades de inversión en temas de ciberseguridad para la Compañía. Garantiza las definiciones de la política de ciberseguridad, los informes de gestión y la supervisión continua de las iniciativas de ciberseguridad en curso.

- **Ingeniería, diseño e implementación de la ciberseguridad:** tiene como objetivo garantizar la adopción de principios de ciberseguridad desde el principio y durante todo el ciclo de vida de las soluciones e infraestructuras de TI/TO/IoT;
- **Tratamiento de riesgos de ciberseguridad:** tiene como objetivo definir y aplicar las acciones de tratamiento de riesgos más adecuadas para hacer frente a los riesgos de ciberseguridad.
- **Garantía de ciberseguridad:** tiene como objetivo analizar, verificar y probar la eficacia de las medidas de respuesta a los riesgos que se hayan aplicado, detectar las vulnerabilidades y evaluar los controles de ciberseguridad, garantizando el seguimiento de los planes de reparación.
- **Preparación para emergencias cibernéticas:** tiene como objetivo supervisar, rastrear y notificar las exposiciones a riesgos y gestionar los incidentes de ciberseguridad que pudieran producirse.
- **Gestión de identidades y control de acceso:** tiene como objetivo gestionar el ciclo de vida completo de las identidades digitales utilizadas dentro de la Compañía y realizar controles de seguridad sobre los privilegios de acceso para poner de manifiesto posibles riesgos y áreas de mejora de la seguridad, lo que activa los procesos de subsanación necesarios.
- **Sensibilización y capacitación en ciberseguridad:** tiene como objetivo impulsar y ejecutar nuestras iniciativas de sensibilización y capacitación en ciberseguridad para centrar la atención en temas críticos de ciberseguridad, trabajando sobre los comportamientos y sobre el factor humano.

De acuerdo con el Marco, disponemos y utilizamos una metodología de Análisis del Impacto en el Negocio de la Ciberseguridad y Evaluación de Riesgos (Procedimiento de Gestión de Riesgos Cibernéticos). Su objetivo es identificar, priorizar y estimar los riesgos de ciberseguridad dentro de la empresa, teniendo en cuenta los niveles de aceptación de riesgo establecidos. La primera fase del proceso tiene como objetivo identificar el nivel de riesgo asociado a un activo lógico o físico (Centro de Riesgo), mientras que la segunda fase del proceso tiene como objetivo definir qué controles deben implementarse para alcanzar el nivel deseado de mitigación del riesgo.

Contamos con un Equipo de Preparación para Emergencias Cibernéticas (CERT), cuya misión es proteger a sus empleados y activos (instrumentales para nuestro negocio que podrían verse comprometidos por amenazas cibernéticas), promoviendo un enfoque proactivo basado en la “preparación para incidentes” más que en la “respuesta a incidentes”. El CERT opera con procesos de Inteligencia de Amenazas, Respuesta a Incidentes e Intercambio de Información, e intercambia información dentro de una red de socios internacionales acreditados.

En caso de que se produzca un incidente de ciberseguridad, se clasifica según la Matriz de Impacto Cibernético de Enel teniendo en cuenta las capacidades mejoradas de correlación de eventos procedentes de la adopción de nuevos servicios de ciberseguridad. La mayoría de los incidentes se clasifican en el nivel 0/1 y se consideran casos “del día a día” porque no tienen un impacto significativo en nuestros sistemas. Generalmente, estos incidentes son bloqueados o gestionados de forma automática o semiautomática por nuestros sistemas, evitando y/o reduciendo así el impacto potencial de un ciberataque. Los incidentes clasificados en el nivel 2/3/4 de la Matriz de Impacto Cibernético de Enel pueden tener un impacto en el Grupo y son gestionados por el CERT junto con las partes interesadas pertinentes.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, no se produjeron incidentes de ciberseguridad clasificados en el nivel 4, el de máximo impacto de la Matriz de Impacto Cibernético de Enel.

ESTRUCTURA Y MARCO REGULADOR DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

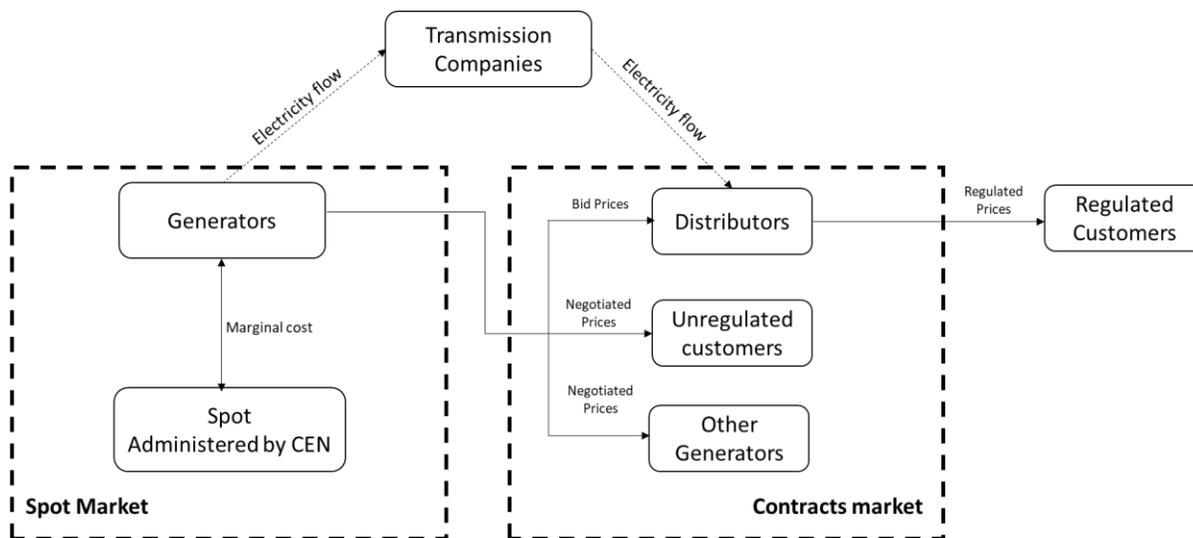
1. Sinopsis y estructura de la industria

En el mercado eléctrico chileno hay cuatro categorías de agentes locales: generadores, transmisores, distribuidores y grandes clientes. Los tres segmentos de negocio del sector –generación, transmisión y distribución– deben operar de

forma interconectada y coordinada para suministrar electricidad a los clientes finales a un costo mínimo y dentro de los estándares de calidad y seguridad exigidos por las normas del sector.

El sector eléctrico chileno está dividido físicamente en tres redes principales: El SEN, que se extiende desde Arica en el norte de Chile hasta Chiloé en el sur, y dos redes aisladas más pequeñas (Aysén y Magallanes).

El siguiente diagrama ilustra las relaciones que existen entre los diversos participantes del mercado eléctrico chileno:



Generación

Las empresas generadoras suministran electricidad a los clientes finales utilizando líneas y subestaciones que pertenecen a empresas de transmisión y distribución. El segmento de generación opera de forma competitiva, y los generadores pueden vender su electricidad a clientes no regulados y a otras empresas de generación mediante contratos a precios libremente negociados. También pueden vender a las empresas distribuidoras para abastecer a los clientes regulados a través de contratos regidos por licitaciones definidas por las autoridades.

Transmisión

Las empresas de transmisión son propietarias de las líneas y subestaciones de tensión superior a 23 kV que fluyen desde los puntos de producción de los generadores hasta los centros de consumo o distribución, cobrando un peaje regulado por el uso de sus instalaciones. El segmento correspondiente a la transmisión es un monopolio natural sujeto a normativas especiales del sector, incluyendo la legislación antimonopolio. Las tarifas están reguladas y el acceso debe ser abierto y garantizado en condiciones no discriminatorias.

Distribución

Las empresas distribuidoras suministran electricidad a los clientes finales utilizando infraestructuras eléctricas de menos de 23 kV. El segmento de la distribución es un monopolio natural sujeto también a la normativa especial del sector, incluyendo la legislación antimonopolio. La red eléctrica es de libre acceso y las tarifas de distribución están reguladas. Las empresas de distribución deben suministrar electricidad a los clientes regulados dentro de su zona de concesión a precios regulados. Según la Ley 21.914 (“Ley de Tarifas de Distribución”), las empresas distribuidoras no pueden suscribir nuevos contratos de suministro eléctrico con clientes no regulados.

Concesiones

La generación hidroeléctrica requiere una concesión otorgada por las autoridades para operar por tiempo indefinido, en tanto que para otros tipos de tecnologías de generación de electricidad no se requieren concesiones. El Ministerio de Energía chileno otorga concesiones de distribución por plazos indefinidos y el derecho a utilizar zonas públicas para construir líneas de distribución. Las empresas de distribución deben suministrar electricidad a todos los clientes que soliciten el servicio dentro de su zona de concesión. Una concesión puede declararse caducada si la calidad del servicio no cumple las normas mínimas específicas establecidas por el regulador.

Clientes

Los clientes se clasifican según su demanda como regulados o no regulados. Los clientes regulados son los que tienen una potencia conectada de hasta 5.000 kW. Los clientes no regulados son los que tienen una potencia conectada superior a 5.000 kW. Los clientes con una potencia conectada de entre 500 kW y 5.000 kW pueden optar por ser regulados o no regulados, sujetos al régimen de precios respectivo, pero deben permanecer en la categoría elegida durante al menos cuatro años.

Límites a la integración y la concentración

La legislación antimonopolio establecida en el Decreto con Fuerza de Ley (“DFL”) 211 (modificado en 2016 por la Ley N° 20.945) y la normativa aplicable al sector eléctrico recogida en el DFL 4 (“Ley Eléctrica”) y la Ley N° 20.018 (“Ley General de Servicios Eléctricos”) han establecido los criterios para evitar la concentración económica y las prácticas comerciales abusivas en Chile. Las empresas pueden participar en diferentes segmentos del mercado (generación, distribución, transmisión) en la medida en que estén debidamente separadas, tanto desde el punto de vista contable como empresarial. Las empresas también deben cumplir las condiciones establecidas en la Resolución N° 667/2002 y en la Ley de Tarifas de Distribución, que se comentan más adelante.

El sector de la transmisión está sujeto a las restricciones más significativas, principalmente por sus requisitos de acceso abierto. La Ley Eléctrica establece que las empresas propietarias del Sistema Nacional de Transmisión (“STN”) no pueden realizar actividades dentro del segmento de generación o distribución. Los propietarios del STN deben ser sociedades anónimas. Las participaciones individuales en el STN por parte de empresas que operen en otro segmento eléctrico o de clientes no regulados no pueden superar, directa o indirectamente, el 8% del valor total de la inversión del STN. Además, la participación agregada de todos esos agentes en el STN no puede superar el 40% del valor total de la inversión.

Según la Ley Eléctrica, no existen restricciones a la concentración del mercado para las actividades de generación y distribución. Sin embargo, las autoridades antimonopolio chilenas han impuesto medidas específicas para aumentar la transparencia asociada a nuestras filiales y a nosotros mediante la Resolución N° 667/2002 emitida por el organismo antimonopolio del gobierno chileno, el Tribunal de la Libre Competencia.

La Resolución N° 667/2002 establece que Enel Chile debe mantener separados nuestros segmentos de generación y distribución y administrarlos como unidades de negocio independientes; Enel Chile, Enel Generación, Enel Transmisión y Enel Distribución están registradas en la CMF y deben permanecer sujetas a la autoridad reguladora de la CMF y cumplir con la normativa aplicable a las sociedades anónimas abiertas, incluso si alguna de estas sociedades perdiera dicha designación. Los integrantes de los directorios de estas empresas deben ser elegidos entre grupos diferentes e independientes, y las empresas deben tener auditores externos diferentes a efectos legales.

Mercados de electricidad

Las empresas generadoras pueden vender a las empresas de distribución, a clientes finales no regulados o a otras empresas generadoras a través de contratos. Las empresas generadoras satisfacen sus requisitos contractuales de venta con la electricidad despachada, ya sea producida por ellas o comprada a otras empresas generadoras en el mercado spot o a través de contratos. Equilibran sus obligaciones contractuales con su despacho mediante la comercialización del déficit y el excedente de electricidad al precio del mercado spot fijado cada hora por la CEN, basado en el menor costo de producción del último kWh despachado.

Los clientes sujetos al régimen de precios no regulados pueden negociar su suministro de electricidad con cualquier proveedor; sin embargo, deben pagar un peaje regulado por utilizar la red de transmisión y distribución. Los clientes regulados con unidades de generación residencial pueden vender sus excedentes a una empresa distribuidora bajo ciertas condiciones (regulación de la facturación neta). A partir de noviembre de 2018, la Ley 21.118 permite a los clientes con una potencia conectada de hasta 300 kW vender sus excedentes en forma consolidada o individual.

Derechos de agua

En Chile, las empresas deben pagar una tarifa anual por derechos de agua no utilizados. Los montos ya pagados por derechos de agua pueden recuperarse a través de créditos fiscales mensuales a partir de la fecha de puesta en marcha del proyecto asociado con dichos derechos. Los montos máximos que pueden ser recuperados son aquellos pagados durante los ocho años anteriores a la fecha de puesta en marcha.

2. Leyes del sector eléctrico

Desde sus orígenes, la industria eléctrica chilena ha sido desarrollada mayoritariamente por empresas del sector privado. Sin embargo, entre 1970 y 1973 el gobierno llevó a cabo su nacionalización. Durante la década de 1980, la Ley General de Servicios Eléctricos reorganizó el sector, permitiendo nuevamente la participación del sector privado. La Ley N° 20.018 y sus modificaciones rigen actualmente la industria bajo la Ley Eléctrica, la reforma del DFL 4, publicada en 2006 por el Ministerio de Economía y sus respectivos reglamentos incluidos en el Decreto Supremo D.S. N° 327/1998.

Las Energías Renovables No Convencionales (“ERNC”) han sido promovidas en Chile desde 2008. Las ERNC se refieren a la electricidad procedente de la energía eólica, solar, geotérmica, biomasa, oceánica (movimiento de las mareas, las olas, las corrientes y el gradiente térmico del océano) y las minicentrales hidroeléctricas con una capacidad inferior a 20 MW. La Ley 20.698 (2013) estableció una cuota obligatoria del 20% de fuentes de ERNC como porcentaje del total de las ventas de energía contratadas para 2025, excepto los contratos firmados entre 2007 y 2013, que tienen un objetivo del 10% para 2024.

3. Principales autoridades reguladoras

Responsable de fijar la política

El Ministerio de Energía es la principal autoridad reguladora de la industria energética chilena. Promulga y coordina planes, políticas y normas para el buen funcionamiento del sector y el desarrollo de la industria en Chile.

Responsable de la regulación y ente fiscalizador

La CNE es la entidad encargada de aprobar los planes anuales de expansión de la transmisión, responsable del plan indicativo para la construcción de nuevas instalaciones de generación eléctrica y de proponer las tarifas reguladas al Ministerio de Energía para su aprobación. La Superintendencia de Electricidad y Combustibles inspecciona y vigila el cumplimiento de las leyes, las reglas, los reglamentos y las normas técnicas aplicables a la generación, transmisión y distribución de electricidad, así como de combustibles líquidos y gas, y rinde cuentas al Ministerio de Energía.

Operador del sistema

El CEN es un centro de despacho centralizado que coordina las operaciones del SEN con un enfoque que minimiza los costos al tiempo que vigila la calidad del servicio de las empresas generadoras y transmisoras. El CEN calcula los balances del mercado (inyecciones y retiros de energía), determina las transferencias entre las empresas de generación y calcula el costo marginal horario, el precio al que se realizan las transferencias de energía en el mercado spot. Sin embargo, el CEN no calcula las tarifas de la potencia de generación. La CNE calcula dichos precios.

El CEN programa la producción eléctrica de cada empresa generadora teniendo en cuenta sus costos marginales, la potencia máxima que un generador puede suministrar al sistema en determinadas horas punta, la información estadística,

la contabilización del tiempo de mantenimiento y las condiciones de aridez para las centrales hidroeléctricas. Sin embargo, no tiene en cuenta la contribución de las centrales a la seguridad de todo el sistema.

4. Remuneración y tarifas

Remuneración de las generadoras

Para minimizar los costos operativos, aplica un criterio de eficiencia, según el cual al productor de menor costo disponible se le exige generalmente satisfacer la demanda en cualquier momento dado. Como resultado de ello, ante cualquier nivel específico de demanda, el suministro adecuado se dará al menor costo posible de producción disponible en el sistema, también conocido como el costo marginal. Este costo marginal, sobre una base horaria, es el precio al cual las generadoras transan la energía en el mercado *spot*, tanto sus inyecciones (ventas) como sus retiros (compras), para equilibrar sus ventas a clientes contractuales con su producción, determinada por el CEN.

Tarifas de transmisión

La remuneración de las instalaciones de transmisión nacionales y zonales existentes se determina mediante un proceso de fijación de tarifas que se realiza cada cuatro años regulado por la Ley 20.936. Este proceso determina el valor anual de la transmisión que considera los costos de operación y mantenimiento eficiente y una valoración anual de las inversiones en base a una tasa de descuento determinada por las autoridades cada cuatro años (con un mínimo de 7% después de impuestos) y la vida útil de las instalaciones.

El reglamento actualmente en vigor establece que la remuneración de la transmisión es la suma de los ingresos tarifarios y de los ingresos por derechos de uso percibidos por el sistema de transmisión, definidos en \$/kWh por la CNE. Los ingresos se calculan semestralmente. El proceso de fijación de tarifas para el periodo 2020-2023 concluyó en febrero de 2023 y se ha aplicado con carácter retrospectivo desde el 1 de enero de 2020.

Tarifas de distribución

En la Ley de Tarifas de Distribución se establecieron nuevos límites sobre el retorno que deben generar las inversiones realizadas por las empresas distribuidoras. Las tarifas cobradas por las empresas de distribución a sus clientes regulados se fijan cada cuatro años y se determinan sobre la base de la suma del costo de la energía comprada por la empresa de distribución, un cargo de transmisión y el valor agregado de la distribución de electricidad (VAD), que permite a las distribuidoras recuperar su inversión y costos de explotación, incluyendo un retorno sobre la inversión fijado por ley. El cargo de transmisión refleja el costo pagado por la transmisión y transformación de electricidad. La ley asimismo prohíbe a las distribuidoras operar en otros sectores o industrias a partir del año 2021.

El VAD se basa en las llamadas “empresas modelo” dentro de un Área de Distribución Típica (ADT). El VAD para cada ADT es determinado por la CNE. Las tarifas preliminares, con el VAD resultante, se prueban para asegurar que ellas permitan obtener una tasa de rentabilidad de entre 6% y 8% a la industria en general. No obstante, la Ley de Tarifas de Distribución establece que la tasa de retorno después de impuestos para cada distribuidora debe fluctuar entre tres puntos porcentuales por debajo de la tasa de retorno calculada por la CNE y dos puntos porcentuales por encima de la misma. La tasa real de rentabilidad sobre las inversiones de una empresa de distribución depende de su desempeño real respecto de los estándares elegidos por la CNE para la empresa modelo. El sistema de tarifas permite una rentabilidad mayor a las empresas de distribución que son más eficientes que la empresa modelo.

La normativa eléctrica establece mecanismos de equidad tarifaria para los servicios eléctricos. La Ley N° 20.928 establece que la tarifa máxima que las empresas distribuidoras pueden cobrar a sus clientes residenciales no puede superar la tarifa nacional promedio en más de un 10%. Las diferencias que surgen de la aplicación de este mecanismo serán progresivamente absorbidas por los restantes clientes sujetos a precios regulados que se hallan bajo el promedio mencionado, con la excepción de usuarios residenciales cuyo consumo mensual promedio de energía en el año calendario anterior sea igual o inferior a los 200 kWh.

El proceso de fijación tarifaria para el período 2016 - 2020 concluyó en agosto de 2017 y se ha aplicado con efecto retroactivo al 4 de noviembre de 2016. En septiembre de 2018 se realizó un proceso extraordinario de actualización de

tarifas. Esta actualización tarifaria no tuvo carácter retroactivo y estará en vigencia hasta la conclusión del proceso de fijación tarifaria para el período 2020-2024. Este proceso para el período 2020-2024 comenzó en enero del 2020 y debería concluir en 2023. No obstante, debido al estallido social que comenzó en octubre de 2019, las tarifas de distribución fueron fijadas por la Ley 21.185 para el año 2020 y 2021, que creó un mecanismo de estabilización temporal del precio de la electricidad para los clientes sujetos a la regulación tarifaria. En julio de 2022, el Congreso chileno aprobó la Ley N° 21.472, que complementa la Ley N° 21.185 creando un nuevo programa de fondos de estabilización y estableciendo un nuevo mecanismo transitorio para estabilizar los precios de la electricidad de los clientes bajo el sistema de precios regulados. El objetivo del mecanismo es limitar el aumento de las facturas de electricidad de los clientes regulados durante 2022 y permitir que dichos aumentos se produzcan gradualmente durante los próximos 10 años. Se espera que el proceso de fijación de tarifas para el periodo 2024-2028 comience en 2023.

5. Normativas medioambientales

Chile tiene numerosas leyes, normas, decretos y ordenanzas municipales que abordan diversas consideraciones medioambientales. Entre éstas, encontramos normas relativas a la disposición de desechos (incluyendo la descarga de desechos industriales líquidos), el establecimiento de industrias en áreas que podrían afectar la salud pública, y la protección de recursos hídricos para consumo humano.

La Ley N° 19.300, sobre Bases Generales del Medio Ambiente, fue promulgada en 1994 y ha sido modificada por varias normativas, incluyendo Norma sobre el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental dictada en 1997 y modificada en 2001. Esta ley establece un marco normativo general para el derecho de vivir en un medio ambiente libre de contaminación, la protección del medio ambiente, la conservación de la naturaleza y del patrimonio ambiental. Esta ley exige que las empresas realicen un estudio de impacto ambiental y una declaración de todo proyecto de generación o transmisión eléctrica que tengan planificado para el futuro.

El 10 de septiembre de 2014 se promulgó la Ley N° 20.780, que incluyó cargos por la emisión a la atmósfera de MP, NO_x, SO₂ y CO₂. Para las emisiones de CO₂, el cargo es de US\$ 5 por tonelada emitida (no se aplica a generación proveniente de biomasa renovable). Las emisiones de MP, NO_x y SO₂ tienen un cargo de US\$ 0,10 por tonelada emitida, multiplicado por el resultado de una fórmula basada en la población de la comuna en la que se localiza la central generadora y un cargo adicional de US\$ 0,90 por tonelada de MP emitido, US\$ 0,01 por tonelada de SO₂ emitido y US\$ 0,025 por tonelada de NO_x emitido. Este impuesto entró en vigencia en 2018, calculando los cargos a pagar en función de las emisiones del año anterior. Todas las centrales termoeléctricas de Enel Generación han establecido metodologías para medir emisiones y pagar los impuestos relacionados, en línea con las exigencias de la Superintendencia del Medio Ambiente de Chile.

El 13 de junio de 2022 se promulgó la Ley N° 21.455 (la “Ley Marco de Cambio Climático”). La ley establece que Chile sea neutro en carbono y con capacidad de adaptación al cambio climático en 2050, fecha que podría adelantarse si las circunstancias lo permiten. Para abordar el cambio climático, la ley establece acciones concretas para 17 servicios ejecutivos, así como competencias y obligaciones a nivel regional y local. También establece la Estrategia Climática de Largo Plazo, una hoja de ruta que detalla cómo Chile cumplirá sus compromisos a través de acciones concretas en un periodo de 30 años y exige la preparación de planes sectoriales de mitigación y adaptación con medidas y acciones concretas para alcanzar estos objetivos.

Para más información sobre el marco y los asuntos normativos, véase la Nota 4 de las Notas a nuestros estados financieros consolidados.

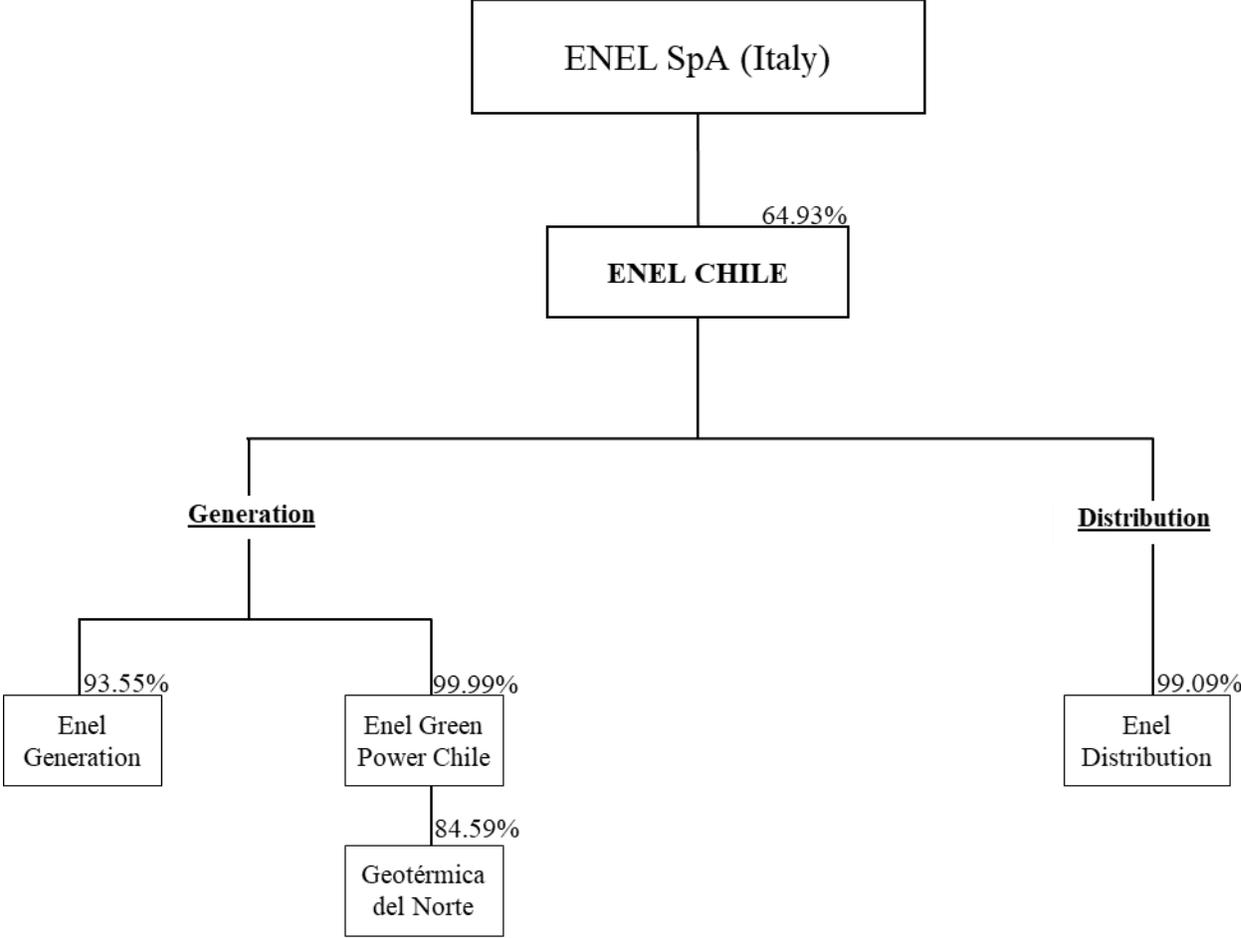
C. Estructura societaria.

Principales filiales y coligadas

Somos parte de un grupo de empresas eléctricas controlado por la italiana Enel, nuestro accionista mayoritario final y el beneficiario efectivo del 64,93% de nuestras acciones al 31 de diciembre de 2022. Enel es una compañía eléctrica multinacional y un actor integrado líder en los mercados mundiales de energía y energías renovables. Es una de las mayores empresas europeas de servicios públicos con operaciones en más de 30 países en todo el mundo, y una potencia

instalada consolidada de aproximadamente 93 GW. Enel distribuye electricidad a través de una red de más de 2,3 millones de kilómetros de extensión a más de 75 millones de clientes. Es uno de los mayores operadores de redes del mundo y tiene una de las bases de clientes más amplias. Las acciones de Enel cotizan en Euronext Milán, organizado y gestionado por Borsa Italiana S.p.A.

Estructura organizacional simplificada de Enel Chile⁽¹⁾
Al 31 de diciembre de 2022



(1) Aquí solo se presentan las principales filiales de operación consolidadas

Consolidamos las principales filiales enumeradas en la siguiente tabla al 31 de diciembre de 2021. En el caso de nuestras filiales, la participación accionaria se calcula multiplicando nuestro porcentaje de participación en una filial de propiedad directa por el porcentaje de participación en cualquier entidad en la cadena de propiedad de dicha filial última.

Filiales principales	% de participación	Activos consolidados	Ingresos de explotación y otras rentas de explotación, consolidados
	(en %)	(en miles de millones de Ch\$)	
<i>Generación de electricidad</i>			
Enel Generación	93,55%	4.407	3.819
EGP Chile	99,99%	4.026	510
<i>Distribución de electricidad</i>			
Enel Distribución	99,09%	2.021	1.390

D. Propiedades, centrales y equipos.

Nuestras propiedades, centrales y equipos se concentran en activos de generación y distribución de electricidad en Chile.

Realizamos nuestros negocios de generación a través de Enel Generación, EGP Chile y sus filiales, las que en su conjunto son propietarias de 61 centrales de generación eléctrica, todas ellas situadas en Chile, de las cuales 18 son centrales hidroeléctricas (con una potencia instalada neta de 3.508 MW), 7 son centrales termoeléctricas (con una potencia instalada neta de 2.050 MW), 25 son parques solares (con una potencia instalada neta de 2.042 MW); 10 son parques eólicos (con una potencia instalada neta de 725 MW), y una es geotérmica (con una potencia instalada neta de 83 MW).

Una parte sustancial del flujo de caja e ingresos netos de nuestras filiales de generación proviene de la venta de electricidad producida por nuestras instalaciones de generación de electricidad.

La siguiente tabla identifica las centrales generadoras de energía de nuestra propiedad, todas ellas situadas en Chile, al cierre de cada ejercicio indicado, por empresa, y sus características básicas:

Propiedades, centrales y equipos de empresas de generación

Compañía	Nombre de la Central	Tipo de Central ⁽²⁾	Potencia instalada neta ⁽¹⁾ al 31 de diciembre de			
			2022	2021 (en MW)	2020	
Enel Generación	Ralco	Embalse	689	689	689	
	Pangue	Embalse	466	466	466	
	El Toro	Embalse	449	449	449	
	Rapel	Embalse	375	375	375	
	Antuco	De pasada	320	320	320	
	Cipreses	Embalse	106	106	106	
	Abanico	De pasada	93	136	136	
	Sauzal	De pasada	80	79	79	
	Isla	De pasada	70	70	70	
	Palmucho	De pasada	34	34	34	
	Los Molles	De pasada	18	18	18	
	Sauzalito	De pasada	11	12	12	
	Ojos de Agua	De pasada	9	9	9	
	Total hidroeléctricas			2.720	2.763	2.762
		Atacama	Ciclo combinado /gas natural + diésel	716	716	716
		San Isidro 2 ⁽³⁾	Ciclo combinado /gas natural + diésel	380	380	380
		San Isidro 1 ⁽³⁾	Ciclo combinado /gas natural + diésel	372	372	371
		Quintero	Turbina a gas/Gas natural	255	255	255
		Taltal	Turbina a gas/Gas natural + diésel	242	239	239
		Huasco	Turbina a gas	64	64	64
	Tarapacá	Turbina a gas / diésel	20	20	20	
	Bocamina ⁽⁴⁾	Turbina a vapor/carbón	—	320	320	
	Diego de Almagro ⁽⁵⁾	Turbina a gas / diésel	—	24	24	
	Total termoeléctricas		2.049	2.390	2.389	
	Canela II	Eólica	64	60	60	
	Canela I	Eólica	18	18	18	
	Total eólicas		82	78	78	
	Total Enel Generación		4.851	5.231	5.229	
Pehuenche	Pehuenche	Embalse	568	568	568	
	Curillinque	De pasada	89	89	89	
	Loma Alta	De pasada	40	40	40	
	Total Pehuenche		697	697	697	
EGP Chile	Cerro Pabellón (1.2. & 3)	Geotérmicas	83	69	41	
	Total geotérmicas		83	69	41	
	Pullinque	De pasada	51	51	51	
	Pilmaiquén	Embalse	41	41	41	
	Total hidroeléctricas		92	92	92	
	Guanchoi	Solar	398	—	—	
	Campos del Sol	Solar	375	375	—	
	Domeyko	Solar	204	204	—	
	Valle del Sol	Solar	163	—	—	
	Sol de Lila	Solar	161	161	—	
	Finis Terrae	Solar	160	160	160	
	Finis Terrae Ext	Solar	126	22	—	
	Carrera Pinto	Solar	97	97	97	
	Pampa Norte	Solar	79	79	79	
	Azabache	Solar	61	61	4	
	Lalackama	Solar	60	60	60	
	Chañares	Solar	40	40	40	
	Solar Diego de Almagro	Solar	36	36	36	
	Lalackama 2	Solar	18	18	18	
	Finis Terrae 3	Solar	18	—	—	
	PMGD La Colonia	Solar	11	—	—	
	PMGD Rinconada Alcones	Solar	10	—	—	
	PMGD Don Rodrigo	Solar	5	—	—	
	PMGD Caracoles	Solar	3	—	—	
	PMGD Coinco	Solar	3	—	—	
	PMGD Dadinco	Solar	3	3	—	
	PMGD El Sharon	Solar	3	—	—	
	PMGD Piduco	Solar	3	—	—	
	PMGD San Camilo	Solar	3	3	—	
	La Silla	Solar	2	2	2	
	Total solares		2.042	1.321	496	
	Sierra Gorda Este	Eólica	112	112	112	
	Eólico Taltal	Eólica	106	99	99	
	Talinay Oriente	Eólica	90	90	90	
	Valle De Los Vientos	Eólica	90	90	90	
	Renaico	Eólica	88	88	88	
	Renaico 2	Eólica	72	—	—	
	Talinay Poniente	Eólica	61	61	61	
	Los Buenos Aires	Eólica	24	24	24	
	Total eólicas		643	564	564	
	Total EGP Chile (ERNC)		2.861	2.046	1.193	
	Potencia total combinada de Enel Chile		8.408	7.973	7.118	

- (1) A partir de 2022, todas las cifras se han reformulado para mostrar la potencia instalada neta de cada central, que excluye los MW que consume cada central para su propio funcionamiento. Antes de 2022, presentábamos cifras de potencia instalada bruta, que no excluían los MW que cada central eléctrica consume para su propio funcionamiento.
- (2) “Embalse” y “central de pasada” se refieren a centrales hidroeléctricas que utilizan la potencia del agua de un embalse o de un río, respectivamente, para mover las turbinas que generan la electricidad. “Vapor” se refiere a las centrales termoeléctricas alimentadas con gas natural, carbón, diésel o fuelóleo para producir el vapor de agua que mueve las turbinas generadoras de electricidad. “Turbina a gas” o “ciclo abierto” se refieren a una central termoeléctrica que utiliza diésel o gas natural para producir el gas que mueve las turbinas generadoras de electricidad. “Ciclo Combinado” se refiere a una central termoeléctrica alimentada con gas natural, diésel o fuelóleo para producir el gas que mueve primero una turbina generadora de electricidad y luego recupera el gas que escapa de ese proceso para generar el vapor de agua que mueve una segunda turbina.
- (3) El permiso Ambiental limita la potencia combinada de San Isidro 1 y 2 a 740 MW.
- (4) Las centrales de Bocamina I y II fueron dadas de baja el 31 de diciembre de 2020 y el 30 de septiembre de 2022, respectivamente.
- (5) La central de turbina a gas de Diego de Almagro fue vendida el 4 de febrero de 2022.

Propiedades, centrales y equipos de las empresas de distribución

Llevamos a cabo nuestra actividad de distribución a través de Enel Distribución y su filial Enel Colina. Una parte importante del flujo de caja y de los ingresos netos de nuestras filiales de distribución procede de la venta de la electricidad distribuida a través de nuestras instalaciones de distribución.

La siguiente tabla describe nuestros principales equipos de distribución de electricidad, tales como distribución, redes y transformadores. La tabla incluye las estadísticas relativas a las propiedades, centrales y equipos consolidados de nuestra filial Enel Distribución.

Red de distribución – Área de concesión y líneas de media y baja tensión⁽¹⁾

	Al 31 de diciembre de 2022			Al 31 de diciembre de 2021			Al 31 de diciembre de 2020		
	Área de concesión (km2)	Media tensión (Km)	Baja tensión (Km)	Área de concesión (km2)	Media tensión (Km)	Baja tensión (Km)	Área de concesión (km2)	Media tensión (Km)	Baja tensión (Km)
Enel Distribución	2.105	5.598	12.068	2.105	5.568	12.011	2.105	5.406	11.860

- (1) Líneas de media tensión: 1 kV - 34.5 kV; líneas de baja tensión: 380-110 V.

Transformadores de media a baja tensión para distribución⁽¹⁾

	Al 31 de diciembre de 2022		Al 31 de diciembre de 2021		Al 31 de diciembre de 2020	
	Número de transformadores	Potencia (MVA)	Número de transformadores	Potencia (MVA)	Número de transformadores	Potencia (MVA)
Enel Distribución	22.356	5.347	22.137	5.215	21.997	5.108

- (1) La tensión de estos transformadores está en el rango de 34,5 kV (entrada - media tensión, “mt”) y 380-110 V (salida - baja tensión, “bt”).

Propiedades, centrales y equipos de las empresas de transmisión

A partir del 1 de enero de 2021, Enel Transmisión se separó de Enel Distribución. En consecuencia, los activos y pasivos asociados al segmento de transmisión que pertenecían a Enel Distribución fueron cedidos a Enel Transmisión para dedicarse al negocio de transmisión. Con fecha 9 de diciembre de 2022, Enel Transmisión fue vendida mediante un contrato de compraventa de acciones y ya no es filial nuestra a partir del 31 de diciembre de 2022.

La siguiente tabla identifica los equipos de transmisión que poseemos, al final de cada año expuesto.

Subestaciones eléctricas y de interconexión y transformadores de alta a media tensión y líneas de transmisión

(1)(2)(3)(4)

	Al 31 de diciembre de 2022				Al 31 de diciembre de 2021				Al 31 de diciembre de 2020			
	Número de subestaciones	Número de transformadores	Potencia (MVA)	Líneas de transmisión (Km)	Número de subestaciones	Número de transformadores	Potencia (MVA)	Líneas de transmisión (Km)	Número de subestaciones	Número de transformadores	Potencia (MVA)	Líneas de transmisión (Km)
Enel Transmisión ⁽⁵⁾	0	0	0	0	57	169	8.531	683	56	165	8.331	683

- (1) Las líneas de transmisión están compuestas por circuitos con tensiones en el rango de 35-220 kV.
- (2) Las cifras indicadas corresponden a kilómetros a nivel de circuito de línea en lugar de a nivel de vía de línea.
- (3) La potencia instalada de transformación incluye los transformadores de reserva.
- (4) Sólo incluye los activos cuyo uso ha sido autorizado por la autoridad fiscalizadora.
- (5) A partir del 1º de enero de 2021, los activos del negocio de transmisión fueron escindidos de Enel Distribución. Las cifras de 2020 corresponden a Enel Distribución. Con fecha 9 de diciembre de 2022, Enel Transmisión fue vendida mediante un contrato de compraventa de acciones y ya no es filial nuestra a partir del 31 de diciembre de 2022

Seguros

Tanto nuestras instalaciones de generación como las de distribución de electricidad están aseguradas contra daños causados por desastres naturales, tales como terremotos, incendios, inundaciones, otros casos fortuitos (pero no contra sequías, las que no se consideran riesgos de fuerza mayor y no son cubiertas por los seguros) y daños ocasionados por actos de terceros, sobre la base del valor de tasación de las instalaciones determinado periódicamente por un tasador independiente. En función de estudios geológicos, hidrológicos e ingenieriles, la administración cree que el riesgo de que los sucesos descritos anteriormente tengan como consecuencia un efecto negativo importante en nuestras instalaciones es remoto.

Las reclamaciones que se hagan con arreglo a las pólizas de seguro de nuestras filiales contemplan los deducibles y otras condiciones habituales. También mantenemos seguros por lucro cesante, que proporcionan cobertura respecto de toda falla que pueda sufrir cualquiera de nuestras instalaciones por un período de hasta 24 meses, incluyendo el período deducible. Las pólizas de seguro incluyen cláusulas de responsabilidad, las que protegen a nuestras empresas de reclamaciones presentadas por terceros. La cobertura de seguro contratada respecto de nuestras propiedades es aprobada por la administración de cada empresa, tomando en consideración la calidad de las aseguradoras y las necesidades, condiciones y evaluaciones de riesgo de cada instalación, y se basa en directrices corporativas generales. Las pólizas de seguro se adquieren de aseguradoras internacionales de prestigio. Estamos en permanente contacto con las aseguradoras a fin de negociar lo que estimamos es la cobertura de seguro más razonable en términos comerciales.

Inversiones en proyectos

Analizamos constantemente potenciales oportunidades de crecimiento. El estudio y evaluaciones de rentabilidad de nuestra cartera de proyectos es un esfuerzo permanente. La tecnología de nuestra industria está permitiendo la construcción de centrales eléctricas más pequeñas, que generan un menor impacto ambiental. Estas centrales pueden construirse más rápidamente, permiten una mayor flexibilidad de activación o desactivación según las necesidades del sistema, y cuentan con la preferencia de nuestras partes interesadas. Favorecemos la tecnología de las energías renovables para nuestras nuevas inversiones en centrales eléctricas y buscamos oportunidades mediante la construcción de nuevos proyectos totalmente nuevos o la modernización de activos ya existentes y la mejora del rendimiento operativo o medioambiental. La puesta en marcha prevista de cada proyecto se evalúa y define en función de las

oportunidades comerciales y de nuestra capacidad de financiamiento para solventar estos proyectos. Todos nuestros proyectos se financian con fondos generados internamente. Nuestras inversiones en proyectos se presentan normalmente para su aprobación interna en dólares estadounidenses, pero ocasionalmente pueden aprobarse en otra moneda, incluyendo euros. El importe total invertido en el último ejercicio se presenta en nuestra moneda funcional, mientras que el total de la inversión aprobada está en la moneda en la que se aprobó la inversión del proyecto, que podría ser diferente.

A continuación, presentamos una lista de nuestros proyectos más importantes finalizados, en construcción y en desarrollo durante el ejercicio fiscal finalizado al 31 de diciembre de 2022. Sin embargo, cualquier decisión relacionada con su construcción dependerá de las oportunidades comerciales que se prevean en los próximos años, incluyendo las futuras licitaciones para el suministro del mercado regulado y la evolución del marco normativo (principalmente relacionado con los servicios auxiliares). Los importes presupuestados incluyen las líneas de conexión que podrían ser propiedad de terceros y pagadas como peajes, a menos que se indique lo contrario. El financiamiento de todos nuestros proyectos descritos a continuación proviene de fuentes de generación interna.

Proyectos de los negocios de distribución, redes y transmisión

En el año 2022, nuestra filial Enel Distribución y su filial Enel Colina, y Enel Transmisión, que fue vendida el 9 de diciembre de 2022, invirtieron un total de Ch\$ 145.100 millones en proyectos relacionados con la tasa de crecimiento orgánico de nuestros clientes, los requisitos de calidad del servicio y las necesidades de seguridad y sistemas de información.

Las inversiones más relevantes para el año 2022 son las siguientes:

- Ch\$ 60.300 millones en la red de media y baja tensión para facilitar las conexiones de nuevos clientes, incluyendo clientes residenciales, clientes de gran volumen y proyectos inmobiliarios.
- Ch\$ 28.600 millones para reforzar la calidad del servicio, Ch\$ 12.000 millones debido a la compra de terrenos para SE Providencia; Ch\$ 10.700 millones para reforzar los alimentadores mediante equipos de mantenimiento y telecontrol; y Ch\$ 5.900 millones en el programa de contadores inteligentes.
- Ch\$ 18.300 millones orientados al proceso de digitalización.
- Ch\$ 14.500 millones para aumentar nuestra capacidad de distribución: Ch\$ 11.000 millones para subestaciones primarias de alta y media tensión y Ch\$ 3.500 millones para la construcción y el refuerzo de nuevos alimentadores.
- Ch\$ 12.900 millones para obras de mantenimiento correctivo de redes y adaptación tecnológica.
- Ch\$ 5.100 millones para cumplir con la normativa y estándares más exigentes de normalización de redes y subestaciones.
- Ch\$ 3.500 millones en medidas antirrobo, como el blindaje y refuerzo de la red.
- Ch\$ 41.900 millones en reubicaciones de la red debido a las nuevas carreteras y a las solicitudes de las municipalidades.

Proyectos de generación

Proyectos finalizados en el 2022

Proyecto de ampliación geotérmica de Cerro Pabellón

El proyecto de ampliación de Cerro Pabellón es una central eléctrica geotérmica con 32 MW de potencia neta instalada y se encuentra en la Región de Antofagasta, en el norte de Chile. Presenta sinergias con nuestro proyecto geotérmico de Cerro Pabellón y utiliza infraestructuras existentes como una subestación y una línea de transmisión.

La inversión total ha sido de US\$ 131,1 millones. Las obras comenzaron en agosto de 2019 y el proyecto quedó terminado en junio de 2022, alcanzando su explotación comercial en diciembre de 2022.

Proyecto de ampliación solar Finis Terrae

El proyecto de ampliación de Finis Terrae es una central solar fotovoltaica situada en María Elena, en la Región de Antofagasta, en el norte de Chile, y tiene una potencia neta instalada de 126 MW.

El proyecto presenta importantes sinergias operativas con la actual central eléctrica Finis Terrae de EGP Chile y utiliza la misma infraestructura de transmisión. Se instaló una nueva unidad de nave y un nuevo transformador de potencia en la subestación actual para la interconexión.

La inversión total aprobada ha sido de US\$ 119.5 millones. Las obras se iniciaron en mayo de 2020 y el proyecto quedó terminado en 2022. Esperamos que el proyecto alcance su explotación comercial en 2023.

Proyecto solar Finis Terrae 3

El proyecto solar Finis Terrae 3 está situado en la Región de Antofagasta, en Chile. Tiene una potencia neta instalada de 18 MW y constituye una ampliación del proyecto de extensión fotovoltaica de Finis Terrae.

La inversión total aprobada fue de US\$ 11,1 millones, de los cuales US\$ 6,4 millones se habían ejecutado al 31 de diciembre de 2022. Las obras se iniciaron en agosto de 2021 y el proyecto quedó terminado en 2022. Esperamos que el proyecto alcance su explotación comercial en 2023.

Proyecto solar Guanchoi (antes conocido como Campos del Sol II)

El proyecto solar Guanchoi se encuentra en Copiapó, en la Región de Atacama, y tiene una potencia neta instalada de 398 MW. Guanchoi es una planta solar fotovoltaica que consta de 893.508 módulos fotovoltaicos bifaciales cristalinos con un sistema de rastreo solar. El emplazamiento del proyecto ocupa un terreno de aproximadamente 1.000 hectáreas.

El proyecto se conecta a la subestación elevadora de Bella Mónica, situada entre Campos del Sol I y Guanchoi. Bella Mónica se encuentra a 8 km de la subestación de Illapa, propiedad de Celeo Redes Chile Ltda., y se conecta a través de una línea de transmisión de 220 kV.

La inversión total aprobada fue de US\$ 313,5 millones, de los cuales US\$ 293.8 millones habían sido ejecutados al 31 de diciembre de 2022. Las obras se iniciaron en julio de 2021 y el proyecto quedó terminado en 2022. Esperamos que el proyecto alcance su explotación comercial en 2023.

Proyecto piloto de hidrógeno verde

El proyecto piloto Hidrógeno Verde se encuentra en la Región de Magallanes, en el sur de Chile. La región tiene una de las mejores condiciones de viento debido a su proximidad a la Antártida. El proyecto espera producir 20,5 kg de hidrógeno por hora a través de un parque eólico, con 3,4 MW de potencia neta instalada y un electrolizador con una potencia neta instalada de 1,2 MW.

La inversión total aprobada fue de US\$ 4,1 millones, de los cuales US\$ 2,4 millones se habían ejecutado al 31 de diciembre de 2022. La construcción comenzó en agosto de 2021 y el proyecto se completó en 2022, alcanzando la operación comercial en 2022.

Proyecto solar PMGD I (Caracoles, La Colonia, Piduco y Rinconada)

Caracoles, La Colonia, Piduco y Rinconada forman parte del proyecto solar PMGD I, que consiste en una cartera de ocho plantas solares fotovoltaicas para desarrollar 54 MW de potencia neta instalada en las regiones Metropolitana, O'Higgins y Maule de Chile. Las cuatro plantas (Caracoles, La Colonia, Piduco y Rinconada) suman 27 MW de potencia neta instalada y cada una de ellas está conectada a líneas de distribución.

La inversión total aprobada para las cuatro plantas solares fue de US\$ 19,2 millones, de los cuales US\$ 18,6 millones se habían ejecutado al 31 de diciembre de 2022. La construcción comenzó en agosto de 2021 y las cuatro plantas solares se completaron en 2022. Esperamos que el proyecto alcance la explotación comercial en 2023.

Proyecto solar PMGD II

Coinco, Don Rodrigo y El Sharon forman parte del proyecto solar PMGD II, que consiste en una cartera de tres plantas solares fotovoltaicas en la región chilena del Maule para desarrollar 11 MW de potencia neta instalada. Las tres plantas (Coinco (también conocida como Valera) 3 MW, Don Rodrigo - 5 MW, y El Sharon - 3 MW) están conectadas a líneas de distribución.

La inversión total aprobada fue de US\$ 9,9 millones, de los cuales US\$ 9,2 millones se habían ejecutado al 31 de diciembre de 2022. La construcción comenzó en julio de 2021 y el proyecto se completó en 2022. Esperamos que el proyecto alcance la explotación comercial en 2023.

Proyecto solar Valle del Sol

El proyecto solar fotovoltaico Valle del Sol se encuentra en el desierto de Atacama, a unos 100 km al oeste de Calama, en la región de Antofagasta, en el norte de Chile.

Se trata de un proyecto solar *greenfield* con una potencia neta instalada de 163 MW que consta de 406.980 módulos fotovoltaicos bifaciales monocristalinos con un sistema de rastreo solar. El emplazamiento del proyecto ocupa 320 hectáreas. Valle del Sol se conectará a la subestación de Miraje a través de una nueva posición de 220 kV. La solución de conexión incluye una subestación elevadora, un transformador principal de 130/160 MVA (33/220 kV) y una línea de transmisión de interconexión de 10 km y 220 kV.

La inversión total ha sido de US\$ 142,5 millones. La construcción comenzó en 2021 y el proyecto se completó en 2022. Esperamos que el proyecto alcance la explotación comercial en 2023.

Enel Generación

Modernización de la central eléctrica de San Isidro

La central eléctrica San Isidro es una central de ciclo combinado situada en la Región de Valparaíso, en la zona central de Chile. La central cuenta con dos unidades de ciclo combinado (Unidad 1 y Unidad 2), limitadas por las autorizaciones medioambientales a 740 MW de potencia neta instalada. El proyecto consiste en modernizar la turbina de gas existente para mejorar la eficiencia de ambas unidades y recuperar 15 MW para cada unidad, dentro de la autorización medioambiental aprobada.

La inversión total aprobada fue de € 23,2 millones (US\$ 24,8 millones al 31 de diciembre de 2022), de los cuales € 8 millones (US\$ 8,6 millones) se habían ejecutado al 31 de diciembre de 2022. Del importe restante, € 9 millones (US\$ 9,6 millones) y € 6,2 millones (US\$ 6,6 millones) se incurrirán en 2023 y 2024, respectivamente. El proyecto comenzó

en septiembre de 2022 y se completó en noviembre de 2022. Esperamos que la Unidad 2 y la Unidad 1 alcancen la explotación comercial en 2023 y 2024, respectivamente.

Proyectos en construcción en 2022

EGP Chile

Proyecto solar El Manzano

El proyecto solar El Manzano está situado a 30 km al norte de Santiago, en la Región Metropolitana. Se trata de un proyecto solar *greenfield* con una potencia neta instalada de 99 MW que consta de 162.000 módulos fotovoltaicos bifaciales monocristalinos, así como de un sistema de rastreo solar. La central podrá incorporar un BESS en el futuro. El emplazamiento del proyecto ocupa 185 hectáreas. El Manzano se conectará a la subestación de El Manzano, propiedad de Enel Distribución, a través de una línea de transmisión de media tensión de 6,3 km.

La inversión total aprobada es de US\$ 88,6 millones, de los cuales US\$ 41,5 millones se habían ejecutado al 31 de diciembre de 2022. Esperamos que el proyecto esté terminado en 2023-2024.

Parque eólico La Cabaña y BESS

El parque eólico La Cabaña se encuentra en la región de la Araucanía, en el sur de Chile, y tiene una potencia neta instalada de 106 MW e incluye un BESS con una capacidad de almacenamiento de 34 MW. El proyecto se conectará al sistema nacional a través de la subestación del parque eólico de Renaico.

La inversión total aprobada es de US\$ 184 millones, de los cuales US\$ 93,9 millones habían sido ejecutados al 31 de diciembre de 2022. La construcción comenzó en 2022 y esperamos que el proyecto esté terminado en 2023.

Proyecto solar PMGD I (Cabimas - antes conocido como Curamachi; y Pataguas - antes conocido como Agrovisión)

Cabimas y Pataguas forman parte del proyecto solar PMGD I, que consiste en una cartera de ocho plantas solares fotovoltaicas para desarrollar 54 MW de potencia neta instalada en las regiones chilenas de Metropolitana, O'Higgins y Maule. Cada proyecto está o estará conectado a líneas de distribución.

Cuatro proyectos (Caracoles, La Colonia, Piduco y Rinconada) se completaron en 2022, y actualmente están en construcción otros dos proyectos (Cabimas (también conocido como Curamachi) y Pataguas (también conocido como Agrovisión), con un total de 21 MW de potencia neta instalada.

La inversión total aprobada para los dos proyectos es de US\$ 18 millones, de los cuales US\$ 15,2 millones habían sido ejecutados al 31 de diciembre de 2022. La construcción comenzó en agosto de 2021 y esperamos que los proyectos estén terminados en 2023.

Proyecto solar PMGD III

El Proyecto Solar PMGD III consiste en una cartera de tres plantas solares fotovoltaicas (Bandurrias, Graneros y Maitencillo), en la zona central de Chile. Cada proyecto tiene una potencia instalada neta de 3 MW, para un total de 9 MW de potencia instalada neta. Cada central estará conectada a las líneas de distribución.

La inversión total aprobada para estos tres proyectos es de US\$ 9,4 millones, de los cuales US\$ 5,8 millones habían sido ejecutados al 31 de diciembre de 2022. Esperamos que la construcción comience en 2023 y que los proyectos estén terminados en 2024.

Proyecto solar PMGD IV

El Proyecto Solar PMGD IV consiste en una cartera de tres plantas solares fotovoltaicas (Doña Rubena, Hijuelas IV y Mora) para desarrollar 9 MW de potencia neta instalada en las regiones Metropolitana y del Maule de Chile. Cada proyecto estará conectado a líneas de distribución. Se han asegurado los terrenos y se ha obtenido la aprobación medioambiental.

La inversión total aprobada es de US\$ 9,4 millones, de los cuales US\$ 5,1 millones se habían ejecutado al 31 de diciembre de 2022. Esperamos que la construcción comience en 2023 y que los proyectos estén terminados en 2024.

Proyecto eólico Renaico II

El proyecto eólico Renaico II se encuentra en la Región de la Araucanía, en el sur de Chile. Está formado por una central eléctrica de 144 MW con dos parques eólicos: (i) el proyecto Las Viñas, que incluye una central eólica de 58,5 MW construida por EGP Chile; y (ii) el proyecto Puelche, que consiste en una central eólica de 85,5 MW desarrollada independientemente por Pacific Energy. El proyecto Puelche fue adquirido en su totalidad por EGP Chile.

El proyecto consta de 32 aerogeneradores y se interconectará al SEN a través de la subestación existente Renaico I de 220 kV. Se instalará un nuevo patio de mufas en la subestación con un transformador principal de 165 MVA. El proyecto eólico Renaico II presenta sinergias potenciales con el proyecto eólico Renaico I, ya en funcionamiento, de EGP Chile, y utilizará la infraestructura existente, como una subestación y una línea de transmisión. Se han conseguido tanto los terrenos como las autorizaciones medioambientales.

La inversión total aprobada es de US\$ 221,5 millones, de los cuales US\$ 186,2 millones se habían ejecutado al 31 de diciembre de 2023. Las obras comenzaron en abril de 2020. A diciembre de 2022, se habían conectado 72 MW de potencial neta instalada. Esperamos que el resto del proyecto se complete en 2023.

Proyecto solar Sierra Gorda

El proyecto solar fotovoltaico Sierra Gorda se encuentra en Sierra Gorda, cerca de Calama, en la Región de Antofagasta, en el norte de Chile. La central solar fotovoltaica tiene una potencia neta instalada de 205 MW, que se redujo de 357 MW en febrero de 2023. El emplazamiento ocupa 850 hectáreas, con un perímetro de aproximadamente 28 km.

Se trata de un proyecto *greenfield* dentro del parque eólico existente de Sierra Gorda, propiedad de EGP Chile. El proyecto cuenta con cinco áreas principales para módulos fotovoltaicos dentro del parque eólico y un espacio independiente para la subestación de media tensión/alta tensión. Consta de 830.000 módulos fotovoltaicos bifaciales monocristalinos con un sistema de rastreo solar. El proyecto se conectará a la subestación Centinela, situada a 19 km del parque solar, en la subestación Centinela, propiedad de Red Eléctrica Chile.

La inversión total aprobada es de US\$ 306,5 millones, de los cuales US\$ 231,8 millones se habían ejecutado al 31 de diciembre de 2022. La construcción comenzó en julio de 2021 y esperamos que el proyecto esté terminado en 2023.

Enel Generación

Proyecto hidroeléctrico Los Cóndores

El proyecto Los Cóndores se encuentra en la Región del Maule, en la zona de San Clemente, en Chile central. Consiste en una central hidroeléctrica de pasada de 150 MW, con dos unidades de turbinas hidráulicas verticales Pelton que utilizarán el agua del embalse de la laguna del Maule a través de un túnel de presión. La central se conectará al SEN en la subestación de Ancoa (220 kV) a través de una línea de transmisión de 87 km.

La inversión total aprobada es de US\$ 1.150 millones, de los cuales US\$ 1.100 millones se habían ejecutado al 31 de diciembre de 2022. La construcción comenzó en abril de 2014 y esperamos que el proyecto esté terminado en 2024.

Proyecto de repotenciación hidroeléctrica de Rapel

El proyecto de repotenciación hidroeléctrica de Rapel se está llevando a cabo en nuestra central existente de Rapel, de 375 MW, en la Región de O'Higgins, en la zona central de Chile. Rapel es una central hidroeléctrica de embalse con cinco unidades verticales Francis que utilizan el agua del río Rapel.

El proyecto consiste en sustituir dos turbinas (Unidad 3 y Unidad 4) instaladas en 1968 con un rendimiento inferior al 85%. Las turbinas tendrán un nuevo diseño hidráulico, que ofrecerá una mayor eficacia y un rango de funcionamiento más amplio. Esperamos aumentar nuestra potencia neta instalada en 2 MW (1 MW por cada unidad) y producir 67 GWh/año de energía nueva. El contrato se adjudicó en septiembre de 2020 y las actividades de diseño básico del contratista comenzaron inmediatamente.

El diseño de ingeniería se completó mientras se ejecutaban las pruebas de modelos y las principales actividades de fabricación. El suministro para la Unidad 3 llegó al emplazamiento del proyecto en agosto de 2022, y el transporte del suministro de la Unidad 4 comenzó en diciembre de 2022. Las actividades en el emplazamiento para ambas unidades se pospusieron hasta 2023 debido a la falta de capacidad técnica de un subcontratista. El contratista principal del proyecto está actualmente en proceso de seleccionar un nuevo subcontratista.

La inversión total aprobada es de US\$ 11,9 millones, de los cuales US\$ 5,1 millones se habían ejecutado al 31 de diciembre de 2022. Esperamos que ambas unidades estén instaladas y que el proyecto esté terminado en 2023.

Proyectos en desarrollo en el 2022

Actualmente estamos evaluando el desarrollo de los siguientes proyectos, que clasificamos como “en desarrollo”. Decidiremos si procedemos o no con cada proyecto en función de las oportunidades comerciales y de otro tipo que se prevean en los próximos años, así como de los futuros precios de las licitaciones para cubrir las necesidades energéticas del mercado regulado y de las negociaciones con los clientes no regulados existentes o nuevos.

EGP Chile

Proyecto solar Andino Las Pataguas

El proyecto Andino Las Pataguas Solar se encuentra en San Pedro, en la Región Metropolitana. El proyecto tiene una potencia neta instalada de 100 MW e incluye un BESS con una capacidad de almacenamiento de 60 MW. La planta se construirá en aproximadamente 270 hectáreas y se conectará a la subestación Las Arañas a 110 kV. Ya se han obtenido los terrenos y se está tramitando la aprobación medioambiental.

La inversión total estimada es de US\$ 200 millones, de los cuales no se había desembolsado nada al 31 de diciembre de 2022. Esperamos que las obras comiencen en 2024 y que el proyecto esté terminado en 2025.

Proyecto solar Don Humberto y BESS

Don Humberto es un proyecto solar situado en la Región Metropolitana. El proyecto tiene una potencia neta instalada de 79 MW e incluye un BESS con una capacidad de almacenamiento de 67 MW. Se ha obtenido el terreno y la aprobación medioambiental.

La inversión total aprobada es de US\$ 137,8 millones, de los cuales US\$ 11,3 millones habían sido ejecutados al 31 de diciembre de 2022. Esperamos que la construcción comience en 2023 y que el proyecto esté terminado en 2024.

Proyecto eólico Ovejera Sur

El proyecto eólico Ovejera Sur se encuentra en La Unión, en la región de Los Ríos. El proyecto tiene una potencia neta instalada de 170 MW e incluye un BESS con una capacidad de almacenamiento de 100 MW. El proyecto consta de 38 aerogeneradores con una potencia neta instalada de aproximadamente 4,5 MW cada uno. El proyecto se construirá en aproximadamente 5.500 hectáreas y se conectará a la red a través de la nueva subestación de Pichirropulli (220 kV). Los terrenos ya se han conseguido y la aprobación medioambiental se encuentra en trámite.

La inversión total estimada es de US\$ 274 millones, de los cuales no se había desembolsado nada al 31 de diciembre de 2022. Esperamos que las obras comiencen en 2024 y que el proyecto esté terminado en 2025.

Parque eólico de Rihue y BESS

El parque eólico de Rihue se encuentra en la Región del Bio-Bio, en el sur de Chile, y tiene una potencia neta instalada de 120 MW e incluye un BESS con una capacidad de almacenamiento de 34 MW. El proyecto se conectará al sistema nacional a través de la subestación del parque eólico de Renaico.

La inversión total aprobada es de US\$ 205,1 millones, de los cuales US\$ 42,5 millones habían sido ejecutados al 31 de diciembre de 2022. Esperamos que el proyecto esté terminado en 2024.

Gravámenes importantes

Al 31 de diciembre de 2022, no hay gravámenes importantes constituidos sobre nuestros activos.

Ítem 4A. Comentarios del personal no resueltos

Ninguno.

Ítem 5. Reseña y perspectivas operativas y financieras

Introducción

La siguiente selección de datos financieros consolidados debe leerse en conjunto con nuestros estados financieros consolidados incluidos en este Informe. La información financiera consolidada seleccionada al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y la correspondiente a cada año comprendido en el trienio terminado el 31 de diciembre de 2022, se origina en nuestros estados financieros consolidados auditados incluidos en este Informe. Nuestros estados financieros consolidados se prepararon en conformidad con las NIIF, dictadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad.

Los montos indicados en las tablas están expresados en millones, con excepción de los coeficientes, datos operacionales, y datos relativos a acciones y Títulos Americanos de Depósito (en adelante, ADS). Para la conveniencia del lector, en el siguiente resumen todos los datos presentados en dólares al 31 de diciembre de 2022 y correspondientes al ejercicio terminado en dicha fecha han sido convertidos usando como tipo de cambio el Tipo de Cambio Observado a esa fecha: Ch\$ 855,86 por US\$ 1,00. El Tipo de Cambio Observado, que es informado y publicado diariamente en la página web del Banco Central de Chile, corresponde al promedio ponderado de los tipos de cambio utilizados en las transacciones realizadas en el Mercado Cambiario Formal el día hábil anterior.

Las siguientes tablas contienen nuestra información financiera consolidada y datos operacionales correspondientes a los ejercicios indicados:

	Para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de			
	2022 ⁽¹⁾ (millones de US\$)	2022	2021 (millones de Ch\$)	2020
Datos del Estado Consolidado de Resultados Integrales				
Ingresos totales y otros ingresos de explotación	5.791	4.956.432	2.855.230	2.585.402
Materias primas y consumibles utilizados	(3.972)	(3.399.524)	(2.011.305)	(1.374.445)

Gastos de prestaciones a los empleados y otros trabajos capitalizados, depreciaciones, amortizaciones y pérdidas de valor y otros gastos, por naturaleza	(753)	(644.551)	(584.330)	(1.245.212)
Ingresos (pérdidas) de explotación	1.066	912.357	259.594	(34.255)
Resultados financieros ⁽²⁾	(139)	(118.939)	(157.059)	(112.435)
Otros ingresos no de explotación	1.147	981.981	10.137	9.489
Participación en las utilidades (pérdidas) de asociadas y empresas controladas en forma conjunta contabilizadas usando el método de participación	4	3.282	3.177	3.509
Ingresos (pérdida) antes de impuestos a la renta	2.078	1.778.681	115.849	(133.692)
Impuesto a la renta	(549)	(469.697)	(15.139)	81.305
Ingresos netos	1.529	1.308.984	100.710	(52.387)
Ingresos netos atribuibles a la sociedad matriz	1.463	1.252.082	85.154	(50.860)
Ingresos netos atribuibles a las participaciones minoritarias	66	56.902	15.556	(1.527)
Total ganancias básicas y diluidas por número promedio de acciones (Ch\$/US\$ por acción)	0,021	18,10	1,23	(0,74)
Total ganancias básicas y diluidas por número promedio de ADS (Ch\$/US\$ por ADS)	1,058	905,12	61,56	(36,77)
Dividendos en efectivo por acción (Ch\$/US\$ por acción)	0,00043	0,37	3,08	4,23
Dividendos en efectivo por ADS (Ch\$/US\$ por ADS)	0,022	18,47	154,00	211,50
Número promedio ponderado de acciones ordinarias (millones)	69.167	69.167	69.167	69.167
Datos del Estado de Situación Financiera Consolidada				
Total activos	13.864	11.865.580	9.500.324	7.904.472
Pasivos no corrientes	5.034	4.308.149	4.021.504	3.264.717
Patrimonio atribuible a la sociedad matriz	4.787	4.097.201	3.097.868	3.351.916
Patrimonio atribuible a las participaciones minoritarias	341	291.738	248.625	242.359
Total patrimonio	5.128	4.388.939	3.346.493	3.594.275
Capital social ⁽³⁾	4.536	3.882.103	3.882.103	3.882.103

- (1) Únicamente para la conveniencia del lector, los montos en pesos chilenos han sido convertidos a dólares a un tipo de cambio de Ch\$ 855,86 por dólar, al 31 de diciembre de 2022.
- (2) Los resultados financieros representan (+) ingresos financieros, (-) costos financieros, (+/-) diferencias por cambios de divisas y ganancias/pérdidas de activos y pasivos indexados.
- (3) El capital social representa el capital emitido.

Tipos de cambio

Las fluctuaciones cambiarias entre el peso chileno y el dólar afectarán la equivalencia en dólares del precio en pesos de nuestras acciones ordinarias en las bolsas de valores chilenas. Estas fluctuaciones cambiarias pueden afectar el precio de nuestros Títulos Americanos de Depósito (ADS) y la conversión de pesos a dólares de los dividendos en efectivo relacionados con las acciones ordinarias representadas por los ADS. Además, en la medida en que una parte importante de las obligaciones financieras de la Compañía esté denominada en monedas extranjeras, las fluctuaciones de los tipos de cambio pueden tener un impacto significativo en las utilidades.

En Chile existen dos mercados de divisas: el Mercado Cambiario Formal y el Mercado Cambiario Informal. El Mercado Cambiario Formal está integrado por los bancos y otras entidades autorizadas por el Banco Central de Chile. El Mercado Cambiario Informal está integrado por entidades que no están expresamente autorizadas para operar en el Mercado Cambiario Formal, tales como ciertos corredores de acciones, agentes de valores y casas de cambio, entre otras. El Banco Central de Chile está facultado para exigir que ciertas transacciones de compraventa de divisas se realicen en el Mercado Cambiario Formal. Tanto el Mercado Cambiario Formal como el Informal se mueven en función de las fuerzas del libre mercado. La normativa actualmente vigente dispone que el Banco Central de Chile sea informado de ciertas transacciones que deben realizarse a través del Mercado Cambiario Formal.

El Tipo de Cambio Observado, que es informado por el Banco Central de Chile y publicado diariamente en su página web, es el promedio ponderado de los tipos de cambio utilizados en las transacciones realizadas el día hábil anterior en el Mercado Cambiario Formal. Sin embargo, el Banco Central de Chile puede intervenir comprando o vendiendo moneda extranjera en el Mercado Cambiario Formal para intentar mantener el Tipo de Cambio Observado

dentro de un rango deseado. Las divisas para los pagos y repartos relativos a los ADS se compran y remiten en el Mercado Cambiario Formal.

El cálculo de la apreciación o devaluación del peso chileno respecto del dólar en un período determinado con respecto al período anterior se hace calculando el porcentaje de variación de los valores recíprocos del peso chileno equivalentes a US\$ 1,00 al final del período anterior y al final del período respecto del cual se hace el cálculo. Por ejemplo, para calcular la devaluación del peso chileno al cierre del año 2022, se determina el cambio porcentual entre el recíproco de Ch\$ 844,69, el valor de un dólar al 31 de diciembre de 2021, o sea 0,0011839, y el recíproco de Ch\$ 855,86, el valor de un dólar al 31 de diciembre de 2022, o sea 0,0011684. En este ejemplo, el cambio porcentual entre los dos períodos es de 1,3%, lo que representa la devaluación que registró el peso chileno al cierre del año 2022 contra el dólar al cierre del año 2021. Un cambio porcentual positivo significa que el peso chileno se apreció frente al dólar, en tanto que un cambio porcentual negativo significa que el peso chileno se devaluó frente al dólar.

La siguiente tabla muestra la paridad del dólar al cierre de los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018 hasta el 31 de diciembre del 2022, según lo informado por el Banco Central de Chile.

Ejercicio terminado el 31 de diciembre de	Ch\$ por US\$ ⁽¹⁾	
	Al cierre del período (en Ch\$)	Apreciación (Devaluación) (en %)
2022	855,86	(1,3)
2021	844,69	(15,8)
2020	710,95	5,3
2019	748,74	(7,2)
2018	694,77	(11,5)

Fuente: Banco Central de Chile.

(1) Calculado en función de la variación que exhibían los recíprocos de los tipos de cambio al cierre del período.

A. Resultados de explotación

Generalidades

El siguiente análisis debe leerse junto con nuestros estados financieros consolidados auditados y las notas correspondientes a los mismos, las cuales se encuentran incluidas en el Ítem 18 de este Informe, y con los “Datos financieros seleccionados” incluidos arriba. Nuestros estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021 y los correspondientes a cada uno de los años reflejados en el trienio terminado el 31 de diciembre del 2022 fueron preparados de conformidad con las NIIF dictadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad.

1. Análisis de los principales factores que afectan los resultados de explotación y la situación financiera de la Compañía

Poseemos y operamos, a través de nuestras filiales, empresas de generación y distribución de electricidad en Chile. Nuestros ingresos, ganancias y flujos de caja provienen esencialmente de las operaciones de nuestras filiales y coligadas chilenas.

Factores tales como (i) las condiciones hidrológicas, (ii) el precio de los combustibles, (iii) los cambios normativos, (iv) las acciones excepcionales adoptadas por las autoridades gubernamentales y (v) los cambios en las condiciones económicas pueden afectar en forma importante nuestros resultados financieros. Además, nuestros resultados de explotación y situación financiera pueden verse afectados por las variaciones en el tipo de cambio del peso chileno frente al dólar estadounidense. Contamos con ciertas políticas contables críticas que afectan nuestros resultados de explotación consolidados. El impacto de estos factores en los años cubiertos en este Informe se analiza a continuación.

El 2 de noviembre de 2019, el Ministerio de Energía publicó la Ley No. 21.185 (la Ley de Estabilización Tarifaria), que establece un Mecanismo de Transición para la Estabilización de los Precios de la Energía Eléctrica para los Clientes sujetos a Regulación Tarifaria. En 2021, celebramos un acuerdo para vender hasta US\$ 290 millones de las cuentas por cobrar generadas a través de este mecanismo con Goldman Sachs y el Banco Interamericano de Desarrollo.

El 14 de septiembre de 2020, la CNE publicó la Resolución Exenta N° 340, que modificó las disposiciones técnicas para la aplicación de la Ley de Estabilización Tarifaria. Esta Resolución aclaró que el pago a cada proveedor debe imputarse al pago de saldos en forma cronológica, pagando primero los saldos más antiguos y luego los más nuevos, y no en forma ponderada sobre el total de saldos de pago pendientes, como había interpretado la industria hasta esa fecha.

El 2 de agosto de 2022, el Ministerio de Energía de Chile publicó la Ley N° 21.472, que establece un Mecanismo de Protección al Cliente (MPC) de carácter temporal, que estabiliza los precios de la energía en los sistemas SEN y medianos, en forma adicional a los establecidos por la Ley de Estabilización Tarifaria para los clientes regulados de la Ley Eléctrica. La finalidad del MPC es pagar las diferencias que puedan surgir entre la facturación de las empresas de distribución a los clientes finales y la cantidad a pagar a las empresas de generación. Los recursos disponibles para el MPC no podrán superar los US\$ 1.800 millones. Este mecanismo se extenderá hasta que se extingan los saldos contemplados en la ley.

Los efectos de la Ley de Estabilización Tarifaria al 31 de diciembre de 2022 y 2021 se describen en la Nota 9a.1 de las Notas a nuestros estados financieros consolidados.

El 21 de noviembre de 2022 se publicó la Ley N° 21.505, que fomenta el almacenamiento de energía eléctrica mediante la remuneración de la energía, la suficiencia energética y los servicios complementarios a los sistemas de almacenamiento de energía, así como la electromovilidad mediante una reducción temporal del precio del permiso de circulación para los vehículos eléctricos. Esta ley permite nuevos modelos de negocio de electromovilidad y la opción de cargar las baterías de los vehículos eléctricos mediante la prestación de servicios a la red. Además, incorpora proyectos relacionados con infraestructuras de generación y consumo para proyectos de energías renovables, así como de almacenamiento para retirar energía e inyectar excedentes al sistema eléctrico.

Para el primer semestre de 2023, el Ministerio de Energía de Chile prevé volver a presentar a la Contraloría General de la República un nuevo reglamento de energía eléctrica que modificará el mercado de potencia eléctrica, delineará un factor de eficiencia que afectará a las unidades de generación de alto costo variable y modificará la metodología de reconocimiento por energía suficiente para los sistemas híbridos y de almacenamiento puro para eliminar la discrecionalidad tecnológica. Además, las empresas podrán elegir entre permanecer con la metodología actual o migrar a la metodología propuesta de forma inmediata. Por último, la normativa modificará la demanda del mercado de capacidad.

En 2021 y 2020, registramos costos por deterioro asociados a la aceleración de los cierres de las centrales eléctricas a carbón Tarapacá, Bocamina I y Bocamina II (ver Notas 16.c.iv y 31.b. de nuestros estados financieros consolidados).

El 3 de julio de 2020, la CNE emitió la Resolución Exenta N° 237 que autoriza el retiro definitivo, desconexión y término de operaciones de la unidad de generación Bocamina I el 31 de diciembre de 2020.

En cuanto a Bocamina II, también nos propusimos acelerar su cierre, promoviendo el cese de sus operaciones en estrecha coordinación con el gobierno chileno. En este contexto, el 23 de julio de 2020, la CNE emitió la Resolución Exenta N° 266 que autoriza el retiro definitivo, desconexión y término de operaciones de la unidad de generación Bocamina II a partir del 31 de mayo de 2022.

El 3 de mayo de 2022, la CNE emitió la Resolución Exenta N° 325 que, en base a estudios técnicos y proyecciones de operación del sistema, ordenó a Enel Generación realizar el retiro definitivo, desconexión y término de operaciones de la unidad de generación Bocamina II a partir del 30 de septiembre de 2022, de conformidad con el artículo N° 72-18 de la Ley Eléctrica.

A fines de 2022, decidimos no seguir adelante con ciertos proyectos, lo que dio lugar a que Enel Generación diera de baja activos por M\$22.912.146, asociados principalmente a proyectos térmicos e hidroeléctricos, entre ellos los proyectos Quintero y Vallecito. Asimismo, EGP Chile dio de baja M\$29.887.851 asociados a un proyecto geotérmico, que se desarrollaba en la región de Antofagasta. Véanse las Notas 16.c). v) y 32 a las Notas de nuestros estados financieros consolidados.

El 9 de diciembre de 2022, completamos la venta de nuestra filial Enel Transmisión a Sociedad Transmisora Metropolitana S.p.A. (filial de Inversiones Grupo Saesa Ltda.). La venta se realizó mediante una oferta pública inicial entre el 7 de noviembre y el 6 de diciembre de 2022. En consecuencia, todas las acciones de Enel Transmisión de nuestra propiedad, equivalentes al 99,09%, fueron transferidas al nuevo accionista controlador. La ganancia registrada por esta venta ascendió a M\$ 981.856.639. Véanse las Notas 5.2 y 33 a las Notas de nuestros estados financieros consolidados.

El 19 de diciembre de 2022, Enel Generación modificó su contrato de suministro de gas con Shell Global LNG Limited (“Shell”), principalmente para reducir el volumen de gas a comprar. Las modificaciones del contrato implicaron un pago de US\$ 520 millones por parte de Shell a Enel Generación, que se registró como otros resultados de explotación en 2022. La reducción en el volumen de gas comprado por Enel Generación se alinea con el excedente total de gas proyectado al cumplirse los compromisos contractuales de la Compañía. Véase la Nota 28 de las Notas a nuestros estados financieros consolidados.

a. Negocio de generación

Una parte importante de nuestra capacidad de generación es hidroeléctrica y depende de las condiciones hidrológicas imperantes. Nuestra potencia instalada neta al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020 era de 8.498 MW, 7.9733 MW y 7.118 MW, de los cuales un 41,7%, 44,5% y 49,9% correspondía a potencia hidroeléctrica, respectivamente. Véase el “Ítem 4. Información sobre la Compañía — D. Propiedades, centrales y equipos”.

La generación hidroeléctrica fue de 9.768 GWh, 7.743 GWh y 9.712 GWh en los años 2022, 2021 y 2020, respectivamente. Nuestra generación hidroeléctrica en el año 2022 fue superior a la generación del año 2021, debido principalmente a condiciones hidrológicas más húmedas en el país.

Las condiciones hidrológicas en Chile varían desde muy húmedas, como resultado de varios años de abundantes precipitaciones y lagos a su capacidad máxima, hasta extremadamente secas, como consecuencia de varios años de sequía, un agotamiento parcial o importante de los embalses y una disminución significativa de nieve y hielo en las montañas, lo cual, a su vez, lleva a niveles significativamente más bajos de agua disponible como consecuencia de los menores deshielos. Entre estos dos extremos existe una amplia gama de posibles condiciones hidrológicas. Por ejemplo, un año de sequía tiene efectos menores en nosotros si sigue a varios períodos de precipitaciones abundantes, que si viene a agudizar una sequía prolongada. Por otra parte, un buen año hidrológico tiene un efecto marginal menor si se presenta después de varios años lluviosos en vez de después de una sequía prolongada.

En Chile, la época del año en la que se observan más precipitaciones son los meses de mayo a agosto; y el período con mayor cantidad de nieve y deshielo es el comprendido entre los meses de octubre a marzo, proveyendo de agua a los lagos, embalses y ríos que alimentan nuestras centrales hidroeléctricas, la mayoría de las cuales se encuentran situadas en el sur de Chile.

Por lo general clasificamos nuestras condiciones hidrológicas como secas o húmedas, aun cuando existen muchos otros escenarios intermedios posibles. Las condiciones hidrológicas extremas afectan en forma importante nuestros resultados de explotación y situación financiera. Sin embargo, es difícil indicar cuáles son los efectos que tiene la hidrología sobre nuestros ingresos de explotación sin considerar al mismo tiempo otros factores, ya que nuestros ingresos de explotación sólo se pueden explicar tomando en consideración una combinación de factores.

Las condiciones hidrológicas afectan los precios de mercado de la electricidad, los costos de generación, los precios *spot*, las tarifas, y la combinación de generación hidroeléctrica, termoeléctrica y con fuentes de ERNC, combinación que es constantemente definida por el CEN para minimizar el costo operacional de todo el sistema. De acuerdo con el actual marco regulador, el precio al cual se transa la energía en el mercado *spot* (el precio *spot*) es determinado por el costo marginal del sistema. El costo marginal es el costo de la central eléctrica en operación más cara

dado un despacho basado en la eficiencia. La normativa también considera el pago de capacidad a las generadoras, pago que remunera la capacidad instalada de cada central eléctrica de acuerdo con su disponibilidad y aporte a la seguridad del sistema. Este pago por capacidad es determinado por el regulador cada seis meses. La generación hidroeléctrica de pasada y la generación con fuentes de ERNC son casi siempre la tecnología de generación menos costosa y normalmente tienen un costo marginal cercano a cero. Al agua de los embalses utilizada para generar electricidad, por otra parte, se le asigna un costo de oportunidad por el uso de agua, lo que podría llevar a la generación hidroeléctrica que usa agua proveniente de embalses a tener un costo significativo en condiciones de sequía prolongada. El costo de la generación termoeléctrica no depende de las condiciones hidrológicas sino del precio internacional de *commodities* tales como el GNL y diésel. Las fuentes solares y eólicas son actualmente las ERNC más ampliamente usadas. Las plantas de ERNC pueden despachar energía al sistema a costos marginales muy bajos, pero dependen de que sople viento o brille el sol.

Los precios *spot* dependen principalmente de las condiciones hidrológicas y de los precios de los *commodities*, y, en menor medida, de la disponibilidad de ERNC. En la mayoría de las circunstancias, los precios *spot* bajan cuando existen condiciones hidrológicas abundantes y suben durante los períodos de sequía. Los precios en el mercado *spot* afectan nuestros resultados porque debemos comprar electricidad en el mercado *spot* cuando nuestras ventas de energía con contrato son superiores a nuestra generación, y vendemos electricidad en el mercado *spot* cuando tenemos excedentes de electricidad.

La hidrología no tiene un efecto aislado, sino que debe evaluarse junto con otros factores para poder entender mejor el impacto que tiene en nuestros resultados de explotación. Existen muchos otros factores que pueden afectar nuestros ingresos de explotación, tales como el nivel de las ventas con contrato, las compras y las ventas de electricidad en el mercado *spot*, los precios de los *commodities*, la oferta y demanda de energía, los problemas técnicos y los imprevistos que pueden afectar la disponibilidad de nuestras centrales termoeléctricas, la ubicación de las centrales en relación con los centros de demanda urbanos y las condiciones de los sistemas de transmisión, entre otros.

Para ilustrar los efectos de la hidrología sobre nuestros resultados de explotación, la tabla siguiente describe ciertas condiciones hidrológicas, sus efectos proyectados sobre los precios *spot* y la generación, y el impacto proyectado sobre nuestros ingresos de explotación, suponiendo que todos los demás factores se mantienen sin variaciones.

<u>Condiciones hidrológicas</u>	<u>Efectos proyectados sobre los precios <i>spot</i> y la generación</u>	<u>Efecto proyectado sobre nuestros resultados de explotación</u>
Secas	Precios <i>spot</i> más altos	<u>Positivo:</u> si nuestra generación es superior a las ventas de energía con contrato, los excedentes de energía se venden en el mercado <i>spot</i> a precios más altos. <u>Negativo:</u> si nuestra generación es inferior a las ventas de energía con contrato, se produce un déficit de energía y debemos comprar energía en el mercado <i>spot</i> a precios más altos.
	Menor generación hidroeléctrica	<u>Negativo:</u> menos energía disponible para ser vendida en el mercado <i>spot</i> .
	Mayor generación termoeléctrica	<u>Positivo:</u> aumenta nuestra energía disponible para la venta y o bien reduce las compras en el mercado <i>spot</i> o aumenta las ventas en el mercado <i>spot</i> a precios más altos.

<u>Condiciones hidrológicas</u>	<u>Efectos proyectados sobre los precios spot y la generación</u>	<u>Efecto proyectado sobre nuestros resultados de explotación</u>
	Precios <i>spot</i> más bajos	Positivo: si nuestra generación es inferior a las ventas de energía con contrato, el déficit es cubierto mediante compras en el mercado <i>spot</i> a precios más bajos. Negativo: en el caso de tener excedentes de energía, estos excedentes se venden en el mercado <i>spot</i> a precios más bajos.
Húmedas	Mayor generación hidroeléctrica	Positivo: más energía disponible para la venta en el mercado <i>spot</i> a precios más bajos.
	Menor generación termoeléctrica	Negativo: menos energía disponible para la venta en el mercado <i>spot</i> .

Si otros factores distintos a los descritos precedentemente fuesen aplicables, los efectos proyectados de las condiciones hidrológicas sobre los resultados de explotación serán distintos a los indicados. Por ejemplo, en un año seco con precios más bajos de los *commodities*, los precios *spot* podrían bajar, o bien, si en un año lluvioso la demanda aumenta o las centrales generadoras no están disponibles por motivos técnicos u otros, los precios *spot* podrían subir, alterando el efecto de las condiciones hidrológicas analizadas en la tabla precedente.

b. Negocio de distribución y redes

Nuestro negocio de distribución de electricidad se llevó a cabo a través de Enel Distribución en el área metropolitana de Santiago, proporcionando electricidad a aproximadamente 2,1 millones de clientes. Santiago es la zona más densamente poblada de Chile y cuenta con la mayor concentración de industrias, parques industriales y oficinas.

Para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2022, las ventas de electricidad fueron de 17.534 GWh, lo que representa un aumento del 5,2% respecto a 2021. Para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2021, las ventas de electricidad ascendieron a 16.668 GWh, lo que representa un aumento del 1,1% en comparación con 2020.

Los ingresos por concepto de distribución y redes provienen principalmente de la reventa de electricidad comprada a empresas generadoras. Los ingresos asociados con la distribución incluyen la recuperación del costo de la electricidad comprada y los ingresos resultantes del Valor Agregado de Distribución (VAD), más las pérdidas físicas de energía permitidas por el regulador. Otros ingresos provenientes de nuestro negocio de distribución y redes corresponden normalmente a ingresos por redes, cargos por concepto de nuevas conexiones y mantenimiento y arriendo de medidores, entre otros. También incluyen ingresos provenientes de alumbrado público, proyectos de infraestructura asociados principalmente con desarrollos inmobiliarios y soluciones energéticas eficientes, incluyendo equipos de aire acondicionado, luces LED, etc., incluyendo en todos los casos anteriores a clientes que se encuentran fuera de nuestra área de concesión.

Si bien estas otras fuentes de ingresos han aumentado, el negocio principal continúa siendo el de distribución de electricidad a precios regulados. En consecuencia, el marco regulador tiene un efecto sustancial en los resultados de nuestro negocio de distribución. Muy particularmente, los reguladores fijan las tarifas de distribución tomando en consideración el costo de las compras de electricidad que pagan las empresas de distribución (las que traspasan dicho costo a sus clientes) y el VAD, todo lo cual pretende reflejar los costos de inversión y operación en que incurren las empresas de distribución y generación y les permite a ellas obtener un nivel regulado de rentabilidad sobre sus inversiones y garantizar la calidad y continuidad del servicio. Nuestros ingresos están determinados en gran medida por la normativa gubernamental, especialmente a través del proceso de fijación tarifaria. Nuestra capacidad de comprar electricidad depende en buena medida de la disponibilidad de generación y, en un menor grado, de la normativa. El costo de la electricidad comprada es traspasado a los usuarios finales mediante tarifas que son fijadas para períodos de múltiples años. Por lo tanto, las variaciones en el precio al cual la empresa distribuidora compra la electricidad no afectan nuestra rentabilidad.

En el pasado, nos centramos en reducir las pérdidas físicas, especialmente aquellas derivadas de conexiones ilegales. En el período 2019-2022, nuestras pérdidas físicas de energía han estado generalmente en torno al 5%, nivel

cercano al umbral de pérdida técnica de distribución de nuestra concesión. La reducción de este nivel de pérdidas físicas exige inversiones adicionales tendientes a reducir las conexiones ilegales, y no se esperaría que ellas tuvieran una rentabilidad económica atractiva. Actualmente estamos trabajando más bien en mejorar nuestra eficiencia, principalmente por medio de nuevas tecnologías a fin de automatizar nuestras redes y mejorar nuestra calidad de servicio para potenciar la eficacia de nuestras instalaciones, la rentabilidad de nuestro negocio y aumentar nuestra capacidad de satisfacer el creciente número de clientes, cuyas exigencias también son mayores.

El proceso de la revisión tarifaria de Enel Distribución, que fija las tarifas para el período 2016 - 2020, concluyó en agosto de 2017. Las nuevas tarifas se aplicaron retroactivamente a noviembre de 2016 y la revisión no tuvo un efecto significativo en las tarifas de Enel Distribución. Las tarifas aplicables a clientes residenciales, comerciales e industriales cambiaron, pero estos cambios se contrarrestaron unos con otros, y los ingresos de Enel Distribución permanecieron estables. En septiembre de 2018, hubo un proceso extraordinario de actualización tarifaria que no fue retroactivo y tendrá vigencia hasta el cierre del proceso de fijación tarifaria para el período 2020-2024. Este aumento en las tarifas pretende reconocer las inversiones necesarias para cumplir con los nuevos requisitos de normas de calidad de servicio. Las revisiones tarifarias apuntan a reflejar eficiencias en la distribución y economías de escala resultantes del crecimiento económico.

A finales del primer semestre de 2020 se publicaron las bases técnicas del proceso de fijación de tarifas para el periodo 2020-2024. Este es el primer proceso de fijación de tarifas en el que la CNE fijó la tarifa con base en un único estudio realizado por la CNE. En el proceso de fijación de tarifas para 2016-2020, la tarifa se calculó utilizando una media ponderada entre el estudio de la Compañía de Referencia (un tercio) y el estudio de la CNE (dos tercios). Durante el segundo semestre de 2020, se asignó la empresa consultora que realizó el estudio. El 23 de diciembre de 2022, la CNE aprobó el Informe Técnico sobre el Cálculo de los Componentes del Valor Agregado de Distribución para el período 2020-2024, mediante Resolución Exenta N° 908. El proceso de fijación tarifaria 2020-2024 deberá concluir en 2023.

El 21 de diciembre de 2019, el Ministerio de Energía chileno promulgó la Ley N° 21.194 (la “Ley Corta de Distribución”) que rebaja la tasa de retorno de las empresas de distribución y mejora el proceso de fijación de las tarifas de distribución eléctrica. La Ley Corta de Distribución elimina la metodología anterior que implicaba ponderar los resultados del estudio del VAD realizado por la CNE (dos tercios) y el estudio del VAD realizado por las empresas de distribución (un tercio), y la sustituye utilizando únicamente el estudio del VAD de la CNE. También se ha modificado la tasa de descuento en el cálculo del costo anual de la inversión. La anterior tasa de descuento del 10% real anual antes de impuestos se sustituyó por una tasa de descuento del 6% real anual después de impuestos que se aplicará en el siguiente proceso de fijación de tarifas que se inició el 4 de noviembre de 2020. La tasa de rentabilidad económica después de impuestos de las empresas de distribución no podrá ser superior en 2 puntos porcentuales ni inferior en 3 puntos porcentuales a la tasa determinada por la CNE. La nueva tarifa para el siguiente cuatrienio tarifario se definirá durante el primer semestre de 2022 y entrará en vigor con carácter retroactivo a partir de noviembre de 2020.

En respuesta a la pandemia de Covid-19, el 8 de agosto de 2020 se publicó la Ley de Servicios Básicos, que establece medidas excepcionales para los usuarios finales de los servicios de salud, electricidad y gas natural. La ley prohíbe que las empresas de distribución eléctrica interrumpan los servicios a clientes residenciales, pequeñas empresas, hospitales y cuerpos de bomberos, entre otros, por demoras en el pago durante los 90 días siguientes a la publicación de la ley. Asimismo, los importes impagos que se hayan devengado desde el 18 de marzo de 2020 hasta el 30 de noviembre de 2020, podrán ser pagados en hasta 12 cuotas mensuales iguales y consecutivas, a partir de diciembre de 2020. Las cuotas mensuales no podrán incluir multas, intereses ni gastos asociados.

El 29 de diciembre de 2020 se ratificó la Ley N° 21.301, que amplió los plazos definidos en la Ley N° 21.249, aumentando la prohibición de corte de servicios de 90 días a 270 días, así como el número máximo de cuotas mensuales de 12 a 36. El 13 de mayo de 2021 se promulgó la Ley N° 21.340, que prorrogó los efectos de la Ley de Servicios Básicos hasta el 31 de diciembre de 2021. Además, se amplió el número de cuotas a un máximo de 48 cuotas mensuales desde las 36 anteriores.

El 11 de febrero de 2022, la Ley N° 21.423 estableció un calendario de pagos para todas las deudas derivadas de la aplicación de la Ley N° 21.249 de Servicios Básicos, mediante el cual cada cliente podrá pagar su deuda en 48 cuotas mensuales iguales, con un límite máximo equivalente al 15% de su facturación promedio. El saldo de la deuda que no pueda ser cubierto en las 48 cuotas será absorbido por la empresa de distribución.

El 2 de agosto de 2022 se publicó la Ley N° 21.472, que complementa la Ley N° 21.185 creando un nuevo programa de fondos de estabilización y estableciendo el MPC, un nuevo mecanismo transitorio para estabilizar los precios de la electricidad de los clientes bajo el sistema de tarifas reguladas. El objetivo del MPC es limitar el aumento de las cuentas de electricidad de los clientes regulados durante 2022 y permitir que dichos aumentos se produzcan gradualmente durante los próximos 10 años. Los recursos disponibles para el MPC no podrán superar los US\$1.800 millones. El MPC se prorrogará hasta que se extingan los saldos contemplados en la ley.

Como resultado de la aplicación de estas leyes mencionadas al 31 de diciembre de 2022, nuestras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes aumentaron, los ingresos por ventas de energía disminuyeron, los costos por compras de energía disminuyeron y los ingresos financieros aumentaron debido a la disminución de los costos financieros. Para más información, consulte las Notas 9 y 34 de las Notas a nuestros estados financieros consolidados.

c. Condiciones económicas

Las condiciones macroeconómicas, tales como la expansión o las recesiones económicas, los cambios en los niveles de empleo y la inflación o deflación pueden tener un efecto importante sobre nuestros resultados de explotación. Factores macroeconómicos, tales como la variación en el tipo de cambio del peso chileno frente al dólar estadounidense, pueden tener un efecto sobre nuestros resultados de explotación y también sobre nuestros activos y pasivos, dependiendo de los montos que se encuentren denominados en dólares estadounidenses. Por ejemplo, una devaluación del peso chileno frente al dólar estadounidense aumenta el costo de los planes de inversión de capital y del servicio de la deuda denominada en dólares estadounidenses. Para obtener información adicional, véase el “Ítem 3. Información esencial — C. Factores de riesgo — Los riesgos asociados con el tipo de cambio pueden tener un efecto adverso sobre nuestros resultados y el valor en dólares estadounidenses de los dividendos pagaderos a los tenedores de ADS” y el “Ítem 3. Información esencial — C. Factores de riesgo — Las fluctuaciones económicas en Chile y ciertas medidas económicas intervencionistas adoptadas por parte de las autoridades gubernamentales, como así también sucesos políticos o financieros u otras crisis en Chile y en cualquier región del mundo podrían afectar nuestros resultados de explotación y nuestra situación financiera, como también el valor de nuestros títulos”.

La siguiente tabla muestra los tipos de cambio del peso chileno por dólar estadounidense al cierre del año y promedio durante los años indicados:

	Tipos de cambio moneda local – dólar estadounidense					
	2022		2021		2020	
	Promedio	Al cierre del año	Promedio	Al cierre del año	Promedio	Al cierre del año
Pesos chilenos por dólar estadounidense	871,19	855,86	759,06	844,69	790,92	710,95

Fuente: Banco Central de Chile

2. Análisis de los resultados de explotación de los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

Ingresos consolidados y otros resultados de explotación

La siguiente tabla contiene nuestros ingresos por segmento reportable correspondientes a los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2022 y 2021:

	Ejercicios terminados el 31 de diciembre de			
	2022	2021	Variación	Variación
	(en millones de Ch\$)			
				(en %)
Negocio de generación				
Enel Generación, EGP Chile y filiales	3.877.759	1.953.288	1.924.471	98,5
Negocio de distribución y redes				
Enel Distribución, Enel Transmisión y filial	1.454.722	1.201.833	252.889	21,0
Negocio no eléctrico y ajustes por consolidación	(376.049)	(299.891)	(76.158)	(25,4)
Total ingresos y otros resultados (pérdidas) de explotación	4.956.432	2.855.230	2.101.202	73,6

Negocio de generación: ingresos y otros resultados de explotación

Los ingresos y otros resultados de explotación de nuestro negocio de generación aumentaron en Ch\$ 1.924,5 mil millones, o sea un 98.5%, en 2022 en comparación con 2021, debido a:

- (i) un aumento de Ch\$ 822.500 millones en las ventas de energía, debido principalmente a:
 - a) un efecto positivo en los precios de Ch\$ 571.100 millones resultante de las coberturas de tipo de cambio que compensaron el efecto negativo en los precios debido a la depreciación del peso chileno frente al dólar estadounidense;
 - b) un aumento de Ch\$ 250.100 millones debido principalmente a 3.906 GWh de mayores ventas de energía física a clientes no regulados relacionadas sobre todo con nuevos contratos de clientes; y
 - c) Ch\$ 47.100 millones de mayores ingresos por servicios auxiliares relacionados con la seguridad y la calidad del servicio y otros ingresos.

Estos efectos se vieron parcialmente compensados por unos menores ingresos procedentes de las coberturas de materias primas por valor de Ch\$ 45.800 millones.

- (ii) un aumento de Ch\$ 556.400 millones en otros resultados de explotación debido principalmente a:
 - a) una ganancia de Ch\$ 460.700 millones relacionada con la modificación del contrato de suministro de gas firmada por Enel Generación con Shell en diciembre de 2022, que reduce principalmente el volumen de gas a suministrar en virtud del contrato de suministro de gas;
 - b) Ch\$ 59.700 millones de mayores ingresos por derivados de materias primas; y
 - c) Ch\$ 29.800 millones de mayores ingresos por servicios de regasificación.
- (iii) un aumento de Ch\$ 542.500 millones en otras ventas debido principalmente a unas mayores ventas de gas por valor de Ch\$ 542.300 millones.

Negocio de distribución y redes: Ingresos y otros resultados de explotación

Los ingresos y otros resultados de explotación de nuestro negocio de distribución y redes aumentaron en Ch\$ 252,9 mil millones, o un 21,0%, en 2022 en comparación con 2021 debido principalmente a:

- (i) un aumento de Ch\$ 231.200 millones en las ventas de energía debido principalmente a:
 - a) un precio promedio de venta más elevado como consecuencia de un efecto positivo del tipo de cambio de Ch\$ 181.000 millones durante el periodo y del proceso de revisión tarifaria; y
 - b) Ch\$ 50.200 millones debidos principalmente a 534 GWh de mayores ventas de energía física, sobre todo en el segmento de clientes residenciales.
- (ii) un aumento de Ch\$ 23.000 millones en los ingresos por otros servicios, debido principalmente a un aumento de los peajes en el segmento de redes zonales de Ch\$ 33.000 millones.

Este efecto se vio compensado en parte por:

- a) Ch\$ 7.300 millones de menores ingresos por la construcción de nuevas conexiones de clientes y alumbrado público; y
- b) Ch\$ 2.700 millones de menores ingresos por otros servicios.

Total insumos y consumibles utilizados

La siguiente tabla muestra los insumos y consumibles utilizados para los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2022 y 2021 por segmento de negocios.

	Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de			
	2022	2021	Variación	Variación
	(en millones de Ch\$)			(en %)
Negocio de generación				
Enel Generación, EGP Chile y filiales	2.573.293	1.346.982	1.226.311	91,0
Negocio de distribución y redes				
Enel Distribución, Enel Transmisión y filial	1.194.700	974.858	219.842	22,6
Negocio no eléctrico y ajustes por consolidación	(368.469)	(310.535)	(57.934)	(18,7)
Total insumos y consumibles utilizados	3.399.524	2.011.305	1.388.219	69,0

Negocio de generación: Insumos y consumibles utilizados

Las materias primas y consumibles utilizados en nuestro negocio de generación aumentaron en Ch\$ 1.226,3 mil millones, o un 91,0%, en 2022 en comparación con 2021, debido principalmente a:

- (i) un aumento de Ch\$ 442,2 mil millones en las compras de energía debido principalmente a 604 GWh de mayores compras de energía física en el mercado al contado y a 121 GWh de compras de energía física a otras empresas de generación eléctrica, necesarias en su mayor parte para satisfacer la mayor demanda de electricidad de los clientes regulados y no regulados, además de un precio medio de compra más elevado debido a las condiciones del mercado eléctrico;
- (ii) un aumento de Ch\$ 425,6 mil millones en otros costos variables de adquisiciones y servicios debido principalmente a:
 - a) Ch\$ 408,6 mil millones más de costos de venta por comercialización de gas; y
 - b) Ch\$ 10,1 mil millones más de costos de cobertura de materias primas.
- (iii) Un aumento de Ch\$ 212,2 mil millones en los costos de consumo de combustible debido principalmente a:
 - a) un aumento de Ch\$ 188,2 mil millones en los costos de consumo de gas, principalmente como consecuencia del mayor precio de compra del gas y de una mayor generación de electricidad por gas;
 - b) un aumento de Ch\$ 17,8 mil millones debido a un precio medio de compra más elevado, principalmente como consecuencia de los mayores costes de consumo de combustóleo; y
 - c) un aumento de Ch\$ 4,2 mil millones y otro de Ch\$ 400 millones en las pérdidas por deterioro de las existencias de carbón y diésel, respectivamente, ambos relacionados con el deterioro de Bocamina II.
- (iv) Ch\$ 146,3 mil millones de aumento de los peajes de transmisión debido principalmente a:
 - a) Ch\$ 96,5 mil millones en mayores costos de ingresos tarifarios como consecuencia de unos costos marginales más elevados;

- b) Ch\$ 43,7 mil millones en mayores costos de regasificación de gas; y
- c) Ch\$ 10,1 mil millones en costos de transporte de gas más elevados.

Negocio de distribución y redes: Insumos y consumibles utilizados

Los insumos y consumibles utilizados en nuestro negocio de distribución y redes aumentaron en Ch\$ 219,8 mil millones, o 22,6% en 2022 en comparación con 2021 debido principalmente a:

- (i) Ch\$ 205,6 mil millones en mayores compras de energía debido principalmente a un mayor precio medio de compra de Ch\$ 170,9 mil millones, y un aumento de Ch\$ 34,6 mil millones debido principalmente a 527 GWh de mayores compras físicas de energía;
- (ii) Ch\$ 9,3 mil millones en mayores otros costos variables de adquisiciones y servicios debido principalmente a un aumento de Ch\$ 9,01 mil millones en multas que fueron impuestas por la Superintendencia de Electricidad y Combustible; y
- (iii) Ch\$ 4,9 mil millones en mayores costos de transporte debido principalmente a mayores peajes por la venta de Enel Transmisión al Grupo Saesa.

Total Gastos de prestaciones a los empleados y otros trabajos capitalizados, depreciaciones, amortizaciones y pérdidas de valor y otros gastos

Nuestros gastos de prestaciones a los empleados y otros trabajos capitalizados, depreciaciones, amortizaciones y pérdidas de valor y otros gastos corresponden a los salarios, compensaciones, gastos administrativos, depreciación, amortización y pérdidas de valor, y materiales e insumos de oficina.

La siguiente tabla muestra nuestros gastos de prestaciones a los empleados y otros trabajos capitalizados, depreciaciones, amortizaciones y pérdidas de valor y otros gastos para los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2022 y 2021, por segmento de negocios:

	Ejercicios terminados el 31 de diciembre de			
	2022	2021	Variación	Variación
	(en millones de Ch\$)			(en %)
Negocio de generación				
Enel Generación, EGP Chile y filiales	432.410	383.470	48.940	12,8
Negocio de distribución y redes				
Enel Distribución, Enel Transmisión y filial	176.490	168.792	7.698	4,6
Negocio no eléctrico y ajustes por consolidación	35.651	32.069	3.582	11,2
Total Gastos de prestaciones a los empleados y otros trabajos capitalizados, depreciaciones, amortizaciones y pérdidas de valor y otros gastos	644.551	584.331	60.220	10,3

La cifra consolidada de gastos de prestaciones a los empleados y otros trabajos capitalizados, depreciaciones, amortizaciones y pérdidas de valor y otros gastos aumentó en Ch\$ 60,2 mil millones, o en un 10,3%, en 2022 comparado con 2021, en su mayor parte a raíz de:

- (i) un aumento de Ch\$ 68,7 mil millones en el deterioro del negocio de generación explicado principalmente por:
 - a) un deterioro de Ch\$ 52,8 mil millones de proyectos de generación térmica, hidroeléctrica y geotérmica que no se llevarán a cabo debido a la estrategia de descarbonización y a las nuevas condiciones del mercado;

- b) un aumento de Ch\$ 9,08 mil millones en servicios profesionales y de apoyo técnico relacionados principalmente con los proyectos de EGP Chile en desarrollo y en funcionamiento; y
 - c) un aumento de Ch\$ 6,3 mil millones en servicios de mantenimiento y reparación.
- (ii) un aumento de Ch\$ 27,3 mil millones, o del 63,7%, en el negocio de generación, distribución y redes en depreciaciones y amortizaciones en 2022 en comparación con 2021, debido principalmente a:
- a) Ch\$ 19,4 mil millones más de depreciación y amortización en EGP Chile, principalmente por el efecto del tipo de cambio y, en menor medida, por la puesta en servicio de nuevas centrales eléctricas; y
 - b) Ch\$ 8,4 mil millones de mayor depreciación y amortización en el segmento de negocios de distribución y redes, debido a la mayor amortización de activos intangibles relacionados con desarrollos informáticos por Ch\$ 7,8 mil millones, y también a la puesta en marcha de proyectos de inversión por Ch\$ 2.700 millones, ambos en Enel Distribución, parcialmente compensados por una menor amortización y depreciación de Enel Transmisión por Ch\$ 1,9 mil millones, debido principalmente a la desconsolidación de Enel Transmisión a partir del 9 de diciembre de 2022.
- (iii) Un aumento de Ch\$ 3,3 mil millones en pérdidas por deterioro de cuentas por cobrar, principalmente en el segmento de negocios de distribución y redes por Ch\$ 2,6 mil millones, y un aumento de Ch\$ 1,3 mil millones en el segmento de negocios de generación relacionado principalmente con mayores cuentas por cobrar comerciales y una condición financiera esperada más débil de los clientes regulados.

Estos efectos se vieron compensados en su mayor parte por:

- (i) Ch\$ 31,3 mil millones en menores pérdidas por deterioro de activos fijos explicadas principalmente por Ch\$ 28,8 mil millones de pérdida por deterioro de nuestra central eléctrica de carbón Bocamina II registrada en 2021;
- (ii) una disminución de Ch\$ 9,3 mil millones en el negocio de generación, debida principalmente a:
 - a) una disminución de Ch\$ 8,3 mil millones en los costos de reestructuración de la empresa relacionados con la estrategia de digitalización de Enel para 2021-2024; y
 - b) Ch\$ 10,3 mil millones de mayor capitalización de gastos de personal, principalmente relacionados con los nuevos proyectos de EGP Chile. Esto se vio parcialmente compensado por: (i) un aumento de Ch\$ 6,07 mil millones en salarios, principalmente relacionado con las revisiones salariales y la indexación; (ii) un aumento de Ch\$ 3,3 mil millones en bonos anuales por desempeño y otros gastos recurrentes; y (iii) un aumento de Ch\$ 700 millones en bonos relacionados con la negociación colectiva de los empleados.

Resultados de explotación consolidados

La siguiente tabla muestra nuestros resultados de explotación por segmento reportable correspondientes a los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2022 y 2021:

	Ejercicios terminados el 31 de diciembre de			
	2022	2021	Variación	Variación
	(en millones de Ch\$)			(en %)
Negocio de generación				
Enel Generación, EGP Chile y filiales	872.055	222.836	649.219	2,9
Negocio de distribución y redes				
Enel Distribución, Enel Transmisión y filial	83.532	58.183	25.349	43,6
Negocio no eléctrico y ajustes por consolidación	(43.230)	(21.425)	(21.805)	(101,8)

Total ingresos operacionales consolidados	912.357	259.594	652.763	2,5
Margen de explotación ⁽¹⁾	18,4%	9,1%	—	—

(1) El margen de explotación, una medida de eficiencia, representa los ingresos de explotación como porcentaje de los ingresos. Sin embargo, hay que tener cuidado al hacer comparaciones entre ejercicios, que pueden haber experimentado ganancias o pérdidas no recurrentes, como ocurrió en 2022 y 2021 con el gasto relacionado con el deterioro provocado por el cierre de dos centrales eléctricas a carbón.

Nuestros ingresos de explotación en 2022 aumentaron en comparación con los de 2021 debido a:

Negocio de generación

Los ingresos totalizaron Ch\$ 3.877,8 mil millones al 31 de diciembre de 2022, un aumento de Ch\$ 1.924,5 mil millones, o un 98,5%, debido principalmente a la ganancia adicional por la modificación del contrato de suministro de gas con Shell, mayores ventas físicas de energía, un mayor precio promedio de venta de energía expresado en pesos chilenos y mayores ventas de gas.

Las materias primas y consumibles utilizados totalizaron Ch\$ 2.573,3 mil millones al 31 de diciembre de 2022, un aumento de Ch\$ 1.226,3 mil millones, o 91,0%, en comparación con 2021 debido principalmente a mayores costos de compra de electricidad debido tanto a un aumento de las compras físicas como a un mayor precio promedio de compra, mayores costos de venta de gas y mayores costos de consumo de combustible debido a un incremento en el despacho de electricidad térmica y a mayores precios de las materias primas.

Otros gastos aumentaron un 54,2% hasta alcanzar los Ch\$ 195,6 mil millones al 31 de diciembre de 2022, explicados principalmente por el deterioro de los proyectos de generación térmica debido a la estrategia de descarbonización de nuestra matriz, y el deterioro de los proyectos hidroeléctricos y geotérmicos que no se llevarán a cabo debido a las nuevas condiciones del mercado, que en conjunto ascendieron a Ch\$ 52,8 mil millones y se contabilizaron en el cuarto trimestre de 2022.

Negocio de distribución y redes

Los ingresos ascendieron a Ch\$ 1.454,7 mil millones al 31 de diciembre de 2022, un aumento de Ch\$ 252,9 mil millones, o un 21,0%, en comparación con 2021, debido principalmente a unas mayores ventas de energía de Ch\$ 231,2 mil millones resultantes principalmente de: (i) un mayor precio promedio de venta de Ch\$ 181,01 mil millones como resultado de un mayor efecto positivo del tipo de cambio; y (ii) un aumento de Ch\$ 50,2 mil millones debido sobre todo a 534 GWh de mayores ventas de energía física, principalmente en el segmento de clientes residenciales; y unos mayores ingresos por otros servicios de Ch\$ 23,01 mil millones.

Las materias primas y consumibles utilizados totalizaron Ch\$ 1.194,7 mil millones al 31 de diciembre de 2022, un aumento de Ch\$ 219,8 mil millones, o un 22,6%, en comparación con 2021, debido principalmente a unas mayores compras de energía correspondientes a un precio promedio de compra más alto por Ch\$ 170,9 mil millones, y a unas mayores compras de energía física de 527 GWh.

Los resultados de explotación se vieron afectados principalmente por (i) una mayor depreciación y amortización de Ch\$ 8,3 mil millones debido a la mayor amortización de activos intangibles relacionados con desarrollos informáticos de Ch\$ 7,8 mil millones, y también a la puesta en marcha de proyectos de inversión de Ch\$ 2,7 mil millones, ambos en Enel Distribución, parcialmente compensados por una menor amortización y depreciación de Enel Transmisión de Ch\$ 1, mil millones, sobre todo debido a la desconsolidación de Enel Transmisión a partir del 9 de diciembre de 2022; y (ii) un aumento de otros gastos, principalmente a causa de los mayores costos de mantenimiento y reparación.

Resultados financieros y otros resultados consolidados

La siguiente tabla muestra nuestros resultados financieros y otros resultados correspondientes a los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2022, y 2021:

	Ejercicios terminados el 31 de diciembre de			
	2022	2021	Variación	Variación
	(en millones de Ch\$)			(en %)
Resultados financieros				
Ingresos financieros	50.415	26.420	23.995	90,8
Costos financieros	(193.618)	(174.043)	(19.575)	(11,2)
Ganancia (pérdida) proveniente de activos y pasivos indexados	5.863	5.898	(35)	(0,6)
Diferencias por tipo de cambio de divisas	18.401	(15.334)	33.735	n.d.
Total resultados financieros	(118.939)	(157.059)	38.120	(24,3)
Otros resultados				
Participación en las utilidades (pérdidas) de coligadas y empresas controladas en forma conjunta contabilizadas usando el método de participación	3.282	3.177	105	3,3
Otras ganancias (pérdidas)	981.981	10.137	971.844	9.587,1
Total otros resultados	985.263	13.314	971.949	7.300,2
Total resultados financieros y otros resultados consolidados	866.324	(143.745)	1.010.069	n.d.

Resultados financieros

Registramos una disminución de los resultados financieros en 2022 en comparación con 2021, atribuible principalmente a:

- (i) un aumento de Ch\$ 33,7 mil millones en las diferencias de cambio de divisas debido en su mayor parte a:
 - a) un efecto de diferencia de cambio positiva superior en Ch\$ 65,5 mil millones en cuentas por pagar a partes relacionadas debido a préstamos concedidos por Enel Finance International N.V. (“EFI”); y
 - b) un efecto de diferencia de cambio positiva superior en Ch\$ 51,2 mil millones en deuda financiera e instrumentos derivados.

Estos efectos se vieron parcialmente compensados por los siguientes efectos negativos de diferencia de cambio:

- c) Ch\$ 71,9 mil millones de mayores diferencias negativas de cambio en las cuentas comerciales por cobrar, incluidos Ch\$ 47,0 mil millones relacionados con la Ley de Estabilización Tarifaria que fijó el dólar estadounidense como moneda para las cuentas por cobrar de las facturaciones pendientes a clientes regulados; y
 - d) Ch\$ 10,5 mil millones de mayor efecto de diferencia negativa de cambio sobre el efectivo y los equivalentes de efectivo.
- (ii) un aumento de Ch\$ 24,0 mil millones en los ingresos financieros debido principalmente a:
 - a) un aumento de Ch\$ 16,6 mil millones en los ingresos resultantes de las inversiones fijas a corto plazo;
 - b) Ch\$ 3,8 mil millones de mayores ingresos financieros procedentes de cuentas por cobrar relacionadas con la promulgación de la Ley de Servicios Básicos;
 - c) Ch\$ 2,9 mil millones de mayores ingresos financieros relacionados con los planes de pago de los clientes, y

- d) un aumento de Ch\$ 2,7 mil millones relacionado con los ingresos financieros debidos a la Ley de Estabilización Tarifaria.

Estos efectos se vieron parcialmente compensados por:

- e) Ch\$ 3,5 mil millones de menores ingresos financieros relacionados con la actualización financiera de las provisiones por desmantelamiento o restauración de las centrales eléctricas deterioradas relacionadas con el proceso de descarbonización como consecuencia del aumento de las tasas de descuento en 2022.

(iii) Un aumento de Ch\$ 19,6 mil millones en los costos financieros debido principalmente a:

- a) Ch\$ 30,7 mil millones en mayores gastos financieros con partes vinculadas debido a los nuevos préstamos concedidos por EFI;
- b) Ch\$ 15,3 mil millones en mayores gastos por intereses de bonos y préstamos bancarios;
- c) Ch\$ 10,5 mil millones en mayores gastos financieros debido a acuerdos con proveedores para aplazar pagos;
- d) Ch\$ 8,3 mil millones en mayores gastos financieros por la actualización de las provisiones de desmantelamiento;
- e) Ch\$ 7,6 mil millones en mayores gastos financieros relacionados con retenciones de impuestos sobre el pago de intereses; y
- f) Ch\$ 4,8 mil millones en otros costos y gastos financieros diversos más elevados.

Estos efectos se vieron parcialmente compensados por:

- g) Ch\$ 21,8 mil millones en menores gastos financieros debido a una mayor capitalización de intereses relacionados principalmente con el desarrollo de proyectos ERNC y la ampliación de la construcción del proyecto Los Córdones;
- h) Ch\$ 18,3 millones en menores gastos financieros por factoraje de cuentas por cobrar comerciales relacionados principalmente con una disminución de Ch\$ 29,7 mil millones en factoraje de cuentas por cobrar que surgieron de la Ley de Estabilización Arancelaria;
- i) Ch\$ 9,2 mil millones en menores gastos financieros debido a la reducción de las cuentas por cobrar resultantes de la promulgación de la Ley de Servicios Básicos; y
- j) Ch\$ 8,2 mil millones en menores gastos financieros relacionados con los planes de pago de los clientes.

Otros resultados

Nuestra utilidad por enajenación de activos aumentó en Ch\$ 971,9 mil millones en 2022 en comparación con 2021 debido principalmente a la venta de Enel Transmisión por Ch\$ 981,8 mil millones, que se hizo efectiva el 9 de diciembre de 2022. Esto fue compensado por los ingresos de Ch\$ 9.9 mil millones registrados en 2021 por la venta de la participación que nuestra filial Enel Generación tenía en el control conjunto de Transmisora Eléctrica Quillota Ltda., que se hizo efectiva en diciembre de 2022.

Gastos de impuesto sobre la renta consolidado

La tasa impositiva efectiva fue un gasto por impuesto sobre la renta del 26,4% en 2022 frente al 13,1% en 2021.

El gasto por impuesto sobre la renta consolidado aumentó más del 3.000% a Ch\$ 469,7 mil millones en 2022 en comparación con 2021 debido principalmente a:

- (i) un aumento de Ch\$ 311,7 mil millones en el impuesto sobre la renta por las utilidades de la venta de Enel Transmisión;
- (ii) un aumento de Ch\$ 124,4 mil millones en el impuesto sobre la renta debido a la ganancia adicional por la modificación del contrato de suministro de gas firmado por Enel Generación con Shell; y
- (iii) un aumento de Ch\$ 59,5 mil millones en el impuesto sobre la renta debido a los mayores ingresos de la empresa.

Estos efectos se vieron parcialmente compensados por:

- (iv) Ch\$ 35,2 mil millones de menor gasto por impuestos como consecuencia de la corrección monetaria del periodo.

Para más detalles, consulte la Nota 19 de las Notas a nuestros estados financieros consolidados.

Ingresos netos consolidados

La siguiente tabla muestra nuestros ingresos netos consolidados antes de impuestos, los gastos por concepto de impuestos a la renta y los ingresos netos correspondientes a los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2022 y 2021:

	Ejercicios terminados el 31 de diciembre de			
	2022	2021	Variación	Variación
	(en millones de Ch\$)		(en %)	
Ingresos de explotación	912.357	259.594	652.763	251,5
Otros resultados	866.324	(143.745)	1.010.069	n.d.
Ingresos netos antes de impuestos	1.778.681	115.849	1.662.832	1.435,3
Impuestos a la renta	(469.697)	(15.139)	(454.558)	(3.002,6)
Ingresos netos consolidados	1.308.984	100.710	1.208.274	1.199,8
Ingresos netos atribuibles a la sociedad matriz	1.252.082	85.154	1.166.928	1.370,4
Ingresos atribuibles a las participaciones minoritarias	56.902	15.556	41.346	265,8

La utilidad neta atribuible a la Sociedad Matriz aumentó Ch\$ 1,1669 mil millones en 2022 en comparación con 2021, explicada principalmente por la ganancia en la venta de Enel Transmisión, además de mayores ventas de electricidad y gas, y la ganancia adicional por la modificación de Enel Generación de su contrato de suministro de gas con Shell. Asimismo, durante 2022, los proyectos de generación térmica se deterioraron como consecuencia de la estrategia de descarbonización de la Compañía, y los proyectos hidroeléctricos y geotérmicos se deterioraron debido a las nuevas condiciones del mercado.

3. Análisis de los resultados de explotación de los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

El análisis comparativo de nuestros resultados de explotación para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020 se incorpora aquí por referencia del Ítem 5.A. de nuestra Memoria Anual en el Formulario 20-F para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, presentada ante la SEC el 28 de abril de 2022.

B. Liquidez y recursos de capital.

Nuestros principales activos son nuestras filiales chilenas consolidadas, Enel Generación, EGP Chile y Enel Distribución. El siguiente análisis de las fuentes y usos de efectivo refleja los impulsores clave de nuestro flujo de caja.

Recibimos efectivo de nuestras filiales y coligadas. Los flujos de caja de nuestras filiales y empresas relacionadas podrían no estar siempre disponibles para satisfacer nuestras propias necesidades de liquidez, porque se produce un desfase temporal antes de que tengamos acceso efectivo a dichos fondos a través del pago de dividendos o reducciones de capital. Sin embargo, creemos que el flujo de caja generado por nuestras operaciones comerciales, como también los saldos en efectivo, créditos de bancos comerciales, préstamos interempresariales de corto y largo plazo, y un amplio acceso a los mercados de capitales chilenos e internacionales, serán suficientes para satisfacer nuestras necesidades actuales de caja para financiar nuestro capital de trabajo, el proyectado servicio de la deuda, el pago de dividendos y las inversiones de capital planificadas en el futuro previsible, como se analiza en mayor detalle más abajo.

El siguiente es un resumen de nuestro flujo de caja consolidado durante los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020:

	Ejercicio terminado el 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
	(en miles de millones de Ch\$)		
Flujos de caja neto provenientes de actividades de explotación	745	413	756
Flujos de caja netos provenientes de (usados en) actividades de inversión	456	(736)	(555)
Flujos de caja netos provenientes de (usados en) actividades de financiamiento	(629)	293	(128)
Aumento (disminución) neto (neta) de efectivo y equivalentes de efectivo antes del efecto de las variaciones en los tipos de cambio de divisas	572	(30)	73
Efecto de las variaciones en los tipos de cambio de divisas sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	(6)	8	23
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del período	310	332	236
Efectivo y equivalentes de efectivo al término del período	876	310	332

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, el flujo de caja neto proporcionado por las actividades de explotación aumentó en Ch\$ 332 mil millones, o un 80,4%, en comparación con el mismo periodo de 2021. Este aumento fue en parte el resultado de:

- (i) Ch\$1.823 mil millones por mayores cobros en efectivo por venta de bienes y servicios principalmente de (i) nuestro segmento de generación de Ch\$1.148,1 mil millones debido a mayores ventas de energía de 3.906 GWh principalmente a clientes no regulados, y a un aumento en los nuevos contratos del período; (ii) la modificación al acuerdo de suministro de gas firmado por Enel Generación Chile con Shell en diciembre de 2022 que representa Ch\$ 460,4 mil millones; y (iii) nuestro segmento de distribución de Ch\$ 192,1 mil millones debido a las mayores ventas de energía física de 534 GWh debido principalmente a las mayores ventas a clientes residenciales y peajes.
- (ii) Ch\$ 52,3 mil millones en menores pagos de impuesto a la renta en 2022, debido principalmente a (i) una disminución de Ch\$ 44,6 mil millones en los pagos de impuesto a la renta de Enel Generación debido a mayores pérdidas tributarias en 2022; (ii) una disminución de Ch\$ 13,6 mil millones en Enel Distribución relacionada con un descenso en el pago mensual anticipado de impuesto a la renta, y (iii) una disminución de Ch\$ 5,5 mil millones en Pehuenche relacionada con una baja en los pagos mensuales anticipados de impuesto

a la renta. Estos se vieron parcialmente compensados por Ch\$ 16,8 mil millones en Enel Transmisión por mayores pagos del impuesto a la renta para el ejercicio 2022.

Estos aumentos del flujo de caja neto de la actividad operativa se vieron parcialmente compensados por:

- (iii) Ch\$ 1,5524 mil millones en mayores pagos a proveedores principalmente de (i) nuestro segmento de generación debido a mayores costos de compra de energía por una mayor cantidad y precio promedio, un mayor costo por consumo de combustible a causa de la menor eficiencia del mix de generación como resultado de condiciones hidrológicas secas y mayores precios de *commodities*, junto con mayores costos de gas por Ch\$ 1.449,9 mil millones; y (ii) nuestro segmento de distribución por un total de Ch\$ 86.5 mil millones debido a un mayor costo de compra de energía con un mayor precio promedio para satisfacer una mayor demanda.

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, el flujo de caja neto proporcionado por las actividades de explotación disminuyó en Ch\$ 343,0 mil millones, o un 45,4%, en comparación con el mismo periodo de 2020. Esta disminución fue en parte el resultado de:

- (i) Ch\$ 982,0 mil millones en mayores pagos a proveedores principalmente de (i) nuestro segmento de generación debido a un mayor costo por compras de energía en razón de una mayor cantidad y precio promedio, un mayor costo por consumo de combustible debido a la mezcla de generación menos eficiente por las condiciones de hidrología seca y mayores precios de las materias primas, junto con mayores costos de gas por Ch\$ 743,1 mil millones; y (ii) nuestro segmento de distribución por un total de Ch\$ 168,6 mil millones.
- (ii) Un aumento de Ch\$ 110,8 mil millones en los pagos del impuesto a la renta en 2021, debido sobre todo a (i) un aumento de Ch\$ 53,8 mil millones en Enel Chile debido a mayores pagos a cuenta del impuesto a la renta como consecuencia de un menor impuesto a la recuperación relacionado con pérdidas tributarias en 2020; (ii) un aumento de Ch\$ 57,9 mil millones en Enel Generación debido a mayores pagos a cuenta del impuesto a la renta como consecuencia de menores pérdidas tributarias; (iii) un aumento de Ch\$ 20,2 mil millones en Pehuenche relacionado con un aumento de los pagos provisionales mensuales a cuenta del impuesto a la renta. Estos fueron parcialmente compensados por Ch\$ 24,6 mil millones de recuperación de impuestos por la fusión de GasAtacama Chile en 2019 (una antigua filial de Enel Generación dedicada al transporte de gas y a la generación de electricidad en el norte de Chile).

Estas disminuciones del flujo de caja neto de las actividades de explotación fueron parcialmente compensadas por:

- (iii) Ch\$ 481,0 mil millones por mayores cobros en los negocios de generación y distribución y redes por Ch\$ 156,9 mil millones y Ch\$ 391 mil millones, respectivamente, incluyendo flujos de caja por ventas y disposiciones de cuentas por cobrar (ver Nota 8.a.1 de las Notas a nuestros estados financieros consolidados);
- (iv) Ch\$ 520,8 mil millones debido a mayores ventas en generación y transporte a clientes no regulados asociadas en gran medida a nuevos contratos, incluidos los transferidos desde Enel Distribución (aplicación de la ley de exclusividad de la distribución); y
- (v) Ch\$ 328,3 mil millones en menores ventas de energía de Enel Distribución por 2.805 GWh principalmente a clientes comerciales e industriales en su mayor parte debido a la transferencia de 3.022 GWh de los contratos de clientes no regulados de Enel Distribución a Enel Generación y a la migración de clientes regulados al segmento de clientes no regulados.

Para más información sobre nuestros resultados operativos en 2022, 2021 y 2020, consulte “— A. Resultados operativos — 2. Análisis de los resultados operativos de los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021” y “— 3. Análisis de los resultados de explotación de los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020”.

Para el ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2022, los flujos de caja netos proporcionados por las actividades de inversión fueron entradas por valor de Ch\$ 456 mil millones, lo que representa un aumento del 162%, o Ch\$ 1.192 mil millones, en comparación con el mismo periodo de 2021, debido principalmente a:

- (i) Flujos por pérdida o ganancia de control de filiales u otros negocios por \$1.234,5 mil millones, debido a los montos recibidos por las ventas de: a) Enel Transmisión por \$1.221,2 mil millones; b) Enel X Way Chile por \$11,4 mil millones; y c) Enel X AMPCI Ebus Chile por \$2,0 mil millones.
- (ii) Ingresos por reembolso de anticipos y préstamos otorgados a terceros por Ch\$ 172,4 mil millones, debido a flujos de caja recibidos para el pago de la deuda de Enel Transmisión con Enel Chile (Ver Nota 2.4.1.v. y Nota 5.2 a las Notas de nuestros estados financieros consolidados).

Estos aumentos del flujo de caja neto de las actividades de inversión fueron parcialmente compensados por:

- (iii) Ch\$ 167,7 mil millones en inversiones en activos fijos realizadas por nuestras filiales, principalmente debido a Ch\$ 140,1 mil millones por EGP Chile en el desarrollo de proyectos renovables, Ch\$ 15,4 mil millones por Enel Transmisión para mejorar sus redes, y Ch\$ 12,5 mil millones por Enel Generación, principalmente debido a la construcción de la central eléctrica Los Cóndores; y
- (iv) Ch\$ 29,9 mil millones en otros pagos en efectivo para adquirir acciones en empresas conjuntas debido principalmente al pago del aporte de capital de Enel X Chile en Sociedad de Inversiones K Cuatro S.p.A. por Ch\$ 29,6 mil millones.

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, los flujos de caja netos utilizados en actividades de inversión fueron salidas por valor de Ch\$ 736 mil millones, lo que representa un aumento del 32,6% o Ch\$ 181 mil millones, en comparación con el mismo periodo de 2020. La inversión agregada en 2021 se debió principalmente a:

- (i) Ch\$ 748 mil millones en inversiones en activos fijos realizadas por nuestras filiales, principalmente debido a los Ch\$ 504,2 mil millones de EGP Chile en el desarrollo de proyectos renovables, Ch\$ 156,7 mil millones de Enel Generación, principalmente debido a la construcción de la central eléctrica Los Cóndores, y Ch\$ 84,9 mil millones de Enel Distribución para mejorar sus redes.

Estos aumentos del flujo de caja neto de las actividades de inversión se vieron parcialmente compensados por:

- (ii) la venta de las líneas de transmisión de Quintero San Luis por Ch\$ 18,2 mil millones completada en diciembre de 2020 por Enel Generación;
- (iii) la venta de Transmisora Eléctrica de Quillota Limitada por Ch\$ 11,8 mil millones por parte de Enel Generación; y
- (iv) dividendos recibidos por un valor de Ch\$ 7 mil millones.

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, el efectivo neto utilizado en actividades de financiamiento fue de Ch\$ (629) mil millones en comparación con el efectivo provisto por en actividades de financiamiento de Ch\$ 293 mil millones en 2021.

Los pagos totales de efectivo asociados a las actividades de financiamiento en 2022 se debieron principalmente a:

- (i) Ch\$ 510 mil millones en pagos de capital e intereses de préstamos y bonos por parte de Enel Generación.
- (ii) Ch\$ 187 mil millones de pagos de intereses (Ch\$ 78,5 mil millones pagados por Enel Generación, Ch\$ 51,6 mil millones pagados por EGP Chile y Ch\$ 59,9 mil millones pagados por Enel Chile); y

- (iii) Ch\$ 39,6 mil millones en pagos de dividendos, de los cuales Ch\$ 16,4 mil millones se pagaron a Enel, nuestro accionista mayoritario, y Ch\$ 23,2 mil millones a terceros.

Estas actividades de financiamiento fueron parcialmente compensadas por:

- (iv) entradas y salidas acumuladas de efectivo por actividades de financiamiento en 2022: entradas principalmente por préstamos otorgados a Enel Chile por EFI, una empresa relacionada, por Ch\$ 602 mil millones; y salidas principalmente por pagos de préstamos a EFI por Ch\$ 1.187,7 mil millones.
- (v) Entradas agregadas de actividades de financiamiento por préstamos a corto y largo plazo en 2022 por Ch\$ 263,8 mil millones y Ch\$ 448,9 mil millones, respectivamente.

Para el ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2021, los flujos de caja netos procedentes de actividades de financiamiento fueron de Ch\$ 293 mil millones en comparación con los flujos de caja utilizados en actividades de financiamiento de Ch\$ 128 mil millones en 2020.

Los pagos de efectivo totales asociados a las actividades de financiamiento en 2021 se debieron principalmente a:

- (i) Ch\$ 231,1 mil millones en pagos de dividendos, de los cuales Ch\$ 136,4 mil millones se pagaron a Enel, nuestro accionista mayoritario, y Ch\$ 94,7 mil millones a terceros;
- (ii) Ch\$ 142,9 mil millones de pagos de intereses (Ch\$ 56,6 mil millones pagados por Enel Generación, Ch\$ 28,1 mil millones pagados por EGP Chile y Ch\$ 57,5 mil millones pagados por Enel Chile); y
- (iii) Ch\$ 33,7 mil millones en pagos de préstamos y bonos por Enel Generación, parcialmente compensados por
- (iv) entradas de efectivo totales procedentes de actividades de financiamiento en 2021, principalmente de un préstamo de Ch\$ 633,8 mil millones proporcionado a Enel Chile por EFI, una empresa relacionada.

Para una descripción de los riesgos de liquidez resultantes de la incapacidad de nuestras filiales para transferir fondos, véase el “Ítem 3 . Información Clave — C. Factores de Riesgo — Dependemos de las distribuciones de nuestras filiales para cumplir con nuestras obligaciones de pago”. Consulte las Notas 20 y 23 de las Notas a nuestros estados financieros consolidados para obtener más detalles sobre las características y condiciones de las obligaciones financieras y los derivados financieros. Estas notas también hacen referencia a las necesidades importantes de tesorería derivadas de obligaciones contractuales y de otro tipo de las que tenemos conocimiento.

La tabla que figura a continuación muestra el pago en efectivo de nuestras obligaciones contractuales a 31 de diciembre de 2022:

Obligación contractual	Pagos adeudados por período				
	Total	2023	2024-2025	2026-2027	Después de 2027
	(en miles de millones de Ch\$)				
Obligaciones de compra ⁽¹⁾	19.167	7.354	6.255	2.940	2.618
Deuda bancaria ⁽²⁾	2.035	419	361	446	809
Bonos Yankee	1.469	—	342	176	951
Gastos de intereses	1.162	165	276	220	501
Bonos locales ⁽²⁾	252	36	65	78	73
Obligaciones de arrendamiento	231	14	10	10	197
Obligaciones de pensiones y post-jubilación ⁽³⁾	59	7	12	12	28
Total de obligaciones contractuales⁽⁴⁾	24.375	7.995	7.321	3.882	5.177

- (1) Incluye las obligaciones de compra del negocio de generación, distribución y redes, compuestas principalmente por la compra de electricidad, los contratos de explotación y mantenimiento y otros servicios. Del total de las obligaciones contractuales de Ch\$ 19.167 millones, el 60% corresponde a la electricidad comprada para la

distribución, el 38% principalmente al suministro de combustible, al mantenimiento de las líneas de media y baja tensión, de los cables y de los postes de los servicios públicos, y a la electricidad comprada para la generación. El 2% restante corresponde a servicios diversos, como la regasificación de GNL y el transporte de combustible.

- (2) Representa el valor neto, incluyendo los derivados.
- (3) Nuestros planes de pensiones y de prestaciones posteriores a la jubilación no están financiados. Las estimaciones de flujo de caja de la tabla se basan en dichas obligaciones, incluyendo ciertos factores variables estimados, como los intereses. Las estimaciones de flujos de caja de la tabla relativas a nuestros planes sin financiamiento se basan en los pagos futuros descontados necesarios para cumplir con todas nuestras obligaciones en materia de pensiones y post-jubilación.
- (4) Representa obligaciones sólo con terceros.

La estrategia de financiamiento general de nuestras filiales es coordinada por nosotros. Sin embargo, nuestras filiales preparan sus planes de inversiones de capital y normalmente financian sus programas de ampliación de capital con fondos generados internamente o con financiamientos directos. En años recientes, hemos adoptado de preferencia la contratación de deuda a nivel de la sociedad matriz en Enel Chile y financiar la mayoría de las obligaciones de nuestras filiales a través de préstamos interempresariales. Entre las ventajas de esta nueva estrategia de financiamiento se encuentra la mitigación del riesgo de subordinación estructural que surge de la deuda de las filiales, con sus consecuencias favorables para nosotros desde la perspectiva de las calificaciones de riesgo de las agencias de calificación. Además, nosotros, como sociedad de inversiones, podemos acceder con frecuencia a la liquidez de varias fuentes en mejores términos y condiciones que algunas de nuestras filiales. Sin embargo, no estamos obligados por ley ni tenemos otros compromisos para apoyar financieramente a dichas filiales en todos los casos. Para obtener mayor información sobre nuestros compromisos relacionados con inversiones de capital, véase el “Ítem 4. Información sobre la Compañía — A. Historia y desarrollo de la Compañía — Inversiones de capital, inversiones de capital y desinversiones” y el “Ítem 5. Reseña y perspectivas operativas y financieras — B. Liquidez y recursos de capital”.

Al 31 de diciembre de 2022, nuestra deuda consolidada bruta que devenga intereses ascendía a un total Ch\$ 4,0 billones, incluidos los Ch\$ 1,6 billones correspondientes a la deuda incurrida por Enel Chile EFI y tenía el siguiente perfil de vencimientos:

Perfil de vencimiento de nuestra deuda consolidada que devenga intereses			
2023	2024-2025	2026-2027	Después de 2027
(en miles de millones de Ch\$)			
426	412	857	2.293

Nuestros ADS se cotizan y transan en la Bolsa de Valores de Nueva York (NYSE) desde el 26 de abril de 2016 y en el futuro podríamos acceder a los mercados de capitales internacionales (incluidas las ofertas de ADS registradas ante la SEC estadounidense). También hemos emitido bonos en los Estados Unidos (“Bonos Yankee”) en el año 2018 y, dependiendo de nuestras necesidades de liquidez, podríamos emitir Bonos Yankee en el futuro.

La siguiente tabla muestra los Bonos Yankee emitidos tanto por nosotros como por nuestras filiales, que se encontraban pendientes al 31 de diciembre de 2022:

Emisor	Plazo	Vencimiento	Cupón	Monto total del capital	
				Emitido	Emisor
(en millones de US\$)					
Enel Chile	10 años	junio de 2028	4,875%	1.000	1.000
Enel Generación	10 años	abril de 2024	4,250%	400	400
Enel Generación ⁽¹⁾	30 años	febrero de 2027	7,875%	230	206
Enel Generación ⁽²⁾	40 años	febrero de 2037	7,325%	220	71
Enel Generación ⁽¹⁾	100 años	febrero de 2097	8,125%	200	40
Total			5,267%⁽³⁾	2.050	1.717

(1) Enel Generación compró algunos de estos bonos en el año 2001.

- (2) Los titulares de los Bonos Yankee a tasa de 7,325% de Enel Generación con vencimiento el año 2037 ejercieron una opción de venta el 1° de febrero de 2009 por un monto total de US\$ 149,2 millones. El saldo de US\$ 70,8 millones del monto del capital de los Bonos Yankee vence en el mes de febrero de 2037.
- (3) Cupón promedio ponderado por monto pendiente.

También tenemos acceso a los mercados de capitales chilenos. En marzo de 2018, registramos un programa de bonos locales a 30 años en la CMF por UF 15 millones (Ch\$ 527 mil millones al 31 de diciembre de 2022). Al 31 de diciembre de 2022, y a la fecha de este Informe, no ha habido emisiones de bonos bajo este programa.

Nuestra filial, Enel Generación, ha emitido instrumentos de deuda que son principalmente vendidos a los fondos de pensiones, las compañías de seguros y otros inversionistas institucionales.

La siguiente tabla muestra los bonos chilenos denominados en UF emitidos por Enel Generación que se encontraban pendientes al 31 de diciembre de 2022.

Emisor	Plazo	Vencimiento	Cupón (tasa ajustada según la inflación)	Monto total del capital		
				Emitido (en millones de UF)	Pendiente (en millones de UF)	(en miles de millones de Ch\$)
Enel Generación Serie M	21 años	diciembre de 2029	4,75%	10,00	6,36	233
Enel Generación Serie H	25 años	octubre de 2028	6,20%	4,00	1,30	46
Total			5,00% ⁽¹⁾	14,00	7,66	269

- (1) Cupón promedio ponderado por monto pendiente.

Para una descripción completa de los bonos locales emitidos por Enel Generación, véase la Nota 20.2 “Obligaciones no garantizadas, por moneda y vencimiento” de nuestros estados financieros consolidados.

También podemos participar en los mercados de la banca comercial, nacionales e internacionales, a través de créditos sindicados o bilaterales prioritarios no garantizados, incluyendo líneas de crédito de plazo fijo y renovables.

Nuestros préstamos sindicados y bilaterales renovables en dólares estadounidenses se rigen por las leyes del Estado de Nueva York y los importes pendientes a 31 de diciembre de 2022 se resumen en la tabla siguiente.

Prestatario	Tipo	Acreedor	Vencimiento ⁽¹⁾	Monto del crédito (en millones de US\$)	Monto girado (en millones de US\$)
Enel Chile	Crédito renovable bilateral vinculado con ODS	EFI	abril de 2026	290	290 ⁽²⁾
Enel Chile	Crédito renovable bilateral vinculado con ODS	SMBC	octubre de 2025	50	50 ⁽³⁾
Enel Chile	Crédito renovable bilateral	EFI	junio de 2024	50	-
Enel Chile	Crédito renovable bilateral vinculado con ODS	EFI	septiembre de 2025	200	-
Enel Chile	Crédito renovable sindicado	BBVA S.A. y Mizuho Bank Ltd	junio de 2024	100	-
Total				690	340

- (1) Se refiere al vencimiento de la línea de crédito.
- (2) El importe dispuesto vencía en enero de 2023. A 31 de marzo de 2023, la línea no se había utilizado.
- (3) El importe desembolsado vence al vencimiento de la línea

Nuestro préstamo renovable en pesos chilenos y los importes pendientes al 31 de diciembre de 2022, se resumen en el cuadro siguiente.

<u>Prestatario</u>	<u>Tipo</u>	<u>Acreedor</u>	<u>Vencimiento⁽¹⁾</u>	<u>Monto del crédito</u> (en millones de Ch\$)	<u>Monto girado</u> (en millones de Ch\$)
Enel Chile	Crédito renovable sindicado	Scotiabank Chile	junio de 2024	34.000	—

(1) Se refiere al vencimiento de la línea de crédito

Algunos de los préstamos de crédito renovable no están sujetos al cumplimiento de condiciones suspensivas relativas a la no ocurrencia de un “Efecto Adverso Importante” (o MAE, según se define contractualmente). Este tipo de contrato con líneas de crédito comprometidas, que nos permite una flexibilidad total para disponer de ellas en cualquier circunstancia, incluyendo situaciones que impliquen un MAE, era de hasta US\$ 190 millones al 31 de diciembre de 2022, y de hasta US\$ 193 millones al 31 de marzo de 2023, de los cuales US\$ 50 millones fueron girados al 31 de marzo de 2023.

Además, nosotros y nuestras filiales también hemos suscrito créditos bancarios chilenos no comprometidos por un total aproximado de Ch\$ 108 mil millones, ninguno de los cuales ha sido girado al 31 de marzo de 2023. A diferencia de las líneas comprometidas descritas anteriormente, que no están sujetas a una condición de MAE para los desembolsos, estas líneas de crédito están sujetas a un mayor riesgo de no ser desembolsadas en caso de un MAE. Nuestra liquidez podría verse limitada en tales circunstancias.

En cuanto a nuestros préstamos a plazo, el detalle de cada operación y el importe de capital pendiente al 31 de diciembre de 2022, se describe en la siguiente tabla:

<u>Prestatario</u>	<u>Tipo</u>	<u>Acreedor</u>	<u>Fecha de emisión</u>	<u>Vencimiento</u>	<u>Capital pendiente de pago</u> (en millones de US\$)
Enel Chile	Préstamo a plazo	EFI	diciembre de 2015	diciembre de 2027	644
Enel Chile	Préstamo a plazo	EFI	marzo de 2020	marzo de 2030	400
Enel Chile	Préstamo a plazo vinculado con ODS	EFI	abril de 2021	abril de 2031	300
		Banco de Inversión			
Enel Chile	Préstamo a plazo	Europeo	diciembre de 2022	diciembre de 2037	244
Enel Chile	Préstamo a plazo vinculado con ODS	EFI	enero de 2020	julio de 2023	200
Enel Chile	Préstamo a plazo vinculado con ODS	Scotiabank Chile	diciembre de 2021	diciembre de 2026	150
Enel Chile	Préstamo a plazo vinculado con ODS	Santander Chile	julio de 2021	junio de 2024	50
Enel Chile	Préstamo a plazo vinculado con ODS	Banco de Inversión Europeo	octubre de 2022	octubre de 2037	50
Total					2.038

Para una descripción completa de nuestras líneas de crédito y préstamos a plazo, véase la Nota 10.1.d) y la Nota 20.1 de las Notas a nuestros estados financieros consolidados.

Como es habitual en ciertas líneas de crédito y de deuda del mercado de capitales, parte de nuestro endeudamiento financiero está sujeto a pactos. Las principales cláusulas que rigen los préstamos que nos han sido concedidos son las de quiebra, insolvencia, cláusulas de incumplimiento cruzado, limitaciones a los gravámenes, cambio de control, restricciones a la venta de activos y reorganizaciones empresariales, sentencias judiciales adversas y acciones gubernamentales, entre otras. Al 31 de diciembre de 2022, Enel Chile, de forma independiente, tenía obligaciones de deuda que incluían pactos o sucesos de incumplimiento pero que no estaban sujetos a coeficientes financieros. Además, dos de los contratos de préstamo de Enel Generación, incluyen la obligación de cumplir con ciertos coeficientes financieros. Estos acuerdos incluyen obligaciones de hacer y de no hacer y restricciones en caso de incumplimiento, los cuales requieren un monitoreo para asegurar su cumplimiento. Para más información sobre las restricciones financieras, consulte la Nota 36.4 de las Notas a nuestros estados financieros consolidados.

El pago de dividendos y los repartos por parte de nuestras filiales y coligadas representan una importante fuente de fondos para nosotros y están potencialmente sujetos a restricciones legales, como los requisitos de reserva legal, los criterios de capital y utilidades retenidas, y otras condiciones contractuales. A la fecha hemos cumplido con las restricciones legales y, por lo tanto, actualmente dichas restricciones no afectan el pago de dividendos o los repartos a nosotros. Ciertas líneas de crédito y contratos de inversión de nuestras filiales podrían restringir el pago de dividendos o los repartos en determinadas circunstancias especiales. Por ejemplo, uno de los bonos chilenos denominados en UF de Enel Generación limita el monto de los préstamos entre empresas que Enel Generación y sus filiales pueden otorgar a partes relacionadas. El umbral de dicha limitación en cuanto a los préstamos entre compañías asciende actualmente a US\$ 500 millones. Para una descripción de los riesgos de liquidez resultantes de nuestra categoría de compañía, véase el “Ítem 3. Información esencial — D. Factores de Riesgo — Dependemos de los pagos de nuestras filiales para cumplir con nuestras obligaciones de pago”.

Nuestras inversiones de capital proyectadas para los años 2023 hasta 2025 ascienden a Ch\$ 1.455 mil millones, lo que incluye inversiones de capital en mantenimiento, inversiones en proyectos de expansión que se encuentran en ejecución, como también la efectuada en derechos de agua y proyectos de expansión que están todavía siendo evaluados, los cuales sólo serán ejecutados si fuesen considerados rentables.

Actualmente, creemos que no tendremos déficits de liquidez que afecten nuestra capacidad de satisfacer nuestras obligaciones importantes descritas en este Informe. Esperamos poder refinanciar nuestro endeudamiento consolidado a su vencimiento, financiar nuestras obligaciones de compra con fondos generados internamente y financiar nuestras inversiones de capital con una combinación de fondos generados internamente y créditos.

Transición LIBOR

La Autoridad de Conducta Financiera del Reino Unido determinó que la tasa de oferta interbancaria de Londres (LIBOR) adolecía de incoherencias en sus cálculos y recomendó que se basara en transacciones reales. En consecuencia, la autoridad acordó dejar de exigir a los bancos que cumplieran con la presentación de las tasas interbancarias para calcular el LIBOR al 31 de diciembre de 2021. El 5 de marzo de 2021 se anunciaron las fechas de sucesión del LIBOR (el 31 de diciembre de 2021 para el LIBOR en euros, francos suizos, yenes y libras esterlinas para todos los plazos y el LIBOR en dólares estadounidenses a una semana y dos meses, y el 30 de junio de 2023 para todos los demás plazos del LIBOR en dólares estadounidenses). La tasa de financiamiento garantizada a un día (SOFR), será la tasa de referencia que la sucederá.

Esta reforma puede afectarnos de las siguientes maneras:

- (i) El pago de los intereses de los préstamos y los derivados: Riesgos financieros derivados de la utilización de una nueva tasa de referencia, en la que los pagos de intereses que antes se basaban en el LIBOR pueden aumentar o disminuir. También existe un riesgo en cuanto a la disponibilidad de datos relativos a la divulgación oportuna de información sobre el mercado, que también puede afectar a la eficacia de las coberturas.

- (ii) Sistemas financieros: Riesgo operacional derivado de la necesidad de modificar y adaptar nuestros sistemas financieros para informar, evaluar o calcular los pagos con arreglo a los nuevos tipos de referencia requeridos.
- (iii) Medición del valor razonable: Riesgos financieros derivados de la forma en que los cambios en las tasas de referencia de nuestras obligaciones de deuda podrían afectar negativamente a las mediciones del valor razonable.
- (iv) Contratos: Riesgo legal y financiero relacionado con la renegociación de los contratos de ISDA y de derivados locales

Al 31 de marzo de 2023, nuestra exposición total a la deuda LIBOR era de US\$ 250 millones y todas ellas incluyen provisiones para la transición del LIBOR a una tasa de referencia alternativa.

Enel Chile tiene obligaciones de deuda interempresariales que estipulan que si no se dispone de LIBOR, se puede utilizar una tasa de reemplazo cotizada por los bancos de referencia elegidos por los acreedores que lideran el mercado interbancario europeo para los depósitos en dólares de los EE.UU. y un período comparable al período de intereses correspondiente. En el marco de una línea de crédito, las operaciones al interior del grupo deben determinarse rápidamente en condiciones de mercado.

En 2021, suscribimos tres contratos de crédito renovable (“RCFA”) vinculados a los objetivos de desarrollo sostenible, por un importe de hasta US\$ 290 millones y US\$ 200 millones, ambos con EFI, que vencen en 2026 y 2025, respectivamente, y por un importe de hasta US\$ 50 millones con SMBC que vence en 2025. Todos estos contratos incluyen provisiones para una tasa de sustitución del LIBOR. También hemos suscrito dos contratos de préstamo, uno con Scotiabank por US\$ 150 millones, con vencimiento en 2026, que está vinculado a los objetivos de desarrollo sostenible, y el otro con Santander por US\$ 50 millones, con vencimiento en 2024. Ambos contratos de préstamo están sujetos al LIBOR e incluyen disposiciones específicas sobre el tipo de interés de retorno. A 31 de marzo de 2023, los RCFA del 2021 registraban un monto de capital pendiente de US\$ 50 millones.

En 2019 suscribimos un contrato de crédito renovable no garantizada sénior (SURCA) por hasta US\$ 100 millones, que incluye un lenguaje específico relativo a la sustitución del LIBOR por una tasa de interés alternativa que tenga en cuenta la convención de mercado vigente para determinar una tasa de interés para los préstamos sindicados en los Estados Unidos en ese momento posterior. También suscribimos un RCFA por un máximo de US\$ 50 millones con EFI, que estipula una tasa de reemplazo para el LIBOR cotizada por bancos de referencia elegidos por acreedores que son líderes en el mercado interbancario europeo. A 31 de marzo de 2023, no se había recurrido ni al SURCA ni al RCFA del 2019.

C. Investigación y desarrollo, patentes y licencias, etc.

Ninguna.

D. Información de tendencia.

Generación

Prevedemos que la central hidroeléctrica de Los Cóndores esté terminada en 2023, añadiendo un promedio de 600 GWh de generación anual a nuestra capacidad de generación consolidada. En 2022 y 2024, esperamos que se produzcan descensos significativos en los precios, debido principalmente a la entrada en funcionamiento de los proyectos licitados en 2016 y 2017, respectivamente.

En 2024, los contratos adjudicados en la licitación de noviembre de 2017 entrarán en vigor con un precio medio del total de la energía asignada de 32,5 US\$ por MWh, un 32% menos que el precio medio del proceso de licitación anterior. La cantidad total de energía licitada se basó en ofertas de ERNC, lo que representa un hito en el sector. Se nos adjudicó el 54% de la licitación de 2.200 GWh anuales, lo que corresponde a 1.180 GWh anuales a un precio medio de

34,7 US\$ por MWh con una mezcla de generación eólica, solar y geotérmica que se suministrará a través de proyectos de ERNC apoyados por energía convencional.

Distribución

Anticipamos que los clientes de distribución que tienen la opción de elegir entre la tarifa regulada y la tarifa no regulada seguirán optando por una tarifa no regulada, convirtiéndose de esta forma en clientes directos de la empresa generadora. Esta tendencia debería continuar en el futuro hasta que los contratos de bajo costo sean reconocidos en las tarifas reguladas. Sobre la base de los procesos de licitación más recientes, esta tendencia se mantendría hasta el año 2024, con el reconocimiento de los precios licitados en el año 2017 en las tarifas reguladas.

Esperamos un crecimiento orgánico en el negocio de la distribución, principalmente por la digitalización de la red, las inversiones en nuevas tecnologías que automatizarán nuestros sistemas para lograr una mejor eficiencia operativa y económica, como los medidores inteligentes, que permiten la comunicación bidireccional, las redes digitalizadas e interconectadas, permiten a nuestros consumidores mejorar su eficiencia energética, reducen costos en los procesos de lectura de medidores, gestionan remotamente los procesos de desconexión y reconexión, y mejoran los tiempos de respuesta para enfrentar mejor las emergencias climáticas extremas al reducir significativamente el tiempo de reconocimiento de fallas.

El hidrógeno en la transición energética

La capacidad de generar hidrógeno por electrólisis con fuentes de energía renovables permite no sólo descarbonizar el proceso de producción de hidrógeno, sino también generar valor en los sectores económicos en los que el hidrógeno se utiliza como fuente de energía para sustituir a las fuentes basadas en el carbón. Consideramos que el hidrógeno, dentro de la transición energética, tiene potencial de desarrollo por su impacto en el medio ambiente y por los beneficios que puede generar en nuestras utilidades y resultados financieros como consecuencia de la diversificación de nuestras fuentes de ingresos. Esperamos que nuestro primer proyecto piloto de hidrógeno, alcance la puesta en marcha comercial en 2023. Para más información sobre el proyecto de hidrógeno, véase “Ítem 4. Información sobre la empresa — D. Propiedad, planta y equipo. — Inversiones en proyectos — Proyectos en construcción en 2022 — Proyecto piloto de hidrógeno verde”.

Impacto adverso de la pandemia de Covid-19

El aumento de las tasas de infección y las medidas gubernamentales extraordinarias, como las cuarentenas y los periodos de confinamiento, pueden afectar negativamente a nuestro negocio y a nuestros resultados. Para más información, véase “Ítem 3. Información clave. — D. Factores de riesgo — Estamos sujetos a los efectos adversos de las pandemias mundiales”.

Efectos adversos de las normativas gubernamentales

La Ley de Tarifas de Distribución, que reduce la rentabilidad de las empresas de distribución, y la Ley de Servicios Básicos, que prohíbe a las empresas de distribución eléctrica cortar los servicios por falta de pago a los clientes residenciales, a las pequeñas empresas, a los hospitales y a los bomberos, entre otros, pueden afectar negativamente a nuestro negocio y resultados. Para más información, consulte el “Ítem 3. Información clave — D. Factores de riesgo — Las regulaciones gubernamentales podrían afectar nuestros negocios, provocar retrasos, impedir el desarrollo de nuevos proyectos o aumentar los costos de explotación y las inversiones de capital”.

Programa de Jubilación Voluntaria

En el año 2021, la Compañía anunció un Programa de Jubilación Voluntaria, disponible para hombres de al menos 60 años y mujeres de al menos 55 años, con un incentivo para los empleados que reúnan los requisitos y opten voluntariamente por jubilarse en forma anticipada. El programa es una de las iniciativas que el Grupo está impulsando en el marco de su estrategia de digitalización en 2021-2024, permitiendo la adopción de nuevos modelos de trabajo y operación, y demanda nuevas habilidades y conocimientos para aumentar la eficiencia y eficacia de los procesos en un momento en el que la transformación de las plataformas y procesos de negocio de la Compañía adquiere cada vez más relevancia para los clientes y grupos de interés de la misma.

Conflicto armado entre Rusia y Ucrania

Se desconocen los efectos del conflicto armado entre Rusia y Ucrania, que comenzó en febrero de 2022, sobre nuestra empresa. Aunque no tenemos transacciones comerciales directas con proveedores, clientes o prestamistas de Rusia o Ucrania, nuestro negocio, los resultados de las operaciones y la situación financiera pueden verse afectados por (i) un acceso limitado a los mercados financieros; (ii) posibles interrupciones en la cadena de suministro mundial; (iii) volatilidad en los precios de los *commodities*; y (iv) un aumento de las presiones inflacionarias en los países en los que operamos, lo que podría aumentar las tarifas cobradas a nuestros clientes.

E. Estimaciones contables críticas

Para informarse sobre nuestras estimaciones contables críticas, véase la Nota 2.3 de las Notas a nuestros estados financieros consolidados.

Ítem 6. Directores, administración superior y empleados

A. Directores y administración superior

Directores

Nuestro Directorio se compone de siete miembros que son elegidos por períodos de tres años en una Junta Ordinaria de Accionistas (en adelante, JOA). Al término de su período, los directores pueden ser reelegidos o reemplazados. En caso de producirse una vacante antes del término del mandato, el Directorio procederá a elegir a un director provisorio para llenar la vacante hasta la celebración de la próxima JOA, en la cual serán elegidos todos los miembros del Directorio para un nuevo período de tres años. Nuestros funcionarios ejecutivos son nombrados por el Directorio y ocupan el cargo para el cual fueron elegidos mientras el Directorio no disponga lo contrario.

Nuestro actual Directorio fue elegido en la JOA celebrada el 28 de abril de 2021, por un período de tres años que termina en abril de 2024. Los miembros al 31 de diciembre de 2022, eran los siguientes:

Directores	Cargo	Edad⁽¹⁾	Fecha de nombramiento en el cargo
Herman Chadwick Piñera	Presidente	78	2016
Gonzalo Palacios Vásquez	Director	72	2021
Pablo Cabrera Gaete	Director	75	2016
Fernán Gazmuri Plaza	Director	78	2016
Salvatore Bernabei	Director	49	2016
Mónica Girardi	Director	43	2021
Isabella Alessio	Director	48	2021

(1) A la fecha de este Informe.

A continuación, entregamos una breve reseña biográfica de los miembros de nuestro Directorio al 31 de diciembre de 2022.

Herman Chadwick Piñera: El Sr. Chadwick es socio del estudio jurídico chileno Chadwick & Cía. Es director de distintas empresas no relacionadas con Enel Chile, tales como Inversiones Aguas Metropolitanas, una sociedad de inversiones chilena dueña de una empresa de servicios sanitarios, Viña Santa Carolina, una empresa vitivinícola chilena, como asimismo presidente de la Fundación San Ignacio del Huinay, una fundación para la protección del medio ambiente, y de Club 50, un centro de negocios y eventos. También integra el Consejo del Centro de Estudios Públicos, un centro de estudios en políticas públicas. En el pasado, el Sr. Chadwick presidió el Centro de Arbitraje y Mediación de la Cámara de Comercio de Santiago, una asociación que proporciona servicios de arbitraje para solucionar controversias legales. El Sr. Chadwick es licenciado en Derecho de la Pontificia Universidad Católica de Chile

Gonzalo Palacios Vásquez: El Sr. Palacios trabaja en la actualidad como consultor principalmente en el sector energético y fue director independiente en el directorio de Naturgy Ban, una empresa de distribución de gas en Argentina, hasta abril de 2023. Ha sido director o director general de las siguientes empresas del sector eléctrico: CGE, CGED, CONAFE, EDELMAG, EJESA (Argentina), EJSEDSA (Argentina), EDET (Argentina); Energía San Juan (Argentina), Tusan, Hornor, Energy Sur y Tecnet. Su experiencia también incluye estudios para el Banco Mundial y los gobiernos relacionados con la desregulación, la liberalización, la privatización y el marco normativo en toda América Latina, así como también participó en la Comisión Nacional de Energía (Chile), en la elaboración de la ley chilena de electricidad de 1982 y en las modificaciones legales de la ley chilena del gas a finales de la década de 1980. Es licenciado en ingeniería industrial por la Pontificia Universidad Católica de Chile.

Pablo Cabrera Gaete: El Sr. Cabrera es miembro de la Sociedad Chilena de Derecho Internacional. Fue director de la Academia Diplomática Andrés Bello (2010-2014) y embajador de Chile ante la Santa Sede y la Soberana Orden de Malta, y en Albania (2006-2010), República Popular de China (2004-2006), Federación Rusa y Ucrania (2000-2004) y el Reino Unido e Irlanda (1999-2000). También dirigió la Subsecretaría de Marina de Chile (1995-1999). El Sr. Cabrera es licenciado en Derecho de la Pontificia Universidad Católica de Chile y posee un grado académico de la Academia Diplomática Andrés Bello.

Fernán Gazmuri Plaza: El Sr. Gazmuri ha servido en los directorios de empresas no relacionadas con Enel Chile. Actualmente es Vicepresidente de Invexans S.A., una sociedad de inversiones que es propietaria de NEXANS, una empresa francesa de telecomunicaciones y cables marítimos, Presidente de Citroën Chile S.A.C. y de la Asociación Chilena de Seguridad y Vicepresidente de la Sociedad de Fomento Fabril. En 2013-2016, fue director de la Empresa Nacional del Petróleo, la empresa petrolera estatal chilena. Fue Vicepresidente de la Cámara de Comercio Internacional de Chile en 2005-2009. En 2016, el Sr. Gazmuri fue galardonado con la distinción Jorge Alessandri Rodríguez por la Asociación de Industriales Metalúrgicos y Metalmecánicos, debido a su destacada trayectoria profesional y empresarial. En 2014, el Sr. Gazmuri fue galardonado con la *Ordre national du Mérite* de la República de Francia. Es licenciado en administración de empresas por la Pontificia Universidad Católica de Chile.

Salvatore Bernabei: El Sr. Bernabei actualmente es Director General de Enel Green Power y del área de Generación Global de Energía. Ha ocupado el cargo de director de Aprovisionamiento Global de Enel (2017-2020). Fue responsable de Energías Renovables para América Latina de Enel Green Power (2016-2017) y country manager para Chile y los países andinos (2013-2016). Se integró a Enel en el año 1999, ocupando diversos cargos relacionados con la ingeniería, construcción, operación y mantenimiento y seguridad, medio ambiente y calidad de vida. El Sr. Bernabei tiene el título de ingeniero industrial de la Università degli Studi di Roma Tor Vergata y un Máster en Administración de Empresas del Politécnico di Milano.

Mónica Girardi: La Sra. Girardi se incorporó a Enel en 2018 como responsable de relaciones con los inversionistas de Enel S.p.A. Trabajó en Barclays como analista senior de investigación responsable de los servicios públicos italianos e ibéricos (2009-2018). Anteriormente, trabajó en Lehman Brothers como analista que cubría los servicios públicos europeos y las infraestructuras (2003-2009). Es licenciada en administración de empresas por la Università Commerciale Luigi Bocconi en Milán y se graduó con distinción.

Isabella Alessio: La Sra. Alessio es responsable de asuntos jurídicos y empresariales para la contratación global de Enel S.p.A. De 2014 a 2017 fue responsable de asuntos jurídicos para América del Norte, Central y del Sur para la línea global de infraestructuras y redes de Enel. De 2011 a 2014 se incorporó a Enel como responsable de asuntos empresariales para la Península Ibérica y América Latina en Enel Green Power. Anteriormente, trabajó en Grimaldi e

Associati y en el despacho de abogados Clifford Chance. Se graduó de la Facultad de Derecho en la Universidad de Roma “La Sapienza” y tiene un máster en Derecho Europeo.

Funcionarios ejecutivos

Los siguientes eran nuestros funcionarios ejecutivos al 31 de diciembre de 2022:

Funcionarios ejecutivos	Cargo	Edad ⁽¹⁾	Fecha de ingreso a Enel	Fecha de nombramiento
Fabrizio Barderi	Gerente General	52	2001	2022
Giuseppe Turchiarelli	Gerente de Adm., Fin. y Control	52	1998	2019
Juan Díaz Valenzuela	Gerente de Auditoría	36	2010	2022
Liliana Schnaidt Hagedorn	Gerente de Recursos Humanos	43	2009	2018
Domingo Valdés Prieto	Fiscal	59	1993	2016
Montserrat Palomar Quilez	Encargada de Sostenibilidad y Relaciones Comunitarias	41	2017	2022

(1) A la fecha de este Informe.

Las siguientes son las breves reseñas biográficas de nuestros funcionarios ejecutivos.

Fabrizio Barderi: El Sr. Barderi tiene experiencia en operaciones, planificación estratégica y negociaciones comerciales en diferentes sectores. Se incorporó a Enel en 2001 y ha trabajado en diversos puestos en Europa y América Latina. Entre octubre de 2014 y julio de 2017, estuvo a cargo de todos los activos de generación de Enel en América Latina. En 2017 fue nombrado miembro del directorio de Enel Generación. El Sr. Barderi es licenciado en ingeniería eléctrica por la Università di Pisa y tiene un máster en economía y gestión energética y medioambiental por la Scuola Superiore Enrico Mattei.

Giuseppe Turchiarelli: El Sr. Turchiarelli ha ocupado puestos financieros destacados en Enel desde 1998, entre los cuales se ha desempeñado como Gerente de Administración y Finanzas de Enel Latin America BV (2009-2011), Gerente de Administración y Finanzas para la generación de energía renovable en Italia y Europa (2001-2012), Jefe de Planificación y Control del Grupo Enel Green Power (2012-2013), Gerente de Administración y Finanzas para la Península Ibérica y América Latina (2013-2015), Gerente de Planificación y Control en Italia (2015-2017), y Gerente de Administración y Finanzas para Europa y África del Norte (2017-2019). Es licenciado en administración de empresas egresado de la Università degli Studi di Cagliari y tiene un MBA ejecutivo de la LUISS Business School

Juan Díaz Valenzuela: El Sr. Díaz se incorporó a Enel en 2010 y ha ocupado diferentes cargos en Auditoría Interna en América Latina. Entre 2019 y 2022, trabajó como gerente de auditoría y cumplimiento de Enel Perú y sus filiales, donde implementó con éxito el Sistema de Gestión Antisoborno y el Modelo de Cumplimiento Local de Prevención de Delitos. Es Ingeniero en Información y Control de Gestión de la Universidad de Chile, con especializaciones en mercados eléctricos y gestión de proyectos de la Universidad del Desarrollo y la Universidad de Chile.

Liliana Schnaidt Hagedorn: La Sra. Schnaidt se incorporó a Enel Green Power en el año 2009 en Desarrollo de Negocios. Con posterioridad ocupó el puesto de gerente de negocios y se centró en el área de desarrollo de energía solar. La Sra. Schnaidt tiene el título de ingeniero civil de la Pontificia Universidad Católica de Chile.

Domingo Valdés Prieto: El Sr. Valdés es Fiscal de Enel Chile y Enel Américas y secretario de los Directorios de ambas sociedades. Integró el directorio de Empresa Distribuidora de Energía Sur (Edesur – Argentina) y fue Presidente de Enel Transmisión. Asimismo, es profesor de Derecho Comercial y Antimonopolios en la Universidad de Chile. El Sr. Valdés es licenciado en Derecho de la Universidad de Chile, graduado con distinción, y posee una maestría en Derecho de la Universidad de Chicago y un MLP de la Universidad de Yale.

Montserrat Palomar Quilez: La Sra. Palomar se incorporó a Enel en 2017 como responsable de sostenibilidad de Enel Green Power México y trabaja como responsable de sostenibilidad y relaciones comunitarias en Enel Chile desde octubre de 2022. Antes de unirse a Enel, ocupó cargos en sostenibilidad en KPMG y Deloitte. También dirigió el desarrollo de proyectos sociales en Telefónica y Coca-Cola FEMSA. La Sra. Palomar es licenciada en psicología por la Universidad Iberoamericana de Ciudad de México, así como especialista en mediación y resolución de conflictos por la Universidad Oberta de Catalunya.

B. Remuneraciones.

En la JOA celebrada el 27 de abril de 2022, nuestros accionistas aprobaron la política de remuneraciones de nuestro Directorio para el año 2022. La remuneración de los directores consiste en una remuneración mensual fija de UF 216 y una compensación adicional de UF 79,2 por sesión, hasta un máximo de 16 sesiones en total, incluidas las sesiones ordinarias y extraordinarias, dentro del correspondiente ejercicio fiscal. El presidente del Directorio tiene derecho a recibir el doble de la compensación de los demás directores.

La remuneración de los integrantes de nuestro Comité de Directores consiste en una remuneración mensual fija de UF 72 y una compensación adicional de UF 26,4 por sesión, hasta un máximo de 16 sesiones en total, incluidas las sesiones ordinarias y extraordinarias.

Si un director ocupa ese cargo en uno o más Directorios de las filiales y/o coligadas, o bien, si es director de otras empresas o sociedades en las cuales el grupo económico mantiene una participación directa o indirecta, ese director sólo recibe la remuneración por un Directorio.

Los funcionarios ejecutivos de nuestras filiales o coligadas no reciben ninguna remuneración si ocupan el cargo de director en otra empresa coligada. Sin embargo, si contase con una autorización previa expresa, el funcionario podría recibir una remuneración a modo de anticipo de la porción variable del sueldo a ser pagada por la coligada con la cual el funcionario hubiese suscrito un contrato.

En el año 2022, la remuneración total pagada a cada uno de nuestros directores, incluida la remuneración por asistencia a las sesiones del Comité de Directores, fue la siguiente:

Director	Remuneración fija	Sesión ordinaria y extraordinaria	Comité de Directores (remuneración fija)	Sesión ordinaria y extraordinaria (Comité de Directores)	Remuneración variable	Total
	(en M\$)					
Herman Chadwick Piñera	171.953	78.466	—	—	—	250.419
Gonzalo Palacios Vásquez	85.976	39.233	28.659	13.029	—	166.897
Pablo Cabrera Gaete	85.976	39.233	28.659	13.029	—	166.897
Fernán Gazmuri Plaza	85.976	39.233	28.659	13.029	—	166.897
Salvatore Bernabei ⁽¹⁾	—	—	—	—	—	—
Mónica Girardi ⁽¹⁾	—	—	—	—	—	—
Isabella Alessio ⁽¹⁾	—	—	—	—	—	—
Total	429.881	196.165	85.977	39.087	—	751.110

(1) Los Sres. Bernabei, Caprini y Fazio renunciaron a su remuneración por su actual cargo de Director de la Compañía debido a sus trabajos como empleados de Enel o de otras empresas relacionadas con Enel.

No proporcionamos ninguna información a nuestros accionistas u otras personas sobre la remuneración de un funcionario ejecutivo determinado. Los funcionarios ejecutivos son candidatos a recibir una remuneración variable en virtud de un plan de bonos. Los bonos anuales son pagados a nuestros funcionarios ejecutivos por alcanzar las metas de toda la empresa y por su contribución individual a nuestros resultados y objetivos. El plan de bonos anuales contempla bonos de distintos montos según la antigüedad, que consisten en un determinado múltiplo del sueldo mensual bruto. Durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2022, la remuneración bruta total, pagada o devengada, de todos nuestros funcionarios ejecutivos atribuible al ejercicio fiscal 2022 ascendió a Ch\$ 2,2 mil millones en remuneraciones fijas y a Ch\$ 405 millones en remuneraciones variables y beneficios.

En 2022, en virtud de un programa establecido de unidades accionarias restringidas (“RSU”) que se implementó sólo para ese año, ciertos miembros del personal clave de Enel Chile recibieron una emisión única de acciones de Enel S.p.A. por la correspondiente adjudicación de RSU. Estas acciones no se emitieron de forma discrecional, sino que automáticamente se emitieron al devengarse las RSU en una fecha preestablecida una vez cumplidas ciertas condiciones de devengo basadas en el rendimiento. El costo del programa de RSU está sujeto a un acuerdo de recarga pendiente; en consecuencia, dicho costo ha sido respaldado por Enel Chile. Este acuerdo establece que toda la remuneración fija y variable de ciertos ejecutivos expatriados (ya sea en efectivo o en especie) es pagada por la empresa a la que el ejecutivo expatriado presta servicios. Consulte la Nota 10.6 de las notas a nuestros estados financieros para obtener más información sobre la remuneración de los ejecutivos.

Hemos suscrito acuerdos de indemnización por años de servicio con todos nuestros funcionarios ejecutivos; según dichos acuerdos, pagaremos una indemnización por años de servicio en caso renuncia voluntaria o término de la relación laboral por mutuo acuerdo entre las partes. La indemnización por años de servicio no es pagada en aquellos casos en que el término de la relación laboral se debe, entre otras causas, a una conducta ilícita intencional, negociación prohibida, ausencias injustificadas o abandono de deberes, según la definición asignada a estos términos en el Artículo 160 del Código del Trabajo chileno. Todos nuestros empleados tienen el derecho de recibir la indemnización legal por años de servicio en caso de término de la relación laboral por necesidades de la empresa, según la definición asignada a este término en el Artículo 161 del Código del Trabajo chileno.

No se registró ningún de indemnización por años de servicio a nuestros funcionarios ejecutivos en 2022. No se han provisionado o acumulado otros montos para el pago de beneficios de pensiones, jubilación u otros similares a nuestros funcionarios ejecutivos.

C. Prácticas del Directorio.

Los directores no tienen contratos de servicio con nosotros o con cualquiera de nuestras filiales que les proporcionen prestaciones al terminar su servicio. Nuestro actual directorio fue elegido en la JOA celebrada el 28 de abril de 2021, por un período de tres años. Para obtener más información sobre cada uno de los directores al 31 de diciembre de 2022 y el año en el que fueron elegidos para formar parte del Directorio, véase el “Ítem 6. Directores, administración superior y empleados — A. Directores y administración superior”.

Comité de Directores (Comité de Auditoría)

A continuación, figuran los miembros del Comité de Directores al 31 de diciembre de 2022:

Miembro del Comité	Cargo en el Comité
Fernán Gazmuri Plaza	Presidente
Pablo Cabrera Gaete	Miembro
Gonzalo Palacios Vásquez	Miembro

Nuestro Comité de Directores desempeña las siguientes funciones:

- revisa los estados financieros e informes de los auditores externos antes de presentarlos a los accionistas para su aprobación;
- presenta propuestas al Directorio, el cual presentará sus propias propuestas a las juntas de accionistas, respecto de la selección de auditores externos y agencias calificadoras privadas;
- revisa la información relacionada con nuestras transacciones con partes relacionadas e informa la opinión del Comité de Directores al Directorio;
- propone al directorio una política general sobre conflictos de intereses, así como revisa la política en materia de transacciones con partes relacionadas;

- revisa el esquema y los planes de remuneraciones de los gerentes, ejecutivos y empleados;
- prepara el Informe Anual de Gestión, incluidas las recomendaciones principales para los accionistas;
- informa al Directorio sobre la conveniencia de contratar auditores externos para proporcionar servicios no relacionados con auditorías, siempre que dichos servicios no estén prohibidos por ley porque podrían afectar la independencia de los auditores externos;
- supervisa el trabajo de los auditores externos;
- revisa y aprueba el plan de auditoría anual de los auditores externos;
- evalúa las calificaciones, independencia y calidad de los servicios de auditoría;
- elabora políticas relacionadas con la contratación de antiguos miembros de la firma auditora externa;
- revisa y analiza los problemas y desacuerdos entre la gerencia y los auditores externos relacionados con el proceso de auditoría;
- establece los procedimientos para la recepción y tratamiento de los reclamos relacionados con materias contables, controles internos y auditorías;
- realiza todas las demás funciones asignadas al Comité en los estatutos, por nuestro el Directorio o por nuestros accionistas.

D. Empleados

La siguiente tabla muestra el número total de empleados, tanto permanentes como temporales, tanto nuestros como de cada una de nuestras filiales al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020:

Compañía	2022	2021	2020
Enel Generación	616	656	668
Enel Distribución ⁽¹⁾	587	556	755
Enel Chile	498	500	494
EGP Chile	363	304	285
Enel X	93	99	15
Pehuenche	1	2	2
Enel Transmisión ⁽²⁾⁽³⁾	0	98	—
Total de empleados⁽⁴⁾	2.158	2.215	2.219

(1) Incluye a Enel Colina S.A.

(2) A partir del 1° de enero de 2021, Enel Transmisión se escindió de Enel Distribución.

(3) El 9 de diciembre de 2022, Enel Transmisión fue vendida en virtud de un contrato de compraventa de acciones y ya no es nuestra filial al 31 de diciembre de 2022

(4) El número total de empleados temporales era insignificante.

Conforme al Código del Trabajo chileno, todos los empleados chilenos que son despedidos por motivos distintos a una conducta indebida tienen derecho a recibir una indemnización por años de servicio. En la mayor parte de los casos, los empleados a contrato tienen derecho a recibir una indemnización legal mínima de equivalente a un mes de sueldo por cada año (o período superior a seis meses) trabajado, con un tope de once sueldos mensuales.

Nuestros contratos de trabajo suelen estipular indemnizaciones por despido más altas que las exigidas por el Código del Trabajo chileno. En la mayoría de los casos, respetamos la antigüedad de acuerdo con el momento en que el empleado se unió a nosotros o a una filial. Por lo tanto, los empleados contratados por una de nuestras filiales chilenas o empresas predecesoras mantienen su antigüedad en la empresa y son tratados contractualmente como si hubieran sido contratados por nosotros. De conformidad con dichos contratos de trabajo, las indemnizaciones por años de servicio para la mayoría de nuestros empleados consisten en un mes de sueldo por cada año completo trabajado (y cada fracción superior a seis meses), con un tope de 25 meses. En virtud de nuestros contratos de negociación colectiva, estamos

obligados a pagar montos específicos por concepto de indemnizaciones por años de servicio a todos los empleados cubiertos por los mismos en caso de renuncia voluntaria o muerte, montos que van aumentando de acuerdo con la antigüedad y que podrían exceder de los montos exigidos en la legislación chilena.

Hemos suscrito los siguientes contratos de negociación colectiva:

Compañía	Vigencia	
	Desde	Hasta
Enel Chile – Contrato de negociación colectiva 1	julio de 2022	julio de 2025
Enel Chile - Contrato de negociación colectiva 2	enero de 2023	diciembre de 2025
Enel Chile - Contrato de negociación colectiva 3	enero de 2024	diciembre de 2025
Enel Generación - Contrato de negociación colectiva 1	julio de 2020	junio de 2023
Enel Generación - Contrato de negociación colectiva 2	julio de 2020	junio de 2023
Enel Generación - Contrato de negociación colectiva 3	enero de 2021	diciembre de 2023
Enel Generación - Contrato de negociación colectiva 4	julio de 2022	junio de 2025
Enel Distribución - Contrato de negociación colectiva 1	enero de 2021	diciembre de 2023
Enel Distribución - Contrato de negociación colectiva 2	enero de 2021	diciembre de 2023
Enel Distribución - Contrato de negociación colectiva 3	enero de 2021	diciembre de 2023
EGP Chile - Contrato de negociación colectiva 1	octubre de 2020	septiembre de 2023
EGP Chile (Panguipulli) - Contrato de negociación colectiva 2	enero de 2021	diciembre de 2023
EGP Chile – Contrato de negociación colectiva 3	diciembre de 2021	diciembre de 2024
Enel Colina	noviembre de 2022	octubre de 2025

E. Titularidad de acciones.

Según nuestro leal entender, ninguno de nuestros directores o ejecutivos posee más de un 0,1% de nuestras acciones u opciones de acciones. Es imposible confirmar si alguno de nuestros directores o funcionarios posee un derecho de usufructo, en vez de directo, respecto de nuestras acciones. Según nuestro leal entender, el número de acciones que poseen nuestros directores y ejecutivos es, en total, muy inferior al 10% de nuestras acciones en circulación.

Ítem 7. Principales accionistas y transacciones con partes relacionadas

A. Principales accionistas.

Tenemos una sola clase de acciones de capital y los derechos de voto de Enel, nuestro accionista controlador, no son distintos a los derechos de los demás accionistas. Al 31 de diciembre de 2022, nuestros 6.035 accionistas registrados poseían nuestras 69.166.557.220 acciones ordinarias en circulación. Enel poseía 44.334.165.152 de nuestras acciones ordinarias y 11.457.799 ADS, equivalentes a 572.889.949 acciones, las que representan una participación directa de 64,93%. A esa fecha, había cinco tenedores registrados de nuestros ADS.

No nos es posible determinar el número de nuestros ADS o acciones ordinarias cuyos beneficiarios efectivos son ciudadanos de Estados Unidos, debido a que el depositario de nuestros ADS sólo conoce a los tenedores registrados, incluyendo a Depositary Trust Company y las personas designadas por ésta. Debido a ello, no podemos verificar el domicilio de los beneficiarios efectivos finales representados por los cinco tenedores de ADS en Estados Unidos. Tampoco podemos determinar fácilmente el domicilio de nuestros accionistas extranjeros que poseen nuestras acciones ordinarias, ya sea directa o indirectamente

Al 31 de diciembre de 2022, los fondos de pensiones privados chilenos (AFP), poseían en conjunto un 6,2% de nuestras acciones. Los corredores de bolsa, fondos mutuos, compañías de seguro, fondos de capital extranjeros y otros inversionistas institucionales chilenos poseían un 22,7% de nuestras acciones, los tenedores de ADS poseían un 4,1% de nuestras acciones y el 2,1% restante se encontraba en poder de 5.889 accionistas minoritarios.

La siguiente tabla muestra cierta información relacionada con la titularidad de nuestras acciones ordinarias al 1° de abril de 2023, con respecto a cada accionista que sabemos que posee más del 5% de nuestras acciones ordinarias en circulación:

	<u>Número de acciones que posee</u>	<u>Porcentaje de acciones en circulación</u>
Enel S.p.A. (Italia)	44.907.055.101	64,93%

Enel, una empresa italiana y nuestro accionista mayoritario que poseía una participación directa del 64,93% de nuestras acciones al 31 de diciembre de 2022, es una empresa eléctrica multinacional y un actor integrado líder en los mercados mundiales de la energía y las energías renovables. Es una de las mayores empresas europeas de servicios públicos con operaciones en 30 países en todo el mundo, y una potencia instalada consolidada de aproximadamente 93 GW. Enel distribuye electricidad a través de una red de 2,3 millones de kilómetros a más de 75 millones de clientes. Es uno de los mayores operadores de redes del mundo y tiene una de las bases de clientes más amplias. Las acciones de Enel cotizan en Euronext Milán, bajo la organización y gestión de Borsa Italiana S.p.A.

B. Transacciones con partes relacionadas.

El Artículo 146 de la Ley N° 18.046 (la Ley de Sociedades Anónimas de Chile) define como transacciones con partes relacionadas todas aquellas transacciones que involucran a una empresa y a una entidad perteneciente al mismo grupo societario, sus sociedades matrices, empresas controladoras, filiales o compañías relacionadas, los miembros del directorio, los gerentes, administradores, ejecutivos principales o liquidadores de la compañía, incluidos sus cónyuges, algunos de sus parientes y todas las entidades controladas por ellos, como también a las personas que pueden designar al menos un miembro del directorio de la compañía o que controlan un 10% o más de las acciones con derecho de voto, o las empresas en las cuales un miembro del directorio, gerente, administrador, ejecutivo principal o liquidador de ella ha ocupado un mismo cargo durante los últimos 18 meses.

El artículo 147 de la Ley N° 18.046 (Artículo 147) exige que las transacciones entre partes relacionadas cumplan la exigencia de tener en cuenta el interés social, así como los precios, términos y condiciones que prevalezcan en el mercado al momento de su aprobación. El Artículo 147 establece que los miembros del directorio, gerentes, administradores, altos funcionarios o liquidadores de empresas que tengan un interés personal o que actúen en negociaciones de una transacción con partes relacionadas deben informar inmediatamente al Directorio. Dicha transacción sólo se aprobará si una mayoría absoluta de los directores (excluidos los directores interesados) considera que la operación es beneficiosa para el interés social. La ley chilena exige que un director interesado se abstenga de votar en dicha transacción. Si una mayoría absoluta de los directores está obligada a abstenerse de votar en una transacción determinada, ésta sólo se aprobará si los directores independientes la autorizan unánimemente o durante una JEA. Las resoluciones del Directorio que aprueben transacciones con partes relacionadas deben ser comunicadas a los accionistas de la empresa en la siguiente junta de accionistas.

La ley antes mencionada, que también es aplicable a nuestras filiales, contempla además ciertas excepciones, estableciendo que en ciertos casos es suficiente que las transacciones con partes relacionadas cuenten sólo con la aprobación del Directorio si éstas se efectúan de conformidad con ciertos umbrales de transacciones con partes relacionadas cuando la transacción se celebra con otra entidad en la cual poseemos un 95% o más de su capital, o cuando cumplen con las políticas sobre transacciones con partes relacionadas definidas por el directorio de la compañía. En su sesión celebrada el 30 de julio de 2019, nuestro Directorio actualizó nuestra Política General de Habitualidad, la cual se encuentra disponible en nuestro sitio web www.enelchile.cl.

Si una transacción no cumple con las disposiciones del Artículo 147, la validez de dicha transacción no se vería afectada, pero tanto nosotros como nuestros accionistas podríamos exigir una compensación a la persona infractora, como también una compensación por daños, según lo dispone la ley.

Las siguientes son las transacciones con partes relacionadas realizadas entre el 1° de enero de 2022 y el 31 de marzo de 2023.

Transacciones con partes relacionadas

Acreeedor	Prestatario	Fecha de emisión	Fecha de vencimiento	Monto (millones)	Tasa de interés (%)	Capital pendiente de pago ⁽¹⁾	Tipo de contrato
EFT ⁽²⁾	Enel Chile	Feb-22	Ago-23	US\$300	SOFR + 0,75%	—	Línea de crédito renovable
EFT ⁽²⁾	Enel Chile	Jun-22	Dic-23	US\$150	SOFR + 0,86%	—	Línea de crédito renovable
EFT ⁽²⁾	Enel Chile	Jul-22	Jul-23	US\$250	SOFR + 0,77%	—	Línea de crédito renovable
Enel Chile	EGP Chile	Ene-22	Ene-27	US\$242	3,95%	US\$242	Préstamo a plazo
Enel Chile	EGP Chile	Abr-22	Abr-28	US\$152	5,73%	US\$152	Préstamo a plazo
Enel Chile	EGP Chile	Ago-22	Ago-23	US\$150	6,49%	US\$150	Préstamo a plazo
Enel Chile	EGP Chile	Oct-22	Oct-28	US\$175	7,08%	US\$175	Préstamo a plazo
Enel Chile	EGP Chile	Mar-23	Mar-29	US\$200	6,43%	US\$200	Préstamo a plazo
Enel Chile	Enel Distribución	Mar-22	Mar-27	Ch\$134,000	8,58%	Ch\$134.000	Préstamo a plazo
Enel Chile	Enel Distribución	Mar-23	Mar-26	Ch\$195,000	8,57%	Ch\$195.000	Préstamo a plazo
Enel Chile ⁽³⁾	Enel Generación	Jul-22	Jul-23	US\$250	4,99%	—	Préstamo a plazo
Enel Chile	Enel Transmisión	Ene-22	Dic-22	Ch\$87,000	8,18%	—	Préstamo a plazo
Enel Chile	Enel Geotérmica del Norte	Jul-22	Jul-23	US\$30	4,55%	US\$30	Préstamo a plazo

(1) En millones, al 31 de marzo de 2022.

(2) La línea de crédito renovable se canceló en diciembre de 2022.

(3) El capital pendiente se pagó en diciembre de 2022, antes de su vencimiento.

De acuerdo con nuestro procedimiento interno, todos los flujos de ingreso y egreso de efectivo de nuestras filiales deben ser administrados de conformidad con nuestra política de gestión de efectivo centralizada. Es una práctica común en Chile transferir fondos excedentes de una compañía a una filial que tiene un déficit de efectivo. Estas transferencias se efectúan a través de transacciones de corto plazo o mediante préstamos interempresariales estructurados. Según la legislación y la normativa chilenas, dichas transacciones deben efectuarse de acuerdo con las condiciones de mercado vigentes. Todas estas transacciones están sujetas a la supervisión de nuestro Comité de Directores. Al 31 de marzo de 2023, las transacciones denominadas en pesos fueron valoradas a la TAB (una tasa interbancaria de interés variable chilena, publicada a diario) a un mes, más un 1,44% sobre captaciones cuando se trata de préstamos a filiales, y TAB a un mes menos 0,18% sobre colocaciones de excedentes de efectivo de nuestras filiales. Las transacciones denominadas en dólares de EE.UU. fueron valoradas a la tasa SOFR a un mes más 2,06% para colocaciones a filiales y SOFR a un mes más 0,28% para captaciones de excedentes de efectivo de nuestras filiales.

A continuación, se detallan las operaciones con partes relacionadas realizadas entre el 1° de enero de 2022 y el 31 de marzo de 2023.

- Concedimos préstamos interempresariales a corto plazo a nuestras filiales, Enel Colina, Enel X Chile, y Sociedad Agrícola De Cameros Ltda. Al 31 de marzo de 2023, el saldo total pendiente de los préstamos era de Ch\$ 135 mil millones, incluyendo los intereses.
- En virtud de nuestros contratos de gestión de tesorería, EGP Chile, Enel Distribución, Enel Generación, Geotérmica del Norte, Parque Talinay Oriente S.A. y Pehuenche transfirieron excedentes de tesorería a Enel Chile. Al 31 de marzo de 2023, el saldo total pendiente de estas transferencias era de Ch\$ 555 mil millones, incluyendo los intereses.

Todos estos flujos de caja interempresariales ayudan a satisfacer las necesidades de capital de trabajo de nuestras filiales.

Existen distintas relaciones contractuales entre EGP Chile, Enel Américas, Enel Distribución, Enel Generación, Enel Green Power S.p.A., Enel S.p.A. y Enel X Chile SpA para proporcionar servicios entre compañías. Suscribimos acuerdos interempresariales en virtud de los cuales proporcionamos servicios en forma directa e indirecta a Enel Américas, Enel Generación y a Enel Distribución y a sus respectivas filiales, como así también a otras filiales. Los

servicios a ser proporcionados por nosotros incluyen ciertos servicios legales, financieros, de tesorería, seguros, mercados de capitales, cumplimiento financiero, contables, de recursos humanos, comunicaciones, seguridad, relaciones con contratistas, compras, servicios informáticos, tributarios, asuntos empresariales y otros servicios de apoyo corporativo y administrativo. Los servicios proporcionados varían según la compañía que recibe dichos servicios. Estos servicios son proporcionados y cobrados a precios de mercado en caso de existir servicios comparables. De no existir servicios comparables en el mercado, estos son proporcionados al costo, más un porcentaje especificado. La duración de estos acuerdos de servicios interempresariales es de un año a partir del 21 de julio de 2021 y son susceptibles de ser renovado automáticamente cada año por un año adicional.

A la fecha de este Informe, las transacciones mencionadas precedentemente no han sufrido cambios importantes. Al 31 de diciembre de 2022, había algunas transacciones comerciales con partes relacionadas. Para obtener más información sobre las transacciones con partes relacionadas, véase la Nota 10 de nuestros estados financieros consolidados.

C. Intereses de expertos y asesores legales

No es aplicable.

Ítem 8. Información financiera

A. Estados financieros consolidados y otra información financiera

Véase el “Ítem 18. Estados financieros.”

Acciones legales

Tanto nosotros como nuestras filiales somos parte de acciones legales que han surgido en el curso normal de los negocios. Creemos que es improbable que una pérdida asociada con los juicios pendientes afectará en forma importante el normal desarrollo de nuestro negocio.

Para obtener información detallada al 31 de diciembre de 2022 sobre el estado de las acciones legales importantes interpuestas en contra de nosotros y nuestras filiales, véase la Nota 36.3 de las Notas de nuestros estados financieros consolidados.

En relación con las acciones legales informadas en las Notas de nuestros estados financieros consolidados, usamos los criterios de revelar aquellas acciones legales que exceden del umbral mínimo de US\$ 10 millones de pérdida eventual para nosotros y, en algunos casos, usamos criterios cualitativos dependiendo de la importancia del posible impacto que tengan sobre la conducción de nuestro negocio. El estado de las acciones legales incluye una descripción general, el estado del proceso y una estimación del monto involucrado en cada acción legal.

Política de dividendos

Nuestro Directorio propone anualmente a la JOA la aprobación del dividendo definitivo a pagar cada año en relación con el ejercicio anterior, el cual no puede ser inferior al mínimo legal del 30% de los ingresos netos anuales, e informa la política de dividendos para el ejercicio fiscal en curso. Además, nuestro Directorio generalmente establece un dividendo provisorio para el ejercicio fiscal en curso a ser pagado en el mes de enero del año siguiente, el cual es deducido del dividendo definitivo a ser pagado en el mes de mayo del año siguiente. El dividendo provisorio lo establece el Directorio, el cual puede ser libremente determinado por éste, siempre que no se registren pérdidas acumuladas.

Para los dividendos devengados en el ejercicio fiscal 2022, el 25 de noviembre de 2022, el directorio acordó distribuir un dividendo provisional de Ch\$ 0,32409 por acción ordinaria el 27 de enero de 2023, equivalente al 15% de la utilidad neta consolidada al 30 de septiembre de 2022. En la JOA celebrada el 26 de abril de 2023, nuestros accionistas aprobaron un dividendo definitivo de Ch\$ 5,43073 por acción para el ejercicio fiscal 2022, equivalente a un reparto del 30% de la utilidad neta anual del ejercicio fiscal 2022. El dividendo definitivo correspondiente al ejercicio fiscal 2022 se distribuirá en mayo de 2023, una vez deducido el dividendo provisional pagado en enero de 2023.

En relación con los dividendos correspondientes al ejercicio fiscal 2023, nuestro Directorio informó a la JOA celebrada el 26 de abril de 2023 la siguiente política de dividendos:

- Un dividendo provisorio a cuenta del ejercicio fiscal 2023 y correspondiente al 15% de los ingresos netos consolidados al 30 de septiembre de 2023, a ser pagado en enero de 2024.
- Un dividendo definitivo equivalente al 50% de los ingresos netos consolidados correspondientes al ejercicio fiscal 2023, a ser pagado en mayo de 2024, del cual se deducirá el dividendo provisorio pagado en enero de 2024.

Esta política de dividendos está condicionada a las utilidades netas obtenidas en cada período, como también a las proyecciones sobre los futuros niveles de utilidades y otras condiciones que podrían existir a la fecha de declaración de dichos dividendos. La política de dividendos propuesta está sujeta a la facultad que tiene nuestro Directorio de modificar el monto y la oportunidad de pago de los dividendos si las circunstancias existentes al momento del pago lo justifican.

El pago de dividendos está potencialmente sujeto a restricciones legales, tales como el requisito de pagar dividendos de los ingresos netos o bien de las utilidades retenidas en el ejercicio fiscal. Sin embargo, estas potenciales restricciones legales no afectan actualmente nuestra capacidad, o la capacidad de nuestras filiales, de pagar dividendos. Véase el “Ítem 5. Reseña y perspectivas operativas y financieras — B. Liquidez y recursos de capital”, para obtener mayores detalles.

Los accionistas de cada filial y coligada son los que acuerdan los pagos de los dividendos definitivos. Los dividendos son pagados a los accionistas que se encuentren registrados hasta la medianoche del quinto día hábil anterior a la fecha de pago. Los tenedores de ADS registrados en las fechas de registro aplicables tendrán el derecho de participar en los dividendos.

Dividendos

La siguiente tabla muestra, para cada uno de los años indicados, los montos del dividendo por acción repartidos por nosotros, en pesos chilenos, y el monto de los dividendos repartidos por ADS en dólares estadounidenses. Véase el “Ítem 10. Información adicional — D. Controles cambiarios”.

Año	Dividendos repartidos ⁽¹⁾	
	Ch\$ por acción	US\$ por ADS ⁽²⁾
2022	0,37	0,02
2021	3,08	0,18
2020	4,23	0,30

- (1) Esta tabla detalla los dividendos pagados y no los dividendos acumulados en un año determinado. Estos montos no reflejan la deducción del impuesto de retención chileno aplicable, si corresponde. Las cifras han sido redondeadas.
- (2) El monto en dólares estadounidenses por ADS se calculó aplicando los tipos de cambio vigente al 31 de diciembre de cada año. Un ADS = 50 acciones ordinarias.

Para obtener información sobre los impuestos de retención chilenos y el acceso al mercado formal de divisas chileno en conexión con el pago de dividendos y la venta de ADS y las acciones ordinarias subyacentes, véase el “Ítem 10. Información adicional — E. Tributación” y el “Ítem 10. Información adicional — D. Controles cambiarios”.

B. Cambios importantes

Ninguno.

Ítem 9. Cotizaciones y transacciones bursátiles

A. Detalles de las cotizaciones y transacciones bursátiles.

Nuestras acciones ordinarias y nuestros ADS se transan actualmente en las bolsas de valores de Chile y en la NYSE, respectivamente, bajo los símbolos de cotización “ENELCHILE” y “ENIC”, respectivamente”.

B. Plan de distribución

No es aplicable.

C. Mercados.

En Chile, nuestras acciones ordinarias se transan en las siguientes bolsas de valores: la Bolsa de Comercio de Santiago y la Bolsa Electrónica de Chile. Estas bolsas operan los días hábiles desde las 9:30 horas hasta las 16:00 horas, horario que puede diferir del horario de la ciudad de Nueva York en hasta dos horas, dependiendo de la época. Al 31 de diciembre de 2022, la Bolsa de Comercio de Santiago representó un 88,3% del total de nuestras acciones transadas en Chile. Además, un 11,7% de nuestras transacciones de acciones se efectuó a través de la Bolsa Electrónica de Chile.

En los Estados Unidos, nuestras acciones ordinarias cotizan en la Bolsa de Nueva York, nuestro mercado principal, en forma de ADS. Cada ADS representa 50 acciones ordinarias, y el ADS, a su vez, está representado por recibos de depósito americanos (“ADR”). Los ADR se emitieron en virtud de un Contrato de Depósito de fecha 26 de abril de 2016, entre nosotros, Citibank, N.D. que actúa como Depositario (el “Depositario”), y los titulares y beneficiarios eventuales de los ADR emitidos en virtud del mismo, que fue modificado el 14 de febrero de 2018 (el “Contrato de Depósito”). El Depositario considera como titulares de los ADR únicamente a las personas a cuyo nombre están registrados los ADR en los libros del Depositario. La Bolsa de Nueva York opera en días hábiles de 9:30 a.m. a 4:00 p.m.

Nuestras acciones forman parte del SPCLXIGPA, y del SPCLXIPSA, índices bursátiles chilenos líderes, así como de los índices MSCI Universal y ESG Focus, los índices FTSE4Good Emerging y Latin America, y el índice S&P Dow Jones Sustainability, en el que ocupamos el liderazgo en tres categorías: Mercados Emergentes, Mercados Integrados de la Alianza del Pacífico (“MILA”) y el índice S&P IPSA ESG Titled de Chile.

La siguiente tabla contiene información sobre el monto total de acciones ordinarias transadas y el correspondiente porcentaje transado por mercado durante el ejercicio 2022:

Mercado	Número de acciones ordinarias transadas	Porcentaje de acciones transadas
Chile ⁽¹⁾	31.375.824.018	78%
Estados Unidos (un ADS = 50 acciones ordinarias) ⁽²⁾	8.952.262.250	22%
Total	40.328.086.268	100%

(1) Incluye la Bolsa de Comercio de Santiago y la Bolsa de Valores Electrónica

(2) Incluye la Bolsa de Valores de Nueva York y las transacciones extrabursátiles.

D. Accionistas vendedores

No es aplicable.

E. Dilución

No es aplicable.

F. Gastos de emisión

No es aplicable.

Ítem 10. Información adicional

A. Capital accionario

No es aplicable.

B. Escritura de constitución y estatutos.

Descripción del capital social

La siguiente información dice relación con nuestro capital social y entrega un breve resumen sobre ciertas disposiciones importantes de la legislación chilena y nuestros estatutos.

Generalidades

Los derechos de los accionistas de las sociedades anónimas chilenas se rigen por sus estatutos, los cuales tienen el mismo objetivo que la escritura de constitución y los estatutos de las sociedades constituidas en Estados Unidos, como también por la Ley de Sociedades Anónimas, Ley N° 18.046, de Chile. Según la Ley de Sociedades Anónimas chilena, los procedimientos legales para exigir los derechos de los accionistas de una sociedad deben ser sometidas a arbitraje, o bien, a opción del demandante, interponerse ante los tribunales chilenos. Los miembros del Directorio, los gerentes, funcionarios y ejecutivos principales de la sociedad o los accionistas que poseen acciones con un valor libro o un valor accionario superior a UF 5.000 (aprox. Ch\$ 176 millones al 31 de diciembre de 2022) no tienen la opción de iniciar un procedimiento legal ante los tribunales.

Los mercados de valores chilenos son principalmente regulados por la CMF de conformidad con la Ley de Mercado de Valores (Ley N° 18.045) y la Ley de Sociedades Anónimas chilena. Estas dos leyes establecen las exigencias de información, las restricciones sobre información privilegiada y manipulación de precios, y la protección de los accionistas minoritarios. La Ley de Mercado de Valores establece los requisitos para las ofertas públicas, las bolsas de valores y los corredores de valores, y define los requisitos de información que deben cumplir aquellas sociedades que emiten valores de oferta pública. La Ley de Sociedades Anónimas y la Ley de Mercado de Valores chilenas, y sus modificaciones, establecen las normas aplicables a las adquisiciones, ofertas, transacciones con partes relacionadas, mayorías calificadas, recompras de acciones, comités de directores, directores independientes, opciones de acciones y acciones derivativas.

Registro público

Somos una sociedad anónima constituida de conformidad con la legislación chilena. Nos constituimos por escritura pública de fecha 8 enero de 2016, otorgada en la Notaría de Santiago del Notario Iván Torrealba A., la cual se inscribió con fecha 16 de enero de 2016 en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces y Comercio de Santiago, a fojas 4.288 N° 2570. Nuestra inscripción en el Registro de Valores de la CMF fue aprobada el 12 de abril de 2016, con el número de registro 1139. También nos registramos con la Comisión del Mercado de Valores de Estados Unidos, con el expediente número 001-37723 de esa Comisión, el 31 de marzo de 2016.

Requisitos de información relacionados con la compraventa de acciones

Según el Artículo 12 de la Ley de Mercado de Valores y la Norma de Carácter General N° 269 de la CMF, es obligatorio enviar a la CMF y a las bolsas de valores chilenas cierta información relacionada con las transacciones de acciones de sociedades anónimas o con los contratos o valores cuyo precio o resultados financieros, en todo o en parte, dependen del precio de dichas acciones o están condicionados por él. Debido a que los ADS son representativos de las acciones ordinarias subyacentes a los ADR, las transacciones que involucran ADR están sujetas a estos requisitos de

información y a aquellos establecidos en la Circular N° 1.375 de la CMF. Los accionistas de sociedades anónimas abiertas deben informar a la CMF y a las bolsas de valores chilenas:

- toda compraventa directa o indirecta de acciones efectuada por un titular que posee, directa o indirectamente, al menos un 10% del capital suscrito de la sociedad anónima;
- toda compraventa directa o indirecta de contratos o valores cuyo precio o resultados financieros, en todo o en parte, dependen del precio de las acciones o están condicionados por él, efectuada por un titular que posee, directa o indirectamente, al menos un 10% del capital suscrito de la sociedad anónima;
- toda compraventa directa o indirecta de acciones efectuada por un titular que, a raíz de la adquisición de acciones de dicha sociedad anónima, adquiere, directa o indirectamente, al menos un 10% del capital suscrito de la sociedad anónima;
- toda compraventa directa o indirecta de acciones efectuada por un director, síndico, ejecutivo principal, gerente general o gerente de una sociedad anónima abierta; y
- toda compraventa directa o indirecta de contratos o valores cuyo precio o resultados financieros, en todo o en parte importante, dependen del precio de las acciones o están condicionados por él, efectuada por un director, síndico, ejecutivo principal, gerente general o gerente de una sociedad anónima abierta.

Además, los accionistas mayoritarios de una sociedad anónima abierta deben informar a la CMF y a las bolsas de valores chilenas si dichas transacciones son suscritas con la intención de adquirir el control de la sociedad o si sólo están realizando una inversión financiera pasiva.

Según el Artículo 54 de la Ley de Mercado de Valores y la Norma de Carácter General N° 104 emitida por la CMF, toda persona que directa o indirectamente pretenda adquirir el control de una sociedad anónima abierta debe informar su intención al mercado con una anticipación mínima de diez días hábiles al cambio de control propuesto y, en todo caso, tan pronto se realicen las negociaciones de cambio de control o se entregue información confidencial de la sociedad anónima.

Objetivos y fines sociales

El Artículo 4 de nuestros estatutos establece que nuestros objetivos y fines sociales son, entre otros, la exploración, desarrollo, operación, generación, distribución, transformación o venta de energía, ya sea directamente o a través de otras compañías, como también la prestación de servicios de consultoría e ingeniería relacionados con estos objetivos, el otorgamiento de préstamos a empresas relacionadas, filiales y coligadas.

Directorio

Nuestro Directorio está integrado por siete miembros elegidos por los accionistas en una JOA para servir en el cargo durante un período de tres años, al término del cual pueden ser reelegidos o reemplazados.

Los siete directores elegidos en la JOA son los siete candidatos individuales que obtienen la más alta mayoría de los votos, en el entendido de que una de estas personas debe ser un director independiente. Cada accionista puede ejercer los derechos de voto de sus acciones en favor de un candidato o bien distribuir sus derechos de voto entre cualquier número de candidatos.

El efecto de estas disposiciones sobre votación es dar la garantía a todo accionista que posea más de un 12,5% de nuestras acciones de que podrá elegir a un miembro del Directorio, aunque, dependiendo de la distribución del resto de los votos en la JOA, un director podría en ocasiones ser elegido con los votos de menos del 12,5% de nuestras acciones. Esta cifra se deriva del recíproco de la cantidad de directores más uno. En nuestro caso, hay siete directores, y el recíproco de ocho es igual a 12,5%.

La remuneración de los directores es fijada anualmente en la JOA. Véase el “Ítem 6. Directores, administración superior y empleados — B. Remuneraciones”.

Los acuerdos entre nosotros y las partes relacionadas sólo pueden suscribirse si contribuyen a nuestro interés social y si el precio, los términos y las condiciones son concordantes con las condiciones de mercado existentes en la fecha de su aprobación; asimismo, los acuerdos deben cumplir con todos los requisitos y procedimientos establecidos en el Artículo 147 de la Ley de Sociedades Anónimas chilena.

Ciertas facultades del Directorio

A la fecha de este Informe, todo acuerdo o contrato que suscribamos con nuestro accionista controlador, nuestros directores o ejecutivos o sus partes relacionadas debe ser aprobado por los dos tercios del Directorio y ser incluido en el acta de la respectiva sesión, de conformidad con las disposiciones de la Ley de Sociedades Anónimas chilena.

Nuestros estatutos no incluyen disposiciones relativas:

- a la facultad de los directores de votar, en ausencia de un quórum independiente, sobre sus propias remuneraciones o aquellas de los miembros de su organismo;
- a las facultades de los directores para tomar dinero en préstamo y cómo pueden ser modificadas dichas facultades;
- a la exigencia de si los directores deben o no deben jubilarse al cumplir cierta edad; ni
- al número de acciones, si lo hubiese, requerido para la calificación de directores.

Ciertas disposiciones relativas a los derechos de los accionistas

A la fecha de presentación de este Informe, nuestro capital se componía de una sola clase de acciones, todas las cuales son acciones ordinarias y tienen los mismos derechos.

Nuestros estatutos no contienen disposiciones relativas a:

- rescates de acciones,
- fondos de reserva ni
- responsabilidad respecto de nuestras reducciones de capital.

Según la legislación chilena, los derechos de nuestros accionistas sólo pueden ser modificados mediante una modificación de los estatutos que cumpla con los requisitos definidos más adelante en el “Ítem 10. Información adicional — B. Escritura de constitución y estatutos — Juntas de accionistas y derechos de voto”.

Capitalización

De acuerdo con la legislación chilena, sólo en una JEA pueden los accionistas de una sociedad autorizar un aumento de capital. Cuando un inversionista suscribe acciones, éstas son oficialmente emitidas y registradas en su nombre y el suscriptor es tratado como accionista para todos los fines, pero no recibirá dividendos ni retornos de capital si sólo las suscribe y no las paga. El suscriptor sólo puede recibir dividendos por aquellas acciones que realmente ha pagado, o bien, si sólo ha pagado una parte de dichas acciones, recibir la proporción de los dividendos declarados correspondiente a las acciones pagadas, salvo que los estatutos de la sociedad dispongan lo contrario. Si el suscriptor no pagase en su totalidad las acciones suscritas por él antes o en la fecha acordada para el pago de los dividendos, la sociedad, además de iniciar las acciones de cobranza correspondientes, puede subastar en la bolsa de valores en las que éstas se transan, por cuenta y riesgo del deudor, el número de acciones necesarias para cobrarse el saldo adeudado y los gastos de venta de estas. Sin embargo, mientras las acciones no sean vendidas en una subasta, el suscriptor mantiene todos los derechos que le corresponden a un accionista, salvo por el derecho de recibir dividendos o retornos de capital. El gerente general, o la persona que lo reemplace, procederá a reducir en el registro de accionistas el número de acciones registrado a nombre del accionista deudor al número de acciones restante, descontando las acciones vendidas por la compañía y liquidando la deuda por el monto necesario para cubrir el resultado de dicha venta después de los gastos correspondientes.

En el caso de existir acciones autorizadas y emitidas que no hubiesen sido pagadas dentro del plazo fijado por los accionistas en la JEA en la que se autorizó la suscripción (el cual en ninguna circunstancia puede ser superior a tres años a contar de la fecha de dicha junta), estas acciones serán reducidas de acuerdo con el número no suscrito a esa fecha. Respecto de las acciones suscritas y no pagadas después del plazo antes mencionado, el Directorio deberá proceder a cobrar el pago de las mismas, salvo que la junta de accionistas autorice (mediante el voto conforme de los dos tercios de las acciones con derecho de voto) una reducción del capital de la compañía al monto efectivamente pagado, en cuyo caso el capital será reducido por ministerio de la ley al monto efectivamente pagado. Una vez agotadas las gestiones de cobranza, el Directorio deberá proponer a la junta de accionistas la aprobación, por simple mayoría, del castigo del saldo pendiente de pago y de la reducción del capital al monto efectivamente recuperado.

Al 31 de diciembre de 2022, nuestro capital suscrito y pagado ascendía a Ch\$ 3,9 billones y se componía de 69.166.557.220 acciones.

Derechos preferentes y aumentos del capital social

Excepto por aumentos de capital necesarios para materializar una fusión, la Ley de Sociedades Anónimas chilena exige que las sociedades chilenas que emitan nuevas acciones otorguen a los accionistas derechos preferentes para comprar un número suficiente de acciones o valores convertibles en acciones para mantener su porcentaje de participación existente en la sociedad cada vez que ésta emita nuevas acciones o valores convertibles en acciones o que otorguen derechos futuros sobre acciones.

Según la legislación chilena, los derechos preferentes pueden ser ejercidos y libremente transferidos por los accionistas durante un período de 30 días. Las opciones para suscribir acciones con motivo de los aumentos de capital de la sociedad o de cualesquiera otros títulos convertibles en acciones o que confieren futuros derechos sobre estas acciones deberán ser ofrecidos, al menos una vez, a los accionistas en forma proporcional a las acciones que se encuentren registradas a su nombre a la medianoche del quinto día hábil anterior a la fecha de inicio del período de derechos preferentes. La oferta de derechos preferentes y el inicio del período de 30 días para ejercerlos deberán ser comunicados al menos una vez a través de la publicación de un aviso destacado en el periódico usado para publicar las citaciones a juntas de accionistas. Durante dicho período de 30 días, y por un período adicional de 30 días inmediatamente después del período inicial, las sociedades anónimas no podrán ofrecer las acciones no suscritas a terceros conforme a términos más favorables que aquellos ofrecidos a sus accionistas. Al término del segundo período de 30 días, las sociedades anónimas chilenas tienen la facultad de vender las acciones no suscritas a terceros conforme a cualesquiera términos, siempre que éstas sean vendidas en una de las bolsas de valores chilenas.

Juntas de accionistas y derechos de voto

Las sociedades deben celebrar una JOA dentro de los primeros cuatro meses siguientes al término del ejercicio fiscal. Nuestra última JOA se celebró el 26 de abril de 2023. Las JEA deben ser convocadas por el Directorio cuando éste lo estime conveniente o cuando lo soliciten los accionistas que representan al menos un 10% de las acciones con derecho de voto emitidas, o bien, la CMF. Las citaciones a las JOA o JEA deberán ser publicadas en tres oportunidades en un periódico de circulación local del lugar donde se encuentra nuestro domicilio social, con al menos 10 días de anticipación a la fecha de celebración de la junta. El periódico designado por nuestros accionistas es *El Mercurio* de Santiago. La citación deberá también ser enviada por correo a cada accionista, a la CMF y a las bolsas de valores chilenas.

La JOA o JEA se celebrará en la fecha indicada en la citación y sesionará hasta haber discutido todas las materias establecidas en la citación. Sin embargo, una vez constituida la junta, a proposición del presidente o de los accionistas que representen al menos el 10% de las acciones con derecho de voto, la mayoría de los accionistas presentes podrán acordar suspender o continuar la junta dentro del mismo día y en el mismo lugar sin necesidad de constituirse nuevamente ni calificar otra vez los poderes, dejando debida constancia de ello en la respectiva acta de la junta. Sólo aquellos accionistas que estén presentes o representados en la junta podrán asistir a la continuación de la junta con derechos de voto.

Según la legislación chilena, el quórum requerido para la celebración de una junta de accionistas es la asistencia, en persona o por poder, de los accionistas que representen al menos la mayoría de las acciones con derecho de voto de una sociedad. Si no estuviese presente el quórum requerido en la primera junta, se podrá convocar a una nueva junta y el quórum para su celebración serán los accionistas que asistan a la misma, cualquiera que sea el porcentaje de acciones que representen. Esta segunda junta deberá celebrarse dentro de los 45 días siguientes a la fecha de celebración de la primera junta. En las juntas, los accionistas podrán adoptar resoluciones mediante el voto afirmativo de la mayoría de las acciones presentes o representadas en la misma, a menos que se requiera de una mayoría superior, como se describe más abajo.

Independientemente del quórum que se reúna, los votos necesarios para adoptar cualquiera de los siguientes acuerdos son de al menos dos tercios de las acciones en circulación con derecho de voto en una JEA convocada para aprobarlos:

- la transformación de la compañía en una sociedad distinta a una sociedad anónima, a tenor de la Ley de Sociedades Anónimas chilena, o la fusión o la escisión de la compañía;
- la modificación de la duración o la disolución anticipada de la sociedad;
- el cambio de domicilio social;
- la reducción del capital social;
- la aprobación de aportes de capital en especie y contribuciones no monetarias;
- la modificación de las facultades reservadas para los accionistas o las limitaciones del Directorio;
- la reducción del número de miembros del Directorio;
- la enajenación de un 50% o más de los activos de la compañía, independientemente de si incluye o no la enajenación de obligaciones, como también la aprobación o modificación del plan de negocios que contempla la enajenación de un porcentaje mayor de activos;
- la enajenación de un 50% o más de los activos de una filial, siempre que dicha filial represente al menos un 20% de los activos de la sociedad, como también la enajenación de un número de sus acciones que le haga perder a la sociedad matriz su calidad de accionista controlador;
- la forma de distribuir los beneficios sociales;
- la emisión de garantías para caucionar obligaciones de terceros que excedan del 50% de los activos, salvo que dicho tercero sea una filial de la sociedad, en cuyo caso será suficiente la aprobación del Directorio;
- la compra de las acciones propias de la sociedad;
- otras acciones establecidas en los estatutos o en la legislación pertinente;
- ciertos recursos para subsanar vicios de nulidad que afecten a los estatutos de la sociedad;
- la inclusión en los estatutos del derecho de comprar acciones a los accionistas minoritarios cuando los accionistas controladores obtienen el 95% de las acciones de la sociedad a través de una oferta de compra de todas las acciones de ella, en aquellos casos en que al menos un 15% de las acciones hubiese sido adquirido de accionistas no relacionados; y
- la aprobación o ratificación de los actos o contratos con partes relacionadas.

Asimismo, ciertas modificaciones a nuestros estatutos requieren del voto afirmativo del 75% de las acciones en circulación con derecho de voto.

La modificación de los estatutos para emitir una nueva clase de acciones, o la modificación o eliminación de las clases de acciones existentes, deberán ser aprobadas por al menos los dos tercios de las acciones con derecho de voto en circulación de las series afectadas.

La legislación chilena no exige a las sociedades anónimas proporcionar a sus accionistas el mismo nivel o tipo de información que exigen las leyes sobre mercados de valores estadounidenses respecto de la solicitud de poderes de representación. Sin embargo, los accionistas tienen el derecho de examinar los estados financieros y libros corporativos de las sociedades anónimas dentro de los 15 días naturales anteriores a la celebración de una JOA. Según la legislación chilena, con una anticipación mínima de 10 días a la fecha de celebración de una junta deberá enviarse por correo a los accionistas, en la forma establecida por la CMF, una citación en que convoque a la JOA o JEA y que indique las materias que serán tratadas en ella y la fecha de celebración de la misma, y que proporcione información de cómo pueden obtenerse copias completas de los documentos de respaldo de las materias que serán sometidas a votación en ella, los cuales deberán estar a disposición de los accionistas y ser publicados en nuestro sitio web. Cuando se trate de una JOA, nuestra memoria anual, que incluye nuestros estados financieros auditados, también debe ponerse a disposición de los accionistas y publicarse en nuestro sitio web www.enelchile.cl.

La Ley de Sociedades Anónimas chilena establece que, a solicitud del Comité de Directores o de los accionistas que representen al menos un 10% de las acciones con derecho de voto emitidas, la memoria anual de una sociedad anónima chilena deberá incluir, además del material proporcionado por el Directorio a los accionistas, los comentarios y propuestas de los accionistas en relación con los asuntos de la compañía. De acuerdo con el Artículo 136 del Reglamento de Sociedades Anónimas, el o los accionistas que posean o representen un 10% o más de las acciones con derecho de voto emitidas podrán:

- entregar sus comentarios y propuestas en relación con la evolución de los negocios sociales en el ejercicio respectivo, no pudiendo ningún accionista, en forma individual o conjunta, efectuar más de una presentación. Las observaciones deberán ser presentadas por escrito a la compañía, en forma precisa, responsable y respetuosa, y el o los accionistas respectivos deberán indicar si quieren que éstas sean incluidas en un anexo a la Memoria Anual. El Directorio deberá incluir en un anexo a la memoria anual del ejercicio un resumen fidedigno de los correspondientes comentarios y propuestas de las partes interesadas, siempre que éstos sean presentados durante el ejercicio o dentro de los 30 días siguientes al término de este; o
- presentar comentarios o propuestas sobre las materias que el Directorio ponga en conocimiento de los accionistas o someta a la votación de éstos. El Directorio deberá incluir un resumen fidedigno de dichos comentarios y propuestas en toda información que envíe a los accionistas, siempre que las propuestas de los accionistas sean recibidas en las oficinas de la compañía con una anticipación mínima de 10 días a la fecha de despacho de la información por parte de la compañía.

Los accionistas deberán presentar sus comentarios y propuestas a la compañía indicando su deseo de que sean incluidos en un anexo a la memoria anual o en la información a ser enviada a los accionistas, según corresponda. Las observaciones mencionadas en el Artículo 136 pueden ser presentadas en forma separada por cada accionista que posea un 10% o más de las acciones con derecho de voto emitidas, o bien, por aquellos accionistas que, en conjunto, posean dicho porcentaje, los que deberán actuar como un solo accionista.

Asimismo, la Ley de Sociedades Anónimas chilena establece que cuando el Directorio de una sociedad anónima abierta convoque a una JOA o JEA y solicite poderes para la junta, o circule información que respalde sus decisiones u otros materiales similares, el Directorio estará obligado a incluir los comentarios y propuestas pertinentes presentados por el Comité de Directores o por los accionistas que posean un 10% o más de las acciones con derecho de voto emitidas que soliciten que sean incluidos.

Sólo los accionistas que se encuentren registrados a la medianoche del quinto día hábil anterior a la fecha de la junta tendrán el derecho de votar por sus acciones. Un accionista podrá designar a otra persona, que no necesariamente tiene que ser un accionista, para que lo represente y emita su voto en la junta. Dichos poderes de representación deberán ser otorgados por todas las acciones que posea el titular. El poder podrá contener instrucciones específicas respecto de la aprobación, rechazo o abstención de las materias sometidas a votación que se incluyeron en la citación. Cada accionista que tenga derecho de participar y votar en la junta de accionistas tendrá un voto por cada acción suscrita.

Ni la legislación chilena ni nuestros estatutos limitan el derecho de las personas no residentes o extranjeras de poseer o votar por sus acciones ordinarias. Sin embargo, el titular registrado de las acciones ordinarias representadas por los ADS y evidenciadas por los ADS en circulación es el custodio del Depositario (Citibank N.A.), que actualmente es el Banco Santander-Chile, o su sucesor legal. Por lo tanto, los tenedores de ADS no tienen el derecho de recibir directamente las citaciones a las juntas o votar por las acciones subyacentes a las acciones ordinarias representadas por los ADS. El Contrato de Depósito contiene disposiciones con arreglo a las cuales el Depositario ha aceptado solicitar instrucciones a los tenedores registrados de ADS respecto del ejercicio de los derechos de voto que corresponden a las acciones ordinarias representadas por los ADS. Con sujeción al cumplimiento de los requisitos establecidos en el Contrato de Depósito y a la recepción de dichas instrucciones, el Depositario ha acordado procurar, en la medida que fuese posible y lo permitiese la legislación chilena y las disposiciones de los estatutos, votar o instruir que se vote (u otorgar un poder discrecional al presidente del Directorio o a la persona que éste designe para votar) por las acciones ordinarias representadas por los ADS de conformidad con dichas instrucciones. El Depositario no ejercerá personalmente ningún derecho de voto por las acciones ordinarias subyacentes a los ADS. Si el Depositario no recibiese del titular de los ADS instrucciones de votación respecto de las acciones ordinarias representadas por los ADS antes o en la fecha establecida por el Depositario para tal fin, los derechos de voto correspondientes a las acciones ordinarias representadas por los ADS se ejercerán de la forma que indique el presidente del Directorio, o a la persona designada por éste, conforme a las limitaciones establecidas en el Contrato de Depósito.

Dividendos y derechos de liquidación

Según la Ley de Sociedades Anónimas chilena, salvo que se decida lo contrario por votación unánime de todas las acciones con derecho de voto emitidas, todas las sociedades deberán distribuir un dividendo en efectivo por un monto equivalente a al menos el 30% de sus ingresos netos consolidados, siempre que no existan pérdidas de ejercicios anteriores. La legislación estipula que el Directorio debe aprobar la política de dividendos e informar sobre dicha política a los accionistas en la JOA.

Todo dividendo que exceda del 30% de los ingresos netos de una sociedad anónima abierta podrá ser pagado, a elección de los accionistas, en dinero o en acciones emitidas por dicha sociedad anónima o en acciones emitidas por sociedades anónimas pertenecientes a la misma. Si los accionistas no indicasen expresamente que desean recibir un dividendo que no sea en efectivo, se presumirá legalmente que han decidido recibir un dividendo en dinero efectivo.

Los dividendos declarados pero no pagados dentro del plazo establecido en la Ley de Sociedades Anónimas chilena (30 días después de la declaración, en el caso de los dividendos mínimos; en la fecha indicada para el pago al momento de la declaración, en el caso de dividendos adicionales) serán reajustados para reflejar el cambio en el valor de la UF entre la fecha establecida para su pago y la fecha de pago efectivo de los mismos. Tales dividendos devengarán intereses a la tasa que entonces se encuentre vigente para depósitos en UF durante ese período. El derecho a recibir dividendos caduca si éstos no son reclamados dentro de los cinco años siguientes a la fecha de pago de estos. Los pagos no cobrados dentro de dicho período serán transferidos al Cuerpo de Bomberos de Chile.

En la eventualidad de nuestra liquidación, los accionistas participarían en los activos disponibles, después de efectuado el pago respectivo a todos los acreedores, en forma proporcional al número de acciones pagadas que posean.

Aprobación de los estados financieros

El Directorio tiene la obligación de presentar anualmente nuestros estados financieros consolidados a los accionistas para su aprobación. En el caso de que los accionistas por una mayoría de votos de las acciones presentes y representadas en la junta de accionistas respectiva rechazasen los estados financieros, el Directorio deberá presentar nuevos estados financieros dentro de un plazo máximo de 60 días a contar de la fecha de dicha junta. Si los accionistas rechazasen los nuevos estados financieros, se considerará que todos los miembros del Directorio han sido removidos de sus cargos y se procederá a la elección de nuevos miembros del Directorio en la misma junta. Aquellos directores que hubiesen individualmente aprobado dichos estados financieros no podrán ser reelegidos para el período siguiente. Nuestros accionistas nunca han rechazado los estados financieros presentados por el Directorio.

Cambio de control

La Ley de Mercado de Valores establece una norma global para las ofertas de públicas de adquisición. La ley define como oferta pública de adquisición a la oferta formulada a los accionistas para comprar las acciones que ellos posean en sociedades anónimas que cotizan en la bolsa o sus títulos convertibles en acciones, en condiciones que permitan al comprador obtener un cierto porcentaje de participación en la sociedad anónima dentro de un período de tiempo definido. Estas disposiciones son aplicables tanto a las ofertas voluntarias como a las hostiles.

Adquisición de acciones

Ninguna disposición de nuestros estatutos discrimina a los tenedores de acciones existentes o potenciales por poseer un número importante de nuestras acciones. Sin embargo, ninguna persona puede poseer directa o indirectamente más de un 65% de nuestras acciones en circulación. La restricción precedente no es aplicable al depositario en su calidad de titular registrado de las acciones representadas por los ADR, pero sí es aplicable a cada tenedor efectivo de ADS. Asimismo, nuestros estatutos prohíben a todo accionista ejercer su derecho de voto respecto de más del 65% de las acciones ordinarias que posee dicho accionista o por cuenta de otros que representen más del 65% de las acciones con derecho de voto emitidas y en circulación.

Derecho de los accionistas disidentes de ofrecer sus acciones

La Ley de Sociedades Anónimas chilena establece que la adopción en una junta de accionistas de cualquiera de las resoluciones indicadas más adelante otorga a los accionistas disidentes el derecho de retirarse de la compañía y exigirle a ésta que recompre sus acciones, siempre que se dé cumplimiento a ciertos términos y condiciones. Con el objeto de ejercer dichos derechos de retiro, los tenedores de ADR deben primero retirar las acciones representadas por sus ADR conforme a los términos del Contrato de Depósito. De encontrarse un juicio de quiebra en curso, el derecho de retiro que emane de cualquier acuerdo que se adopte queda suspendido hasta que se liquide la deuda pendiente.

Se define como accionistas “disidentes” a aquellos accionistas que en una junta de accionistas votan en contra de una resolución que les otorga el derecho de retirarse o a aquellos que, aunque no estuvieron presentes en la junta, expresaron por escrito su oposición a la respectiva resolución dentro de los 30 días siguientes a la celebración de la junta. Los accionistas presentes o representados en la junta que se abstienen de ejercer su derecho de voto no serán considerados como disidentes. El derecho de retiro deberá ser ejercido por todas las acciones que el accionista disidente tenga registradas a su nombre en la fecha en que se haya determinado su derecho de participar en la junta en la cual se adoptó la resolución que motiva su retiro y que sigan estando registradas a su nombre en la fecha en que comunique a la compañía su intención de retirarse.

El precio pagadero al accionista disidente de una sociedad anónima abierta que cotiza y transa activamente sus acciones en una de las bolsas de valores chilenas será el precio de venta promedio ponderado de las acciones reportado por las bolsas de valores chilenas en las cuales se transaron las acciones durante el período de 60 días hábiles bursátiles comprendido entre el nonagésimo y trigésimo día anterior a la celebración de la junta que dio origen al derecho de retiro. Si la CMF determinase que las acciones no se cotizan activamente en una bolsa de valores, el precio pagadero al accionista disidente será el valor libro de las acciones. Para este propósito, el valor libro será equivalente al capital atribuible a la sociedad matriz, divididas por el número total de acciones suscritas total o parcialmente pagadas. Para los efectos de dicho cálculo se usará el último estado consolidado de situación financiera, debidamente reajustado para reflejar la inflación experimentada hasta la fecha de la junta de accionistas en la cual se originó el derecho de retiro.

El Artículo 126 del Reglamento de la Ley de Sociedades Anónimas chilena establece que, en aquellos casos en que se origine el derecho de retiro, la compañía tendrá la obligación de informar a los accionistas sobre esta situación, comunicar el precio por acción que será pagado a los accionistas que ejerzan su derecho de retiro y el plazo que tendrán para ejercerlo. Dicha información deberá ser proporcionada a los accionistas en la misma junta en la cual se adopten las resoluciones que den origen al derecho de retiro, antes de su votación. A los accionistas deberá entregárseles una comunicación especial indicando sus derechos dentro de los dos días siguientes a la generación de los derechos de retiro. En el caso de las sociedades anónimas abiertas, dicha información deberá ser comunicada mediante un aviso destacado publicado en un periódico de circulación nacional y en su sitio web, como también mediante una comunicación escrita

dirigida a los accionistas con derechos, a la dirección de los mismos registrada en la compañía. La citación a la junta de accionistas en la que pudiesen originarse derechos de retiro deberá mencionar esta circunstancia.

Las siguientes son, entre otras, las resoluciones que podrían dar origen al derecho de retiro de un accionista:

- la transformación de la sociedad en una entidad distinta a una sociedad anónima, a tenor de la Ley de Sociedades Anónimas chilena;
- la fusión de la sociedad con otra compañía;
- la enajenación de un 50% o más de los activos de la sociedad, independientemente de si incluye o no la enajenación de las obligaciones, como también la aprobación o modificación del plan de negocios que contemple la enajenación de sus activos en un porcentaje mayor al indicado;
- la enajenación de un 50% o más de los activos de una filial, siempre que dicha filial represente al menos un 20% de los activos de la sociedad, como también la enajenación de un número de sus acciones que le haga perder a la sociedad matriz su calidad de accionista controlador;
- la constitución de cauciones para garantizar obligaciones de terceros que excedan del 50% de los activos (si el tercero fuese una filial de la sociedad, sólo se necesitará la aprobación del Directorio, lo cual no dará derecho a retiro);
- la creación de derechos preferentes para una clase de acciones o la modificación de los existentes. En este caso, el derecho de retiro sólo se originará para los accionistas disidentes de la clase o clases de acciones que se vean afectadas negativamente;
- ciertos recursos para subsanar vicios de nulidad que afecten a los estatutos de la sociedad; y
- otras causas que estén contempladas en la legislación o en los estatutos de la sociedad.

Inversiones de las AFP

La Ley del Sistema Previsional autoriza a las AFP a invertir sus fondos en compañías sujetas al Título XII y estas compañías están sujetas a mayores restricciones que otras. El Comité de Clasificación de Riesgos determinará cuáles acciones pueden ser compradas por las AFP. Dicho Comité de Clasificación de Riesgos establece las pautas de inversión y tiene la facultad de aprobar o rechazar a aquellas compañías que son admisibles para las inversiones de las AFP. Somos y hemos sido una compañía sujeta al Título XII y hemos sido aprobados por el Comité de Clasificación de Riesgos.

Los estatutos de las compañías sujetas al Título XII deben:

- limitar la participación de cualquier accionista a un porcentaje máximo específico, el que actualmente es de un 65%;
- exigir que ciertos actos sean sólo adoptados en una junta de accionistas; y
- otorgar a los accionistas el derecho de aprobar ciertas políticas de inversión y financiamiento.

Registros y transferencias

Nuestras acciones se encuentran registradas ante un agente administrativo, DCV Registros S.A. Esta entidad es también responsable de nuestro registro de accionistas. En el caso de aquellas acciones de propiedad conjunta, será necesario designar un apoderado para que represente a los propietarios conjuntos en sus tratativas con nosotros.

C. Contratos importantes

Ninguno.

D. Controles cambiarios

El Banco Central de Chile es responsable, entre otras cosas, de las políticas monetarias y los controles cambiarios chilenos. El reglamento del mercado cambiario actualmente aplicable se encuentra establecido en el Compendio de Normas de Cambios Internacionales (el Compendio) aprobado por el Banco Central de Chile.

a) Capítulo XIV

El siguiente es un resumen de ciertas disposiciones del Capítulo XIV aplicables a todos los accionistas existentes (y tenedores de ADS). Este resumen no pretende ser exhaustivo y está calificado en su totalidad por referencia al Capítulo XIV. El Capítulo XIV regula los siguientes tipos de inversiones: créditos, depósitos, inversiones y aportes de capital. Según el Capítulo XIV, en caso de venta de nuestras acciones, el inversionista puede repatriar en cualquier momento, sujeto a las normas vigentes a la fecha respectiva, la inversión efectuada en nosotros, como también las utilidades generadas por las mismas, sin un tope monetario, informando dicha repatriación al Banco Central de Chile.

Salvo por el cumplimiento de las normas tributarias y ciertas exigencias de información, actualmente no existe en Chile ninguna norma que afecte los derechos de repatriación, con excepción de la exigencia de efectuar las remesas a través del Mercado Cambiario Formal. Sin embargo, el Banco Central de Chile tiene la facultad de modificar estas normas e imponer controles cambiarios.

b) El Compendio y la emisión de bonos internacionales

Los emisores chilenos pueden ofrecer bonos internacionales sujeto a las exigencias sobre entrega de información que se establecen en el Capítulo XIV del Compendio.

E. Tributación

Consideraciones tributarias chilenas

El siguiente análisis resume las consecuencias importantes relativas al impuesto a la renta e impuesto de retención chilenos para titulares extranjeros que surgen de la propiedad y enajenación de acciones y ADS. El resumen siguiente no pretende ser una descripción exhaustiva de todas las consideraciones tributarias que podrían ser importantes para la tomar la decisión de comprar, poseer o enajenar acciones o ADS, de haberlas, y no pretende abordar las consecuencias tributarias aplicables a todas las categorías de inversionistas, por cuanto algunos de ellos podrían estar sujetos a reglas especiales. Se aconseja a los titulares de acciones y ADS consultar con sus propios asesores tributarios las consecuencias tributarias chilenas y otras que conlleva la titularidad de acciones o ADS.

El siguiente resumen se basa en la legislación chilena vigente a la fecha de este Informe y está sujeto a cualquier modificación que pudiese sufrir ésta y otras leyes después de la fecha indicada, posiblemente con efecto retroactivo. Según la legislación chilena, las disposiciones contenidas en cuerpos legales, tales como las tasas de impuestos aplicables a inversionistas extranjeros, el cálculo de renta afecta a impuesto en Chile, y la manera en que los impuestos chilenos se aplican y recaudan sólo pueden ser modificadas por otra ley. Asimismo, las autoridades tributarias chilenas emiten dictámenes y reglamentos de aplicación general o específica, e interpretan las disposiciones contenidas en la Ley sobre Impuesto a la Renta chilena. Los impuestos chilenos no pueden aplicarse retroactivamente a contribuyentes que actúan de buena fe basándose en dichos dictámenes, reglamentos e interpretaciones, pero las autoridades tributarias chilenas sí pueden modificar sus dictámenes, reglamentos e interpretaciones en el futuro. El siguiente análisis también se basa, en parte, en declaraciones del depositario, y supone que cada obligación contemplada en el Contrato de Depósito y acuerdos relacionados se cumplirá en conformidad con sus respectivos términos. A la fecha del presente Informe, no hay vigente un convenio para evitar la doble tributación entre Estados Unidos y Chile. Sin embargo, el año 2010, Estados Unidos y Chile suscribieron un convenio para evitar la doble tributación que entrará en vigor una vez que haya sido ratificado por ambos países, lo que a esta fecha no ha sucedido. No podemos dar garantías de que el convenio en

cuestión será ratificado por alguno de estos dos países. El siguiente resumen se basa en la suposición de que no hay en vigencia un convenio para evitar la doble tributación entre Estados Unidos y Chile.

Según el uso que se le da en este Informe, el término “titular extranjero” significa:

- en el caso de un titular que es una persona natural, una persona que no reside en Chile. Para fines fiscales chilenos, (a) una persona natural es un residente chileno si ha residido en el país durante un período superior a 183 días dentro de un período de doce meses; o (b) una persona natural tiene su domicilio en Chile si reside en el país y tiene la intención de permanecer en Chile (debiendo dicha intención demostrarse con circunstancias tales como la aceptación de un empleo en Chile o el traslado de su familia a Chile); o
- en el caso de un titular que es una persona jurídica, una persona jurídica que no se encuentra constituida conforme a la legislación chilena, salvo que las acciones o ADS sean cedidos a una sucursal, agente, representante o establecimiento permanente de dicha persona jurídica en Chile.

Tributación sobre acciones y ADS

Tributación sobre dividendos pagados en efectivo y repartos en especie

Los dividendos pagados en efectivo por las acciones o ADS en posesión de un titular extranjero están afectos al impuesto de retención chileno, el que es retenido y pagado por la empresa. El monto del impuesto de retención chileno se determina aplicando una tasa del 35% al monto bruto del reparto (monto equivalente a la suma del monto real del reparto y el impuesto de primera categoría correlativo pagado por el emisor), del que luego se resta como crédito un 65% del impuesto de primera categoría chileno (el impuesto corporativo chileno, en adelante ICC) pagado por el emisor, si el país de residencia del titular de las acciones o ADS no ha suscrito un convenio para evitar la doble tributación con Chile. En caso de existir dicho convenio entre ambos países (ya sea vigente o que haya sido firmado antes del 1° de enero de 2021), el titular extranjero podrá aplicar como crédito el 100% del ICC. Para el año 2022, el ICC aplicable a nosotros corresponde a una tasa del 27% y, dependiendo de las circunstancias mencionadas precedentemente, el titular extranjero puede aplicar como crédito el 100% o el 65% del ICC.

En el mes de febrero de 2020, se promulgó una reforma tributaria que contemplaba solamente un régimen fiscal parcialmente integrado. Conforme a la Ley sobre Impuesto a la Renta chilena, las sociedades anónimas como nosotros estarán afectas al último sistema, que consiste de tributar a los accionistas en base a renta efectiva.

Según el sistema de tributación en base a renta efectiva (o sistema parcialmente integrado) una empresa paga el ICC sobre sus resultados anuales. Los accionistas individuales extranjeros y chilenos pagarán en Chile sólo el impuesto gravado sobre los repartos de utilidades efectivos y podrán usar el impuesto pagado por la empresa que efectúa el reparto como un crédito, con ciertas limitaciones. Solamente un 65% del ICC es susceptible de ser imputado como crédito contra el impuesto del 35% que corresponde a los accionistas. No obstante, en el caso de que exista un convenio para evitar la doble tributación entre Chile y la jurisdicción de residencia del accionista suscrito antes del 1° de enero de 2020 (aun cuando no haya entrado en vigencia), el ICC es completamente imputable como crédito contra el impuesto de retención del 35%. Este es el caso del convenio suscrito entre Chile y Estados Unidos, el cual se suscribió antes de esa fecha, pero que a la fecha de este Informe aún no se encuentra vigente. En el caso de los convenios suscritos antes del 1° de enero de 2020 que no hubiesen sido ratificados al 31 de diciembre de 2026, el accionista podrá imputar el 100% del ICC como crédito si se efectúa una distribución de dividendos antes del 31 de diciembre de 2026, sobre una base transitoria. Según la legislación tributaria chilena vigente a la fecha de este Informe, el tratamiento transitorio de aplicar el 100% de ICC como crédito contra el impuesto de retención de Titulares Estadounidenses en el caso de una distribución dividendos dejará de ser aplicable el 31 de diciembre de 2026 si el convenio tributario entre Chile y Estados Unidos no es ratificado a esa fecha. En dicho caso en particular, a partir del 1° de enero de 2027, sólo el 65% del ICC podrá ser imputado contra el 35% de impuesto de retención pagadero por el Titular Estadounidense. Por otra parte, si un convenio tributario con una jurisdicción extranjera entra en vigor antes del 31 de diciembre de 2026, los accionistas de dicha jurisdicción podrán seguir imputando el 100% de ICC como crédito después de dicha fecha.

El siguiente ejemplo ilustra la carga tributaria chilena real respecto del impuesto de retención sobre un dividendo en efectivo recibido por un Titular Extranjero, suponiendo una tasa impositiva de retención del 35%, una tasa de ICC real del 27% (la tasa impositiva aplicable a las empresas que optaron por el sistema de tributación en base a renta efectiva en el año 2022) y un reparto del 50% de los ingresos netos de la empresa sujetos a reparto después del pago del ICC chileno:

Línea	Concepto y suposiciones para el cálculo	Monto aplicable a residente con convenio para evitar doble tributación	Monto aplicable a residente sin convenio para evitar doble tributación
1	Ingresos corporativos afectos a impuesto (basado en la Línea 1 = 100)	100	100,0
2	Impuesto de primera categoría (ICC): 27% x Línea 1	27	27
3	Ingresos netos sujetos a reparto: Línea 1 — Línea 2	73	73
4	Dividendos repartidos (50% de ingresos netos sujetos a reparto): 50% de la Línea 3	36,5	36,5
5	Impuesto de retención: (35% de (la suma de la Línea 4 y 50% de la Línea 2))	17,5	17,5
6	Crédito del 50% por ICC : 50% de la Línea 2	13,5	13,5
7	Restitución parcial del ICC (Línea 6 x 35%) ⁽¹⁾	—	4,7
8	Impuesto de retención neto: Línea 5 - Línea 6 + Línea 7	4	8,7
9	Dividendo neto recibido: Línea 4 - Línea 8	32,5	27,8
10	Tasa efectiva de impuesto de retención sobre los dividendos: Línea 8 / Línea 4	11,0	23,9

- (1) Aplicable sólo a residentes de jurisdicciones sin convenio con Chile. Desde un punto de vista práctico, lo anterior significa que el ICC sólo puede abonarse parcialmente (65%) al impuesto de retención (es decir, ICC de 8,7%).

Sin embargo, para efectos de lo anterior, las autoridades tributarias no han aclarado si se considerará como residencia del contribuyente la del tenedor de ADS o la del depositario.

Tributación sobre la venta o canje de ADS fuera de Chile

Las ganancias obtenidas por un titular extranjero de la enajenación o canje de ADS fuera de Chile no están afectas a impuestos chilenos.

Tributación sobre la venta o canje de acciones

En febrero de 2022, una nueva reforma fiscal eliminó la exención tributaria sobre las ganancias de capital obtenidas por la venta de acciones que cumplan ciertos requisitos que se detallan a continuación, y estableció un nuevo impuesto que se aplica a las ventas de acciones que se realicen a partir del 1° de septiembre de 2022. Para los no residentes, el impuesto será retenido por el comprador, el corredor de bolsa o el agente de valores que actúe en nombre del vendedor.

A consecuencia de la nueva reforma tributaria, la Ley sobre Impuesto a la Renta chilena dispuso un impuesto del 10% sobre las ganancias de capital derivadas de la venta en las bolsas de valores de títulos accionarios de empresas que cotizan en ellas. Si bien contempla ciertas restricciones, en términos generales, la modificación dispuso que a fin de calificar para esta tasa tributaria del 10%: (i) las acciones deben ser de sociedades anónimas abiertas con una “presencia bursátil suficiente” en las bolsas de valores chilenas; (ii) la venta debe realizarse en una bolsa de valores chilena autorizada por la CMF, o bien, en una oferta pública realizada con arreglo al Título XXV de la Ley de Mercado de Valores chilena o como consecuencia de un aporte a un fondo, conforme al Artículo 109 de la Ley sobre Impuesto a la Renta chilena; (iii) las acciones que están siendo vendidas deben haber sido adquiridas en una bolsa de valores chilena, o en una oferta pública realizada con arreglo al Título XXV de la Ley de Mercado de Valores, o en una oferta pública inicial (debido a la creación de una sociedad anónima o a un aumento de capital), o debido al canje de títulos convertibles o bien debido al rescate de una cuota de un fondo, conforme al Artículo 109 de la Ley sobre Impuesto a la Renta chilena; y (iv) las acciones deben haber sido adquiridas después del 19 de abril de 2001. Para que sean considerados como títulos convertibles ofrecidos al público, los ADS deben encontrarse inscritos en el registro de títulos extranjeros de Chile (o ser expresamente excluidos de dicho registro por la CMF).

Se considera que las acciones tienen una “alta presencia” en las Bolsas de Valores chilenas cuando (i) se han transado durante un cierto número de días a un umbral de volumen igual o superior al especificado en las leyes y reglamentos chilenos; o (ii) si el emisor ha contratado a un gestor de mercado, de acuerdo con las leyes y reglamentos chilenos. A esta fecha, se considera que nuestras acciones tienen una alta presencia en las Bolsas de Valores chilenas y no hemos contratado ningún gestor de mercado. En el caso de que nuestras acciones dejen de tener una “alta presencia” en las Bolsas de Valores chilenas, la venta de nuestras acciones estará afectada al régimen tributario general, y que será gravado a distintos niveles dependiendo de la oportunidad de la venta en relación con la fecha de pérdida de una presencia bursátil suficiente para calificar como acciones de “alta presencia”. Si nuestras acciones vuelven a tener una “presencia bursátil alta”, los titulares volverán a gozar de la tasa impositiva del 10%.

Si las acciones no califican para la tasa impositiva del 10%, las ganancias de capital derivadas de su venta o canje (distinguiéndose de la venta o canje de los ADS representativos de dichas acciones ordinarias) podrían quedar afectadas al régimen tributario general, con un ICC del 27%, la tasa aplicable durante el año 2022, y un impuesto de retención chileno del 35%, pudiendo el primero ser imputado como crédito al segundo.

Se considera que la fecha de adquisición de los ADS corresponde a la fecha de adquisición de las acciones por las cuales se canjean los ADS.

Tributación sobre derechos de acciones y derechos de ADS

Para efectos tributarios chilenos y en la medida que emitamos derechos de acciones o derechos de ADS, la recepción de derechos de acciones o derechos de ADS por un Titular Extranjero de acciones o ADS conforme a una oferta de derechos no está afectada a impuestos en Chile. Además, los Titulares Extranjeros no estarán afectados al impuesto a la renta chileno en caso de ejercicio o caducidad de los derechos de acciones o derechos de ADS.

Ninguna ganancia proveniente de la venta, canje o traspaso de derechos de ADS por un Titular Extranjero está afectada a impuestos en Chile.

Toda ganancia proveniente de la venta, canje o traspaso de derechos de acciones por un Titular Extranjero está afectada al impuesto de retención del 35% en Chile.

Otros impuestos chilenos

La propiedad, transferencia o enajenación de ADS por parte de titulares extranjeros no están afectadas a los impuestos sobre las donaciones, herencias o sucesiones, pero estos impuestos se aplicarán generalmente a la transferencia por causa de muerte de los titulares extranjeros o a la donación de las acciones por parte de éstos. Los titulares de acciones o tenedores de ADS tampoco están afectados a los impuestos chilenos de timbres y estampillas, emisión, registro u otros impuestos similares, ni al pago de derechos afines.

Consideraciones importantes acerca del Impuesto a la Renta de los Estados Unidos

El siguiente análisis se basa en el Código de Impuestos Internos de EE.UU. de 1986, y sus modificaciones (el Código), y en dictámenes administrativos, sentencias judiciales y normativas definitivas, transitorias o propuestas dictadas por el Departamento del Tesoro, todas a la fecha de este Informe. Dichas disposiciones son susceptibles de modificación, posiblemente con efecto retroactivo. Este análisis supone que las actividades del depositario están clara y debidamente definidas, de manera de asegurar que el tratamiento tributario de los ADS será idéntico al tratamiento tributario de las acciones subyacentes.

Las siguientes son las consecuencias importantes del impuesto federal a la renta de los Estados Unidos para los Titulares Estadounidenses (según se los define en este acápite) que reciben, poseen o enajenan acciones o ADS, aunque no pretende constituir una descripción exhaustiva de todas las consecuencias tributarias que pueden ser relevantes para la decisión de una persona en particular de tener dichos valores y se basa en las suposiciones indicadas anteriormente en el acápite “Consideraciones tributarias chilenas”, en el sentido de que no existe un convenio para evitar la doble tributación vigente entre Estados Unidos y Chile. El análisis se aplica sólo a los beneficiarios efectivos que poseen acciones o ADS como activos de capital para los efectos del impuesto federal a la renta de los Estados Unidos, y no describe todas las

consecuencias tributarias que pueden ser relevantes a la luz de las circunstancias particulares del beneficiario efectivo. Por ejemplo, el análisis no describe todas las consecuencias tributarias que podrían resultar relevantes para:

- ciertas instituciones financieras;
- compañías de seguros;
- agentes y corredores de valores que utilizan el método de valoración de acciones a precio de mercado en su contabilidad tributaria;
- personas que poseen acciones o ADS como parte de una transacción integrada de cobertura recíproca o transacción similar;
- personas cuya moneda funcional para efectos del impuesto federal a la renta de los Estados Unidos no es el dólar estadounidense;
- sociedades de personas u otras entidades clasificadas como sociedades de personas para los efectos del impuesto federal a la renta de los Estados Unidos;
- personas afectas al impuesto mínimo alternativo;
- organizaciones exentas de impuestos;
- titulares de acciones o tenedores de ADS representativos, o que se consideran representativos, de un 10% o más de nuestro capital social; o
- personas que poseen acciones o ADS en conexión con una actividad comercial realizada fuera de los Estados Unidos.

Las personas naturales o jurídicas descritas anteriormente, incluyendo sociedades de personas tenedoras de acciones o ADS y los socios de estas deben consultar con sus asesores tributarios las consecuencias que para los efectos del impuesto federal estadounidense a la renta tiene la posesión y enajenación de las acciones o ADS.

Para los efectos de este análisis, un “Titular Estadounidense” es todo beneficiario efectivo de nuestras acciones o ADS que, para los efectos del impuesto federal a la renta de los Estados Unidos, es:

- un ciudadano o residente de los Estados Unidos; o
- una persona jurídica, u otra entidad afecta al impuesto corporativo, constituida u organizada con arreglo a las leyes de Estados Unidos o de cualquier subdivisión política de dicho país; o
- un patrimonio sucesorio cuyos ingresos están afectos al impuesto federal a la renta de Estados Unidos cualquiera que sea su fuente; o
- un fideicomiso (i) que opta válidamente por ser tratado como persona estadounidense para los efectos del impuesto federal a la renta de Estados Unidos; o bien (ii) si (A) un tribunal dentro de Estados Unidos puede ejercer supervisión primaria sobre su administración y (B) si una o más personas estadounidenses tienen la facultad de controlar todas las decisiones relevantes del mismo.

Para efectos del impuesto federal a la renta de Estados Unidos, se espera generalmente que un Titular Estadounidense de ADS será tratado como beneficiario efectivo de las acciones subyacentes representativas de los ADS. En el resto de este análisis suponemos que el Titular Estadounidense de nuestros ADS será tratado de esta forma para los efectos del impuesto federal a la renta de Estados Unidos. En consecuencia, los depósitos o retiros de acciones en relación con los ADS no estarán, en general, afectos al impuesto federal a la renta de Estados Unidos.

El Departamento del Tesoro de los Estados Unidos ha expresado su preocupación en cuanto a que las partes a las que se entregan ADS antes de que los títulos que ellos representan sean entregados al depositario (preentrega) o a intermediarios en la cadena de propiedad entre los beneficiarios efectivos y el emisor de los títulos subyacentes de dichos ADS puedan estar adoptando acciones que son incompatibles con la solicitud de créditos fiscales extranjeros para beneficiarios efectivos de ADS. Estas acciones también serían incompatibles con la solicitud de una tasa impositiva menor, descrita más adelante, aplicable a los dividendos recibidos por ciertos beneficiarios efectivos no corporativos.

Por consiguiente, el análisis de las posibilidades de aplicar impuestos chilenos como crédito fiscal y de disponer de una tasa impositiva menor respecto de dividendos recibidos por ciertos titulares no corporativos, ambas descritas a continuación, pueden verse afectadas por las acciones que adopten tales partes o intermediarios.

Este análisis supone que no seremos una empresa extranjera de inversión pasiva, como se describe a continuación. El análisis siguiente no aborda el efecto de las leyes sobre impuestos de sucesión o donación estadounidenses, estatales o locales, como tampoco el de las leyes extranjeras o consideraciones fiscales que surgen de las normas de aplicación general a todos los contribuyentes para un Titular Estadounidense de acciones o ADS o cualquier futura directriz administrativa que interprete las disposiciones de estas. **Los Titulares Estadounidenses deben consultar con sus asesores tributarios las consecuencias tributarias particulares que para ellos conlleva poseer o enajenar acciones o ADS, incluyendo la aplicabilidad y efecto de normas tributarias estatales, locales, extranjeras y otras, como también la posibilidad de que las leyes tributarias sean modificadas, incluyendo los efectos de cualquier futura directriz administrativa que interprete sus disposiciones.**

Tributación sobre los repartos

El siguiente análisis sobre dividendos en efectivo y otros repartos está sujeto al análisis que se entrega más adelante en el acápite “Normas aplicables a empresas extranjeras de inversión pasiva”. Los repartos recibidos por un Titular Estadounidense de acciones o ADS, incluido el monto de los impuestos de retención chilenos, distintos a ciertos repartos a prorrata de acciones a todos los accionistas, constituirán una fuente de ingresos extranjera en la medida en que hayan sido pagados de nuestros ingresos y utilidades actuales o acumulados (según lo determinado para los efectos del impuesto federal a la renta de Estados Unidos). Debido a que no mantenemos cálculos de nuestros ingresos y utilidades con arreglo a los principios tributarios federales de los Estados Unidos, se espera que los repartos serán generalmente informados como dividendos a los Titulares Estadounidenses. El monto de un dividendo pagado en pesos chilenos que el Titular Estadounidense deberá incluir en sus ingresos será equivalente al valor en dólares estadounidense del monto distribuido en pesos chilenos, calculado según el tipo de cambio vigente en la fecha de recepción del pago, independientemente de si el pago es de hecho convertido a dólares en la fecha de recepción. Si el dividendo es convertido a dólares en la fecha de su recepción, el Titular Estadounidense normalmente no tendrá que reconocer una ganancia o pérdida por conversión de divisas en sus ingresos por dividendos. El Titular Estadounidense podría tener una pérdida o una ganancia por concepto de conversión de divisas si el monto del dividendo es convertido a dólares en una fecha posterior a la de su recepción, la cual correspondería a una renta o pérdida ordinaria y sería tratada como renta proveniente de fuentes estadounidenses para efectos del crédito fiscal extranjero. Los dividendos serán incluidos en la renta del Titular Estadounidense en la fecha en la que el Titular Estadounidense, o en el caso de los ADS, el depositario, reciba el dividendo. Los Titulares Estadounidenses empresariales no tendrán derecho a reclamar la deducción por dividendos percibidos con respecto a los dividendos que paguemos.

Con sujeción a ciertas excepciones para posiciones de corto plazo y cubiertas, el análisis anterior relativo a las preocupaciones expresadas por el Departamento del Tesoro de Estados Unidos y el análisis siguiente relativo a las normas que pretende promulgar el Departamento del Tesoro, el monto en dólares de los dividendos recibidos por un Titular Estadounidense no corporativo en relación con acciones o ADS generalmente estará afecto a impuestos a tasas preferenciales si los dividendos son “dividendos calificados”. Los dividendos pagados por los ADS generalmente serán tratados como dividendos calificados si (i) los ADS son fácilmente transables en un mercado de valores establecido de Estados Unidos; (ii) no éramos, durante el año anterior al año en el que se pagaron los dividendos, y no somos, en el año en el que se pagan los dividendos, una sociedad extranjera de inversión pasiva (SEIP); y (iii) el titular de los mismos ha cumplido con ciertos requisitos en cuanto al período de retención. Los ADS se transan en la Bolsa de Valores de Nueva York y generalmente calificarán como fácilmente transables en un mercado de valores establecido de los Estados Unidos mientras sigan transándose en la misma. No estimamos que fuimos una SEIP respecto de nuestro ejercicio fiscal 2022 para los efectos del impuesto federal a la renta de los Estados Unidos. Además, basados en nuestras actuales expectativas respecto del valor y naturaleza de nuestros activos, en las fuentes y naturaleza de nuestros ingresos, y en los datos de los mercados y accionistas relevantes, no esperamos ser considerados como una SEIP respecto de nuestro ejercicio fiscal 2023. Sin embargo, debido a que la condición de SEIP depende de la composición de los ingresos y activos de una empresa y del valor de mercado que tengan los activos cada cierto tiempo, y debido a que no está claro si ciertos tipos de nuestros ingresos constituyen ingresos pasivos para efectos de las SEIP, no podemos garantizar que no seremos considerados como una SEIP en el ejercicio fiscal actual, en uno previo o en uno futuro.

Sobre la base de las pautas actuales, no queda completamente claro si los dividendos recibidos respecto de las acciones serán tratados como dividendos calificados, por cuanto las acciones no se transan en sí mismas en las bolsas de valores estadounidenses. Asimismo, el Departamento del Tesoro de Estados Unidos ha anunciado su intención de promulgar normas conforme a las cuales los titulares de ADS e intermediarios a través de los cuales son mantenidos dichos títulos podrán basarse en las certificaciones de los emisores para establecer que los dividendos sean tratados como dividendos calificados. Debido a que dichos procedimientos no han sido aún emitidos, no queda claro si podremos cumplir con los mismos. **Se insta a los Titulares Estadounidenses a consultar con sus asesores tributarios para determinar si la tasa favorable será aplicable a los dividendos que reciban y si les son aplicables normas especiales que limitan su posibilidad de ser gravados con esta tasa favorable.**

El monto de un dividendo generalmente será tratado como un ingreso por dividendo de fuente extranjera del Titular Estadounidense para los efectos del crédito fiscal extranjero. Tal como se analiza en mayor detalle más adelante en el acápite “— Créditos fiscales extranjeros”, no existe una certeza en cuanto a si los impuestos de retención gravados sobre los repartos relacionados con las acciones o ADS serán tratados como impuestos a la renta calificados para un crédito fiscal extranjero para los efectos del impuesto federal a la renta de Estados Unidos. Si un impuesto de retención chileno es tratado como un impuesto a la renta extranjero calificado, con sujeción a las limitaciones aplicables, usted podría solicitar un crédito contra sus obligaciones relacionadas con el impuesto federal a la renta de Estados Unidos por los impuestos chilenos retenidos calificados, con motivo de los repartos relacionados con las acciones o ADS. Si los dividendos fuesen gravados como ingresos por dividendos calificados (conforme a lo analizado precedentemente), serán aplicables normas especiales para la determinación del monto del dividendo tomado en cuenta para calcular el límite del crédito fiscal extranjero. **Las normas relativas a los créditos fiscales extranjeros son complejas. Los Titulares Estadounidenses deberán consultar con sus propios asesores tributarios sobre el tratamiento del impuesto de retención chileno gravado sobre los repartos relacionados con las acciones o ADS.**

Venta u otras formas de enajenación de las acciones o ADS

Si para los efectos del impuesto federal a la renta de Estados Unidos el beneficiario efectivo es un Titular Estadounidense, la ganancia o pérdida que el beneficiario efectivo realice en la venta u otra forma de enajenación de las acciones o ADS será una ganancia o pérdida de capital, y será una ganancia o pérdida de capital de largo plazo si el beneficiario efectivo ha estado en posesión de las acciones o ADS por un período superior a un año. El monto de dicha ganancia o pérdida del beneficiario efectivo será equivalente a la diferencia entre la base impositiva del beneficiario efectivo de las acciones o ADS enajenadas y el monto realizado con motivo de la enajenación, en cada caso determinada en dólares estadounidenses. Dicha ganancia o pérdida generalmente será una ganancia o pérdida proveniente de fuentes estadounidenses para los efectos del crédito fiscal extranjero. Además, existen ciertas limitaciones respecto de la deducción de las pérdidas de capital por parte de los contribuyentes personas jurídicas o naturales.

En determinadas circunstancias, se podrían gravar impuestos chilenos sobre la venta de acciones (pero no sobre la venta de ADS). Véase “— Consideraciones tributarias chilenas — Tributación sobre acciones y ADS”. Si se gravase un impuesto chileno sobre dicha enajenación, el beneficiario efectivo que sea un Titular Estadounidense podrá solicitar un crédito contra sus obligaciones de pago del impuesto federal a la renta de Estados Unidos por concepto de los impuestos de retención chilenos gravados sobre la venta o enajenación de las acciones o ADS, conforme a lo analizado en el acápite “—Créditos fiscales extranjeros”, a continuación. **Los Titulares Estadounidenses deberán consultar con sus propios asesores tributarios sobre las consecuencias específicas que les atañan respecto de la propiedad o enajenación de nuestras acciones o ADS.**

Créditos fiscales extranjeros

Con sujeción a las limitaciones aplicables, las cuales pueden variar dependiendo de las circunstancias del Titular Estadounidense, y con sujeción al análisis precedente relativo a las preocupaciones expresadas por el Departamento del Tesoro de Estados Unidos, usted podrá solicitar un crédito contra sus obligaciones tributarias estadounidenses por los impuestos a la renta chilenos (o impuestos gravados en lugar del impuesto a la renta) gravados en conexión con los repartos y productos de la venta u otro tipo de enajenación de nuestras acciones o ADS. El impuesto de retención chileno gravado sobre los dividendos generalmente es considerado como un impuesto a la renta que calificaría para el crédito fiscal extranjero. El impuesto chileno sobre las ganancias de capital probablemente será tratado como un impuesto a la

renta (o un impuesto gravado en lugar del impuesto a la renta) y, por lo tanto, calificaría para el crédito fiscal extranjero; sin embargo, usted generalmente puede solicitar el crédito fiscal extranjero sólo después de considerar cualquier oportunidad disponible para reducir el impuesto chileno sobre las ganancias de capital, como la reducción del crédito por el impuesto a la renta de primera categoría chileno considerado para el cálculo del impuesto de retención chileno. Si un impuesto chileno gravado sobre la venta o enajenación de nuestras acciones o ADS no fuese tratado como un impuesto a la renta y el Titular Estadounidense no recibiese ingresos importantes de fuentes extranjeras, dicho Titular Estadounidense no podría solicitar el crédito fiscal extranjero por los impuestos de retención chilenos contra sus obligaciones relacionadas con el impuesto federal a la renta de Estados Unidos. Si un impuesto chileno no fuese tratado como un impuesto a la renta (o un impuesto gravado en lugar del impuesto a la renta) para efectos de impuesto federal a la renta de Estados Unidos, el Titular Estadounidense no podría solicitar el crédito fiscal extranjero por los impuestos chilenos retenidos; sin embargo, el Titular Estadounidense podría deducir dicho impuesto al calcular su obligación de pago del impuesto federal a la renta de Estados Unidos, con sujeción a las limitaciones aplicables. Además, en vez de solicitar un crédito, el Titular Estadounidense podría, a su elección, deducir dichos impuestos chilenos al calcular su renta imponible, con sujeción a las limitaciones generalmente aplicables de conformidad con la legislación estadounidense. La opción de deducir los impuestos extranjeros en lugar de solicitar un crédito fiscal extranjero es aplicable a todos los impuestos pagados o devengados durante el ejercicio fiscal en países extranjeros y posesiones de los Estados Unidos. El cálculo de los créditos fiscales extranjeros y, en el caso de un Titular Estadounidense que opta por deducir los impuestos a la renta extranjeros, la disponibilidad de deducciones involucra la aplicación de normas complejas que dependen de sus circunstancias particulares. **Los Titulares Estadounidenses deberán consultar con sus propios asesores tributarios sobre la disponibilidad de créditos fiscales extranjeros para sus circunstancias particulares.**

Normas aplicables a sociedades extranjeras de inversión pasiva

No estimamos que hayamos sido una SEIP para los efectos del impuesto federal a la renta de Estados Unidos respecto del año fiscal 2022, y creemos que no seremos considerados como tal en el año fiscal 2023. Sin embargo, debido a que la condición de SEIP depende de la composición de los ingresos y activos de una sociedad, como también del valor de mercado periódico de sus activos, y puesto que no es claro si ciertos tipos de ingresos constituyen ingresos pasivos para los efectos de las SEIP, no podemos dar garantías de que no seremos considerados como una SEIP en el ejercicio fiscal actual o en uno previo o en uno futuro. Si llegásemos a ser una SEIP en un año fiscal durante el cual un beneficiario efectivo posea acciones o ADS, podrían aplicarse ciertas consecuencias negativas al Titular Estadounidense, incluyendo la aplicación de impuestos más elevados que los que de otra forma se aplicarían, como también exigencias de declaración de impuestos adicionales. Además, si fuésemos tratados como una SEIP en un ejercicio fiscal durante el cual pagásemos dividendos, o en un ejercicio fiscal anterior, no serían aplicables las tasas favorables sobre dividendos analizadas precedentemente en relación con los dividendos pagados a ciertos Titulares Estadounidenses que no son personas jurídicas (véase más arriba el acápite “—Tributación sobre los repartos”). **Los Titulares Estadounidenses deberán consultar con sus asesores tributarios las consecuencias que para ellos tendría nuestra calidad de SEIP, como también la disponibilidad y conveniencia de adoptar cualquier elección que pudiera mitigar las consecuencias negativas asociadas con la calidad de SEIP.**

Información requerida en relación con activos financieros extranjeros

Ciertos Titulares Estadounidenses deben proporcionar información relacionada con una participación accionaria en acciones o ADS nuestros, con sujeción a ciertas excepciones (incluida una excepción por las acciones o ADS nuestros que se encuentran en cuentas mantenidas por ciertas instituciones financieras), adjuntando debidamente llenado un Formulario 8938 del IRS, Declaración sobre los activos financieros especificados, a su declaración de impuestos correspondiente a cada año durante el cual poseen una participación accionaria en acciones o ADS nuestros. **Los Titulares Estadounidenses deberán consultar con sus propios asesores tributarios estadounidenses sobre los requisitos de presentación de información relacionada con la titularidad de nuestras acciones o ADS.**

Presentación de información y retenciones adicionales

Los pagos de dividendos e ingresos procedentes de ventas que se realizan dentro de Estados Unidos o a través de ciertos intermediarios financieros estadounidenses están generalmente sujetos a la presentación de información y retenciones adicionales, salvo que: (i) el Titular Estadounidense sea un destinatario exento o (ii), en el caso de

retenciones adicionales, el beneficiario efectivo proporcione un número de identificación tributaria correcto y certifique que el Titular Estadounidense no está afecto a retenciones adicionales.

Se permitirá que el monto de toda retención adicional sobre un pago efectuado al beneficiario efectivo se use como crédito contra su obligación tributaria federal estadounidense y puede darle derecho al Titular Estadounidense a una devolución, siempre y cuando la información exigida sea entregada oportunamente al Servicio de Impuestos Internos de Estados Unidos.

Aportes a Medicare

Se contempla en general la aplicación de un impuesto del 3,8% sobre los “ingresos netos procedentes de inversiones” de ciertas personas o patrimonios sucesorios o fideicomisos que no reúnen ciertos requisitos para quedar exentos y que sean Titulares Estadounidenses. Entre otros conceptos, los ingresos netos procedentes de inversiones incluyen los ingresos brutos derivados de dividendos y las ganancias netas atribuibles a la enajenación de ciertos bienes muebles, tales como acciones o ADS, menos ciertas deducciones. Un Titular Estadounidense debe consultar con su asesor tributario la posible aplicación de este impuesto a los “ingresos netos procedentes de inversiones” a las circunstancias particulares del beneficiario efectivo.

Los Titulares Estadounidenses deberán consultar con sus asesores tributarios acerca de las consecuencias que para ellos conlleva recibir, poseer o enajenar acciones o ADS.

F. Dividendos y agentes pagadores

No es aplicable.

G. Declaraciones de expertos

No es aplicable.

H. Exhibición de documentos

Tenemos la obligación de presentar la información que exige la Ley de Bolsas, con la excepción de que en nuestra calidad de emisor extranjero no estamos sujetos a las reglas de la SEC sobre poderes de representación (salvo las reglas antifraude generales) ni a las reglas contempladas en la Ley de Bolsas relativas a la información de ganancias obtenidas en transacciones de compraventa de acciones realizadas por ciertos altos personeros que cuentan con acceso a información privilegiada. En conformidad con estas obligaciones legales, presentamos o entregamos informes y otra información a la SEC. Los informes y otra información presentados o entregados a la SEC están disponibles en formato electrónico en el sitio de internet de la SEC en <http://www.sec.gov> y en nuestro sitio de internet www.enelchile.cl. También pueden consultarse copias de dicho material en las oficinas de la Bolsa de Valores de Nueva York, situadas en 11 Wall Street, Nueva York, Nueva York 10005, bolsa en la cual se transan nuestros ADS.

I. Información sobre filiales

Para obtener información sobre nuestras principales filiales, véase el “Ítem 4. Información sobre la Compañía — C. Estructura societaria — Principales filiales y coligadas”.

Ítem 11. Divulgación de información cuantitativa y cualitativa acerca de los riesgos de mercado

Estamos expuestos a riesgos derivados de las fluctuaciones de los precios de los *commodities*, de las tasas de interés y de los tipos de cambio que afectan los negocios de generación y distribución en Chile.

Riesgos asociados al precio de los *commodities*

En nuestro segmento de generación de electricidad, estamos expuestos a riesgos de mercado derivados de la volatilidad de los precios de algunos *commodities*, principalmente a través de las compras de combustible para el proceso de generación de electricidad y de las transacciones de compraventa de energía realizadas en los mercados locales.

A fin de reducir el riesgo en condiciones de sequía severa, hemos diseñado una política comercial que define niveles de compromisos de venta en línea con la capacidad de las instalaciones de generación durante un año seco, mediante la inclusión de cláusulas de mitigación de riesgo en algunos contratos con clientes no regulados. En el caso de clientes regulados sujetos a procesos de licitación de largo plazo, para reducir la exposición de los *commodities* se definen polinomios de indexación.

Considerando las condiciones operacionales que enfrenta el mercado de generación eléctrica en Chile, la sequía y la volatilidad de los precios en los mercados internacionales, la Compañía está permanentemente evaluando la conveniencia de contratar coberturas para mitigar el impacto de las fluctuaciones de precios en las utilidades.

Al 31 de diciembre de 2022, mantenemos las siguientes coberturas:

- 450 kBbl de petróleo Brent para compras a liquidar en 2023;
- En cuanto al gas natural, 2,7 TBtu de swap de gas natural Henry Hub para ventas a liquidar en 2023 y 18,9 TBtu de futuro de gas natural Henry Hub para compras a liquidar en 2023; y
- En cuanto al carbón, 175,6 kTon de carbón API2 para compras a liquidar en 2023.

Al 31 de diciembre de 2021, manteníamos los siguientes *swaps*:

- 1,93 kBbl de petróleo Brent liquidado en 2022; y
- 9,1 TBtu de gas Henry Hub liquidados en 2022.

Según las condiciones de operación que se actualizan permanentemente, estas medidas de cobertura pueden modificarse o incluir otros *commodities*.

Riesgos asociados a tasas de interés y monedas extranjeras

La siguiente tabla detalla el valor libro según vencimiento y el correspondiente valor justo de nuestra deuda financiera al 31 de diciembre de 2022. Los valores no incluyen derivados. Las tasas señaladas en la siguiente tabla son el resultado del promedio ponderado de las tasas de interés real de cada obligación, incluyendo gastos relacionados con financiamiento e impuestos de retención en la fuente correspondientes a pagos de interés relativos a financiamientos obtenidos fuera del país en el cual cada empresa se encuentra domiciliada.

Para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de	Fecha de vencimiento proyectada					Con posterioridad	Total	Valor justo ⁽²⁾
	2023	2024	2025	2026	2027			
	(en millones de Ch\$) ⁽¹⁾							
Tasa fija								
Ch\$/UF	261	15	—	—	—	—	276	276
Tasa de interés promedio ponderada	3,1%	6,2%	—	—	—	—	3,3%	n.d.
US\$	177.443	480.321	137.977	158.946	335.151	1.760.546	3.050.384	2.933.192
Tasa de interés promedio ponderada	2,8%	4,0%	2,9%	3,2%	5,9%	4,5%	4,4%	n.d.
Otras monedas	717	953	953	953	953	4.363	8.892	8.892
Tasa de interés promedio ponderada	4,9%	4,7%	4,7%	4,7%	4,7%	4,8%	4,8%	n.d.
Total tasa fija	178.421	481.289	138.930	159.899	336.104	1.764.909	3.059.552	2.942.360
Tasa de interés promedio ponderada	2,9%	4,0%	3,0%	3,2%	5,8%	4,5%	4,4%	n.d.
Tasa variable								
Ch\$/UF	46.151	46.257	46.089	45.965	45.849	252.893	483.204	503.741
Tasa de interés promedio ponderada	5,0%	4,9%	4,9%	4,9%	5,0%	4,1%	4,5%	n.d.
US\$	248.199	42.793	42.793	128.379	—	—	462.164	462.164
Tasa de interés promedio ponderada	5,0%	1,8%	2,8%	2,7%	—	—	3,9%	—
Total tasa variable	294.350	89.050	88.882	174.344	45.849	252.893	945.368	965.905
Tasa de interés promedio ponderada	5,0%	3,4%	3,9%	3,3%	5,0%	4,1%	4,2%	n.d.
Total	472.771	570.339	227.812	334.243	381.953	2.017.802	4.004.920	3.908.265

(1) Calculado en función del Tipo de Cambio Observado al 31 de diciembre de 2022.

(2) El valor justo se calculó en función del valor actualizado de los futuros flujos de caja que se espera pagar (o recibir), considerando las tasas de descuento vigentes, que reflejan los diversos riesgos involucrados.

La siguiente tabla detalla el valor libro según vencimiento y el correspondiente valor justo de nuestra deuda financiera al 31 de diciembre de 2021. Los valores no incluyen derivados. Las tasas señaladas en la siguiente tabla son el resultado del promedio ponderado de las tasas de interés real de cada obligación, incluyendo gastos relacionados con financiamiento e impuestos de retención en la fuente correspondientes a pagos de interés relativos a financiamientos obtenidos fuera del país en el cual cada empresa se encuentra domiciliada.

Para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de	Fecha de vencimiento proyectada						Total	Valor justo ⁽²⁾
	2022	2023	2024	2025	2026	Con posterioridad		
	(en millones de Ch\$) ⁽¹⁾							
Tasa fija								
Ch\$/UF	223	20	19	—	—	—	262	262
Tasa de interés promedio ponderada	2,5%	5,9%	6,2%	—	—	—	3,0%	n.d.
US\$	28.796	175.101	474.120	136.244	136.244	1.841.242	2.791.748	3.044.846
Tasa de interés promedio ponderada	2,1%	2,8%	4,0%	2,9%	2,9%	4,7%	4,3%	n.d.
Otras monedas	778	743	743	743	743	4,256	8,008	8,008
Tasa de interés promedio ponderada	4,9%	4,8%	4,8%	4,8%	4,8%	4,8%	4,8%	n.d.
Total tasa fija	29.797	175.864	474.882	136.987	136.987	1.845.498	2.800.018	3.053.116
Tasa de interés promedio ponderada	2,2%	2,9%	4,0%	3,0%	3,0%	4,7%	4,3%	n.d.
Tasa variable								
Ch\$/UF	38.216	39.393	39.324	39.154	39.048	213.716	408.851	447.535
Tasa de interés promedio ponderada	4,9%	4,9%	4,9%	5,0%	5,0%	4,1%	4,5%	n.d.
US\$	794.009	—	42.235	42.235	126.704	—	1.005.181	1.005.181
Tasa de interés promedio ponderada	1,3%	—	0,2%	1,3%	1,4%	—	1,2%	n.d.
Total tasa variable	832.225	39.393	81.559	81.389	165.752	213.716	1.414.032	1.452.716
Tasa de interés promedio ponderada	1,4%	4,9%	2,5%	3,1%	2,2%	4,1%	2,2%	n.d.
Total	862.022	215.257	556.441	218.376	302.739	2.059.214	4.214.050	4.505.832

(1) Calculado en función del Tipo de Cambio Observado al 31 de diciembre de 2021.

(2) El valor justo se calculó en función del valor actualizado de los futuros flujos de caja que se espera pagar (o recibir), considerando las tasas de descuento vigentes, que reflejan los diversos riesgos involucrados.

Riesgo asociado a las tasas de interés

Nuestra política apunta a minimizar el costo promedio de la deuda y reducir la volatilidad de nuestros resultados financieros. Dependiendo de nuestras estimaciones y estructura de deuda, en ocasiones gestionamos el riesgo asociado a las tasas de interés a través del uso de derivados de tasa de interés.

Al 31 de diciembre de 2022 y al 31 de diciembre de 2021, el 84% y el 82%, respectivamente, de nuestra deuda insoluble total estaba denominada en términos fijos y el 16% y 18% de ella, respectivamente, de nuestra deuda pendiente total estaba sujeta a tasas de interés variable. Debido a la exposición al riesgo asociado a tasas de interés variables, contratamos instrumentos derivados de cobertura.

Al 31 de diciembre de 2022, los valores contables para efectos de información financiera y los correspondientes valores justos de los instrumentos que proporcionan cobertura contra el riesgo asociado a la tasa de interés de nuestra deuda financiera eran los siguientes:

Para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de	Fecha de vencimiento proyectada						Total	Valor justo ⁽²⁾
	2023	2024	2025	2026	2027	Con posterioridad		
	(en millones de Ch\$) ⁽¹⁾							
Tasas variables a fijas	—	42.793	—	—	—	—	42.793	2.650
Tasas fijas a variables	—	—	—	—	—	—	—	—
Total	—	42.793	—	—	—	—	42.793	2.650

- (1) Calculado en función del Tipo de Cambio Observado al 31 de diciembre de 2022.
(2) El valor justo se calculó en función del valor actualizado de los futuros flujos de caja que se espera pagar (o recibir), considerando las tasas de descuento vigentes, que reflejan los diversos riesgos involucrados.

Al 31 de diciembre de 2021, los valores contables para efectos de información financiera y los correspondientes valores justos de los instrumentos que proporcionan cobertura contra el riesgo asociado a la tasa de interés de nuestra deuda financiera eran los siguientes:

Respecto del ejercicio terminado el 31 de diciembre de	Fecha de vencimiento proyectada						Total	Valor justo ⁽²⁾
	2022	2023	2024	2025	2026	Con posterioridad		
	(en millones de Ch\$) ⁽¹⁾							
Tasas variables a fijas	337.876	—	42.235	—	—	—	380.111	(6.101)
Tasas fijas a variables	—	—	—	—	—	—	—	—
Total	337.876	—	42.235	—	—	—	380.111	(6.101)

- (1) Calculado en función del Tipo de Cambio Observado al 31 de diciembre de 2021.
(2) El valor justo se calculó en función del valor actualizado de los futuros flujos de caja que se espera pagar (o recibir), considerando las tasas de descuento vigentes, que reflejan los diversos riesgos involucrados.

Riesgo asociado a monedas extranjeras

Nuestra política procura mantener un equilibrio entre la moneda de indexación de los flujos de caja y la moneda en la que está denominada la deuda de cada empresa. La mayoría de nuestras filiales tiene acceso a financiamiento denominado en la misma moneda en la que están denominados sus ingresos, reduciendo de esta manera el impacto de la volatilidad de los tipos de cambio. En algunos casos, no podemos aprovechar esto completamente y, en consecuencia, intentamos gestionar la exposición mediante derivados financieros tales como *swaps* de divisas o *forwards* de divisas, entre otros. No obstante, debido a condiciones de mercado, no siempre es posible suscribir estos contratos en términos razonables.

La siguiente tabla detalla el valor contable para efectos de contabilidad financiera y el correspondiente valor justo de los instrumentos que proporcionan cobertura contra los riesgos cambiarios a nuestra deuda financiera, al 31 de diciembre de 2022:

Para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de	Fecha de vencimiento proyectada						Total	Valor justo ⁽²⁾
	2023	2024	2025	2026	2027	Con posterioridad		
	(en millones de Ch\$) ⁽¹⁾							
UF a US\$	—	389.179	79.048	—	—	—	468.227	8.260
US\$ a Ch\$/UF	—	—	—	—	—	—	—	—
Ch\$ a US\$	—	—	—	—	—	—	—	—
Total	—	389.179	79.048	—	—	—	468.227	8.260

- (1) Calculado en función del Tipo de Cambio Observado al 31 de diciembre de 2022.
(2) El valor justo se calculó en función del valor actualizado de los futuros flujos de caja que se espera pagar (o recibir), considerando las tasas de descuento vigentes, que reflejan los diversos riesgos involucrados.

La siguiente tabla detalla el valor contable para efectos de contabilidad financiera y el correspondiente valor justo de los instrumentos que proporcionan cobertura contra los riesgos cambiarios a nuestra deuda financiera, al 31 de diciembre de 2021:

Respecto del ejercicio terminado el 31 de diciembre de	Fecha de vencimiento proyectada						Total	Valor justo ⁽²⁾
	2022	2023	2024	2025	2026	Con posterioridad		
	(en millones de Ch\$) ⁽¹⁾							
UF a US\$	—	—	441.376	91.105	—	—	532.481	(37.403)
US\$ a Ch\$/UF	—	—	—	—	—	—	—	—
Ch\$ a US\$	—	—	—	—	—	—	—	—
Total	—	—	441.376	91.105	—	—	532.481	(37.403)

- (1) Calculado en función del Tipo de Cambio Observado al 31 de diciembre de 2021.
(2) El valor justo se calculó en función del valor actualizado de los futuros flujos de caja que se espera pagar (o recibir), considerando las tasas de descuento vigentes, que reflejan los diversos riesgos involucrados.

Para obtener más información, véase la Nota 22 de las Notas de nuestros estados financieros consolidados.

(d) Safe Harbor

La información entregada en este “Ítem 11. Divulgación de información cuantitativa y cualitativa acerca de los riesgos de mercado” contiene información que puede constituir proyecciones a futuro. Véase en el acápite “Proyecciones futuras”, en la Introducción de este informe, las disposiciones sobre *safe harbor*.

Ítem 12. Descripción de valores distintos a acciones

A. Títulos de deuda

No es aplicable.

B. Certificados de opciones y derechos

No es aplicable.

C. Otros valores

No es aplicable.

D. Títulos de depósito americanos (ADS)

Honorarios del Depositario y cargos relacionados

El depositario de nuestro programa de ADS es Citibank, N.A. El Depositario cobra ciertos cargos por la entrega y canje de los ADS directamente a los inversionistas que depositan las acciones o canjean los ADS para los efectos de retiros, o a los intermediarios que actúan por ellos. Los cargos pagaderos al Depositario por repartos en efectivo se deducen del efectivo que es repartido. En el caso de repartos que no son en efectivo, el Depositario facturará a los correspondientes titulares de ADS registrados a esa fecha, y tales cargos pueden deducirse de los repartos. El Depositario puede generalmente rehusarse a prestar los servicios requeridos hasta que dichos cargos por servicio sean pagados. Conforme a los términos del Contrato de Depósito, un titular de ADS puede tener que pagar los siguientes cargos por servicio al Depositario:

Cargo por servicio	Cargo
(1) Emisión de ADS al momento de depósito de las acciones (excluidas las emisiones resultantes de los repartos descritos en el párrafo (4) siguiente.	Hasta US\$ 5 por 100 ADS (o fracción de los mismos) emitidos.
(2) Entrega de los valores depositados contra entrega de los ADS.	Hasta US\$ 5 por 100 ADS (o fracción de los mismos) entregados.
(3) Reparto de dividendos en efectivo u otros repartos en efectivo (por ej. venta de derechos y otros títulos afines).	Hasta US\$ 5 por 100 ADS (o fracción de los mismos) en posesión del titular.
(4) Reparto de ADS con arreglo a (i) dividendos pagados con acciones adicionales u otros repartos de acciones gratuitos, o (ii) ejercicio de derechos de compra de ADS adicionales.	Hasta US\$ 5 por 100 ADS (o fracción de los mismos) en posesión del titular.
(5) Reparto de valores distintos a ADS o derechos de compra de ADS adicionales (por ej., escisión de acciones).	Hasta US\$ 5 por 100 ADS (o fracción de los mismos) en posesión del titular.
(6) Servicios de depósito	Hasta US\$ 5 por 100 ADS (o fracción de los mismos) en posesión del titular a la(s) fecha(s) de registro correspondiente(s) que fije el Depositario.

Pagos del Depositario en el ejercicio 2022

El Depositario ha acordado reembolsar ciertos gastos incurridos por nosotros en conexión con nuestro programa de ADS. En el año 2022, el Depositario reembolsó gastos asociados mayoritariamente con actividades de relaciones con los inversionistas, por un monto total de US\$ 0,6 millones (después de la deducción de los impuestos estadounidenses correspondientes).

PARTE II

Ítem 13. Incumplimientos, atrasos en el pago de dividendos y morosidades

Ninguno.

Ítem 14. Modificaciones esenciales a los derechos de los titulares de valores y uso de los ingresos

Ninguna.

Ítem 15. Controles y procedimientos

a) Controles y procedimientos de divulgación

Realizamos una evaluación bajo la supervisión y con la participación de nuestra administración superior, incluyendo al Gerente General y al Gerente de Administración, Finanzas y Control, sobre la eficacia del diseño y operación de nuestros “controles y procedimientos de divulgación” (a tenor de las Reglas 13a-15(e) y 15(d) -15(e) de la Ley de Bolsas) respecto del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2022.

Existen limitaciones inherentes a la eficacia de cualquier sistema de controles y procedimientos de divulgación, incluyendo la posibilidad de error humano y la elusión o invalidación de los controles y procedimientos. En consecuencia, nuestros controles y procedimientos de divulgación están diseñados para proporcionar garantías razonables en cuanto al logro de sus objetivos de control.

Sobre la base de nuestra evaluación, el Gerente General y el Gerente de Administración, Finanzas y Control concluyeron que los controles y procedimientos de divulgación son eficaces para proporcionar una garantía razonable de que la información que se debe divulgar en los informes que presentamos y entregamos en virtud de la Ley de Bolsas se registra, procesa, resume y comunica, dentro de los plazos especificados en las normas y formularios aplicables, y que se recopila y comunica a nuestra administración, incluidos el Gerente General y el Gerente de Administración, Finanzas y Control, según corresponda, para permitir la toma de decisiones oportunas con respecto a la divulgación requerida.

Nuestros controles y procedimientos de divulgación están diseñados para proporcionar una garantía razonable de lograr sus objetivos, y nuestro Gerente General y el Gerente de Administración, Finanzas y Control han concluido que nuestros controles y procedimientos de divulgación son eficaces en ese nivel de garantía razonable.

(b) Informe anual de la administración relativa al control interno sobre los informes financieros

Tal y como exige el artículo 404 de la Ley Sarbanes-Oxley de 2002, nuestra dirección es responsable de establecer y mantener un “control interno adecuado sobre los informes financieros” (tal y como se define en la Regla 13a-15(f) de la Ley de Bolsas). Nuestro control interno sobre la información financiera está diseñado para proporcionar una garantía razonable sobre la confiabilidad de la información financiera y la preparación de los estados financieros con fines externos de acuerdo con las NIIF, emitidas por el IASB.

Debido a sus limitaciones inherentes, el control interno sobre la información financiera no necesariamente puede evitar o detectar inexactitudes. Sólo puede proporcionar garantías razonables en cuanto a la preparación y presentación de los estados financieros. Además, las proyecciones de cualquier evaluación de eficacia para períodos futuros están sujetas al riesgo de que los controles lleguen a ser inadecuados a raíz de cambios en las condiciones o porque el grado de cumplimiento de las políticas o procedimientos puede reducirse con el paso del tiempo.

La administración evaluó la eficacia de su control interno sobre la información financiera para el Ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2022. La evaluación se ha basado en los criterios establecidos en el “Control Interno - Marco Integrado” emitido por el Comité de Organizaciones Patrocinadoras de la Comisión Treadway (“marco COSO 2013”). Sobre la base de la evaluación, nuestra administración ha concluido que, al 31 de diciembre de 2022, nuestro control interno sobre la información financiera era eficaz.

(c) Informe de certificación de la empresa de contadores auditores registrados

Nuestra empresa independiente de contadores auditores registrados ha auditado la eficacia de nuestro control interno sobre la información financiera a 31 de diciembre de 2022. Su informe de certificación aparece en la página F-3.

(d) Cambios en el control interno sobre la información financiera

No hubo cambios en nuestro control interno sobre la información financiera identificada en relación con la evaluación exigida por las normas 13a-15(d) o 15d-15(d) de la Ley de Bolsas de Valores que se produjeran durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, y que hayan afectado de manera significativa, o es razonablemente probable que afecten de manera significativa, nuestro control interno sobre la información financiera.

Ítem 16. Reservado

Ítem 16A. Experto financiero del Comité de Auditoría

Al 31 de diciembre de 2022, el experto financiero del Comité de Directores (que ejerce las funciones de un Comité de Auditoría) era el Sr. Fernán Gazmuri P., por decisión del Directorio. El Sr. Gazmuri es un integrante independiente del Comité de Directores, en conformidad con las exigencias contempladas tanto en la ley chilena como en las reglas de gobierno societario de la NYSE.

Ítem 16B. Código Ético

Nuestras normas de conducta ética se rigen por las siguientes normas o políticas empresariales aprobadas por nuestro Directorio: (i) el Manual de Gestión de la Información de Interés para el Mercado (el Manual); (ii) la Política de Derechos Humanos y Personas Expuestas Políticamente; (iii) el Código Ético; (iv) el Plan de Tolerancia Cero contra la Corrupción (el Plan TCC); (v) el Modelo de Prevención de Riesgos Penales; (vi) el Programa Global de Cumplimiento de Enel sobre Responsabilidad Penal de las Empresas (el Programa Global de Cumplimiento de Enel); (vii) el Sistema de Control y Gestión de Riesgos; (viii) los procedimientos emitidos en cumplimiento de la Norma de Carácter General 461 (NCG 461), emitida por la CMF; y (ix) la Política de Diversidad.

El Manual aborda las siguientes materias: normas aplicables y períodos de restricción relativos a la información en lo que respecta a transacciones de nuestros títulos o los de nuestras filiales realizadas por los directores, la administración, los ejecutivos principales, los empleados y otras partes relacionadas; la existencia de mecanismos para la divulgación continua de información que es de interés para el mercado; y mecanismos que ofrecen protección para la información confidencial.

El Manual también incluye nuestra política y procedimiento de uso de información privilegiada, que determina los criterios generales de conducta que nuestros directores, gerentes, principales ejecutivos, empleados y otras partes relacionadas (“las Partes”) deben seguir en las transacciones que realizan, contribuyendo a la transparencia y protección de los inversionistas.

El Manual regula lo siguiente:

- la actuación de las Partes en las transacciones y tenencia de valores mobiliarios emitidos por la Compañía o por otras empresas pertenecientes a nuestro grupo empresarial, o de valores mobiliarios cuyo precio o resultado dependa o esté condicionado, en todo o en gran parte, a la variación o evolución de estos de conformidad con lo dispuesto en el Reglamento de la Norma General N° 269 de la CMF. Para más información sobre los requisitos de información previstos en esta norma, consulte el “Ítem 10. Información adicional. Información adicional — B. Escritura de constitución y estatutos — Requisitos de información relacionados con la compraventa de acciones”;
- el tipo, la forma y el contenido de la información que debe darse a conocer al mercado en general sobre dichas transacciones y participaciones;
- la difusión al público en general de hechos importantes y de información confidencial o privilegiada;
- los procedimientos para salvaguardar la información confidencial sobre la empresa y sus mecanismos de difusión para evitar que dicha información sea revelada a personas distintas de aquellas que, por su cargo o actividad en la empresa, deban conocer dicha información antes de que se ponga a disposición de los accionistas y del público; y
- las políticas que rigen las relaciones con los medios de comunicación, los analistas o los bancos de inversión.

La Política sobre Personas Expuestas Políticamente incluye procedimientos para regular las relaciones comerciales y contractuales entre Personas Políticamente Expuestas y Conexas y nosotros, y la Política de Derechos Humanos incorpora y adapta a nuestras políticas los principios generales de Naciones Unidas relacionados con los derechos humanos. El Código Ético se basa en principios generales como la equidad, la honestidad, la integridad y otras normas éticas, que se esperan de nuestros empleados. El Plan TCC refuerza los principios del Código Ético, haciendo hincapié en evitar la corrupción a través de sobornos, tratos preferenciales y otros asuntos similares.

El Modelo de Prevención de Riesgos Penales cumple con las normas impuestas por la Ley 20.393 de Chile, que establece la responsabilidad penal de las personas jurídicas por determinados delitos, entre ellos el lavado de dinero, el financiamiento del terrorismo y el cohecho a funcionarios públicos. El Programa Global de Cumplimiento de Enel está diseñado para reforzar el compromiso del grupo con las normas éticas, legales y profesionales más exigentes para mejorar y preservar la reputación del grupo. Establece varias medidas preventivas en cuanto a la responsabilidad penal empresarial.

El Sistema Interno de Control y Gestión de Riesgos consta de un conjunto de directrices definidas por Enel para las normas, procedimientos y sistemas aplicados en los diferentes niveles de nuestra empresa para identificar, analizar, evaluar, gestionar y comunicar los riesgos. Enel clasifica los riesgos controlados en su Catálogo de Riesgos en 6 macrocategorías: Financiero, Estratégico, Gobierno y Cultura, Operativo, Cumplimiento y Tecnología Digital, como así también 38 subcategorías.

La Política de Control y Gestión de Riesgos de Enel Chile está orientada con base en nuestros principios incorporados en el Sistema Interno de Control y Gestión de Riesgos de Enel y contiene políticas en virtud de las que se da seguimiento a los límites e indicadores relacionados con nuestros riesgos, funciones empresariales o negocios específicos. Nuestras principales políticas de control y gestión de riesgos se describen a continuación:

- La Política de Gestión de Garantías establece las directrices y metodologías para la gestión de las garantías de los proveedores y para asegurar que se mitigue eficazmente el riesgo de contraparte, relacionado con el perfil del proveedor y del garante.
- La Política de Control de Riesgo de Materias Primas tiene como objetivo permitir a la Compañía tomar decisiones informadas y minimizar la probabilidad de no alcanzar resultados estratégicos. Además, permite a la Compañía controlar el riesgo de incumplimiento de la regulación de precios, volumen, tipo de cambio, crédito y contrapartida de las materias primas.
- La Política de Control del Riesgo de Crédito y Contraparte está diseñada para minimizar la probabilidad de que los resultados esperados se vean afectados por un incumplimiento o una reducción de la calidad crediticia de una contraparte.
- La Política de Control de Riesgos Financieros pretende minimizar la probabilidad de no alcanzar los resultados estratégicos comerciales y financieros mediante el control de los riesgos que involucran a los mercados financieros, contrapartes financieras, liquidez y operaciones.
- La Política de Cobertura tiene como objetivo mitigar el riesgo de las variaciones en los tipos de cambio, manteniendo un equilibrio entre los flujos indexados en US\$ o en monedas locales, si las hay, y los niveles de activos y pasivos en dicha moneda.
- La Política de Cambio Climático establece un marco común para que la Compañía garantice la eficacia en la gestión estratégica de los riesgos y oportunidades asociados al cambio climático, integrándose con los principales procesos y la toma de decisiones de la Compañía.

El área de Control de Riesgos Chile cuenta con la certificación ISO 31000:2022 (G31000) y actúa bajo las directrices de estas normas internacionales. El objetivo principal es identificar los riesgos internos y externos de forma preventiva y analizar, evaluar y cuantificar la probabilidad de que ocurran y su impacto en nuestra Compañía. Cada área al interior de la Compañía gestiona los riesgos mediante medidas de mitigación estipuladas en planes de acción. En la fase de gestión de riesgos, se consideran las acciones necesarias determinadas por las políticas y procedimientos internos. La estricta observancia de las normas internacionales ISO y de las normativas gubernamentales puede exigir que se documenten las acciones de gestión de riesgos para garantizar las prácticas de buen gobierno y asegurar la continuidad del negocio.

La NCG 461 emitida por la CMF establece una nueva estructura y contenidos para la memoria anual de la Compañía, lo que incluye prácticas de responsabilidad social empresarial, información relacionada con las funciones y la composición del directorio; las relaciones entre la empresa, los accionistas y el público en general; las evaluaciones de terceros; y el control interno y la gestión de riesgos. Esta información está a disposición del público en la página web de la empresa (www.enelamericas.com) y se envía a las bolsas de valores.

En 2018, el directorio aprobó una política que aborda temas ambientales y de biodiversidad. Los criterios ESG están integrados en nuestro modelo de negocio. El directorio recibe periódicamente informes de la administración para identificar y evaluar todos los riesgos asociados con los criterios ESG y el cambio climático, incluido el cumplimiento de las políticas del directorio.

En el año 2016, establecimos la Política de Diversidad que define los principios clave necesarios para difundir una cultura centrada en la diversidad y el respeto, prevenir la discriminación arbitraria y fomentar la igualdad de oportunidades y la inclusión, valores fundamentales en el desarrollo de las actividades de la Compañía. A través de esta política, la Compañía busca mejorar el ambiente de trabajo y la calidad de vida de nuestros colaboradores. La Compañía se compromete a crear un entorno de trabajo inclusivo en el que los colaboradores puedan desarrollar su potencial y maximizar su contribución.

En nuestra página web www.enelchile.cl se encuentra disponible una copia de estos documentos, los que también pueden ser proporcionados a solicitud de los interesados, de manera gratuita. Para solicitarlos sírvase escribirnos o llamarnos telefónicamente a:

Enel Chile S.A.
Departamento de Relaciones con los Inversionistas
Santa Rosa 76, Piso 15
Santiago, Chile
(56-2) 2353-4400

Durante el ejercicio 2022 no se han hecho modificaciones a ninguna de las disposiciones contenidas en los documentos descritos en los párrafos anteriores. Asimismo, al Gerente General, al Gerente de Finanzas, Administración y Control y a otros altos funcionarios ejecutivos no se les otorgó ninguna exención, explícita o implícita, que los dispense del cumplimiento de las disposiciones contenidas en el Código Ético, Plan TCC o el Manual, durante el ejercicio 2022.

Ítem 16C. Honorarios y servicios de los auditores principales

La siguiente tabla contiene información acerca de los honorarios totales por servicios aprobados facturados por nuestra firma de contadores auditores externos, KPMG Auditores Consultores SpA (“KPMG”) como también los de otras firmas miembros y sus respectivas filiales, por tipo de servicio y por los períodos indicados.

Servicios prestados	2022	2021
	(en millones de Ch\$)	
Honorarios por auditoría	1.258	1.175
Honorarios relacionados con las auditorías	84	68
Honorarios relacionados con impuestos	—	—
Todos los demás honorarios	—	—
Total	1.342	1.243

Todos los honorarios informados como parte de los honorarios relacionados con las auditorías y todos los demás honorarios fueron previamente aprobados conforme a lo requerido en las políticas y procedimientos de aprobación previa del Comité de Directores.

Los montos incluidos en la tabla anterior y las notas al pie relacionadas se han clasificado en conformidad con la orientación proporcionada por la SEC.

Políticas y procedimientos de aprobación previa del Comité de Directores

El Comité de Directores, que desempeña las funciones del Comité de Auditoría, tiene una política de aprobación previa en relación con la contratación de nuestro auditor externo, o de cualquier filial del mismo, para la prestación de servicios profesionales. Los servicios profesionales cubiertos por dicha política incluyen los servicios de auditoría y los que no son de auditoría que se nos prestan.

Los honorarios que deben pagarse en conexión con los servicios de auditoría recurrentes son aprobados previamente como parte de nuestro presupuesto anual. Los honorarios que deben pagarse por servicios de auditoría no recurrentes se presentan, una vez que han sido analizados por el Gerente de Administración, Finanzas y Control, ante el Comité de Directores para su aprobación o rechazo.

La política de aprobación previa establecida por el Comité de Directores respecto de honorarios correspondientes a servicios que no son de auditoría y honorarios correspondientes a servicios relacionados a auditorías es la siguiente:

- La unidad de negocios que ha solicitado el servicio y la firma de auditoría que se espera preste el servicio deben solicitar al Gerente de Administración, Finanzas y Control que revise la naturaleza del servicio a ser prestado.
- Luego, el Gerente de Administración, Finanzas y Control analiza la solicitud y solicita a la firma de auditoría seleccionada que emita un certificado firmado por el socio responsable de la auditoría de nuestros estados financieros consolidados en el que confirme la independencia de la firma seleccionada.
- Finalmente, se presenta la propuesta ante el Comité de Directores para su aprobación o rechazo.

El Comité de Directores ha designado, aprobado e implementado los procedimientos necesarios para cumplir las nuevas exigencias de la SEC respecto de la aprobación previa del Comité de Auditoría respecto de ciertos servicios tributarios.

Ítem 16D. Exenciones a las normas de transacciones de los Comités de Auditoría

No es aplicable.

Ítem 16E. Adquisiciones de acciones de capital por parte del emisor y compradores afiliados

En el año fiscal 2022, no hubo compras de valores de renta variable de Enel Chile por parte nuestra o de cualquiera de nuestras coligadas.

Ítem 16F. Cambios en el auditor certificador del Registrante

No hubo.

Ítem 16G. Gobierno societario

A continuación, presentamos un resumen de las diferencias más importantes entre nuestras prácticas de gobierno societario y aquellas que son aplicables a emisores estadounidenses en conformidad con las reglas de gobierno societario de la NYSE.

Independencia y funciones del Comité de Directores (Comité de Auditoría)

La legislación chilena exige que al menos dos tercios de los integrantes del Comité de Directores sean directores independientes. La CMF podrá, a través de una norma de carácter general, establecer los requisitos y condiciones que deben cumplir los directores para ser independientes. No obstante lo anterior, según el Artículo 50 bis de la Ley N° 18.046, un miembro no sería considerado como independiente si dentro de los últimos 18 meses: (i) ha mantenido una relación importante con la compañía, con otras compañías del mismo grupo, con el accionista controlador o con los ejecutivos principales de cualquiera de las anteriores, o bien, si ha sido director, gerente, administrador o ejecutivo de las mismas; (ii) ha tenido alguna relación familiar con cualquiera de los miembros descritos en el punto (i) precedente; (iii) ha sido director, gerente, administrador o ejecutivo principal de una organización sin fines de lucro que ha recibido contribuciones de las personas descritas en el punto (i) precedente; (iv) ha sido un socio o accionista que tenía el control, directo o indirecto, de un 10% o más del capital social o ha sido un director, gerente, administrador o ejecutivo principal de una entidad que ha prestado servicios de consultoría o legales a cambio de una contraprestación importante o servicios de auditoría externa a las personas enumeradas en el punto (i) precedente; y (v) ha sido un socio o accionista que tenía el control, directo o indirecto, de un 10% o más del capital social o ha sido un director, gerente, administrador o ejecutivo principal de los principales competidores, proveedores o clientes. En el caso de que no hubiese suficientes directores independientes en el Directorio para integrar el Comité de Directores, la legislación chilena establece que el director independiente debe designar al resto de los miembros que integrarán dicho Comité de Directores, eligiéndolos de entre los miembros del Directorio que no cumplen con los requisitos de independencia establecidos en la legislación chilena. La legislación chilena también exige que todas las sociedades anónimas con una capitalización de mercado de al

menos UF 1,5 millones (Ch\$ 53 mil millones al 31 de diciembre de 2022) y con al menos un 12,5% de sus acciones con derecho de voto en manos de accionistas que controlen o posean, individualmente, menos de un 10% de dichas acciones, deben tener al menos un director independiente y un Comité de Directores.

Según las normas de gobierno societario de la NYSE, todos los miembros del Comité de Directores deben ser independientes. El Comité de Auditoría de una empresa estadounidense debe cumplir con los requisitos y desempeñar las funciones detalladas en las Normas 303A.06 y 303A.07 del Manual de Compañías Cotizadas de la NYSE. A partir del 31 de julio de 2005, a las compañías no estadounidenses se les exige cumplir con la Norma 303A.06, pero no con la Norma 303A.07. Desde nuestra constitución con fecha 1° de marzo de 2016, hemos cumplido con el requisito de independencia y funcionamiento de la Norma 303A.06.

Conforme a nuestros estatutos, todos los miembros del Comité de Directores deben cumplir con el requisito de independencia estipulado por la NYSE. El Comité de Directores está conformado por tres miembros del Directorio y cumple con el Artículo 50 bis de la Ley N° 18.046, como también con los criterios y requisitos de independencia establecidos por la Ley Sarbanes-Oxley (SOX), la SEC y la NYSE. A la fecha de este Informe, el Comité de Directores cumplía con las condiciones del Comité de Auditoría, según las normas sobre gobierno societario de la SOX, la SEC y la NYSE. Debido a ello, tenemos un solo comité, el Comité de Directores, que entre sus funciones debe cumplir con los deberes asignados a un Comité de Auditoría.

Normas de gobierno societario

Las normas de gobierno societario de la NYSE exigen que las empresas cotizadas en los EE.UU. adopten e informen sus normas de gobierno societario. La legislación chilena contempla esta práctica a través de la divulgación de los procedimientos relacionados con la Norma de Carácter General N° 461 y el Manual. También hemos adoptado el Código Ético y nuestros estatutos incluyen disposiciones que rigen la creación, composición, atribuciones, funciones y compensaciones del Comité de Directores, que entre sus funciones debe cumplir con los deberes asignados al Comité de Auditoría. Véase el “Ítem 6. Directores, administración superior y empleados — C. Prácticas del directorio” para más información sobre las funciones y obligaciones del Comité de Directores.

Ítem 16H. Información de seguridad minera

No es aplicable.

Ítem 16I. Divulgación respecto a las jurisdicciones extranjeras que impiden las inspecciones

No es aplicable.

PARTE III

Ítem 17. Estados financieros

No es aplicable.

Ítem 18. Estados financieros

Véase los estados Financieros que se incluyen al final de este Informe.

Ítem 19. Anexos

Anexo	Descripción
1.1	Estatutos de Enel Chile S.A.
2.1	Descripción de los Valores Registrados bajo la Sección 12 de la Ley de Bolsa de Valores de 1934 presentada como Anexo 2.1 del Informe Anual de Enel Chile S.A. en el Formulario 20-F para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2020, se incorpora aquí por referencia.
8.1	Lista de filiales al 31 de diciembre de 2022
12.1	Certificación del Gerente General de conformidad con la Sección 302 de la Ley Sarbanes-Oxley
12.2	Certificación del Gerente de Finanzas, Administración y Control de conformidad con la Sección 302 de la Ley Sarbanes-Oxley
13.1	Certificación del Gerente General y del Gerente de Finanzas, Administración y Control de conformidad con la Sección 906 de la Ley Sarbanes-Oxley
101.INS	Documento de Instancia XBRL – El documento de instancia no aparece en el archivo de datos interactivo porque sus etiquetas XBRL están incrustadas en el documento XBRL en línea.
101.SCH	Documento Esquema de Extensiones a la Taxonomía XBRL
101.CAL	Documento Linkbase de Cálculo de la Taxonomía XBRL
101.DEF	Documento Linkbase de Definiciones de Extensiones a la Taxonomía XBRL
101.LAB	Documento Linkbase de Etiquetas de la Taxonomía XBRL
101.PRE	Documento Linkbase de Presentación de la Taxonomía XBRL
104	Archivo de datos interactivos de portada en línea - El archivo de datos interactivos de portada no aparece en el archivo de datos interactivos porque sus etiquetas XBRL están incrustadas en el documento XBRL en línea.

Proporcionaremos a la *Securities and Exchange Commission*, previa solicitud, copias de cualesquiera instrumentos no registrados ante ella en los que se definan los derechos de los tenedores de títulos de deuda a largo plazo de Enel Chile.

FIRMAS

Por ésta, el Registrante certifica que cumple con todas las exigencias para presentar el Formulario 20-F y que ha instruido y autorizado debidamente al suscrito para firmar este informe anual en su nombre.

ENEL CHILE S.A.

Por: /f/ Fabrizio Barderi

Nombre: Fabrizio Barderi

Cargo: Gerente General

Fecha: 26 de abril de 2023

ESTATUTOS SOCIALES DE ENEL CHILE S. A.
(Vigentes al 19 de mayo de 2022)

TÍTULO I

Nombre, Domicilio, Duración y Objeto

Artículo 1: Se establece una sociedad anónima abierta que se denominará “**Enel Chile S.A.**” (la “**Sociedad**”), la que se regirá por los presentes Estatutos y, en el silencio de éstos, por las normas legales y reglamentarias que se aplican a este tipo de sociedades.

Artículo 1 Bis: Sin perjuicio de lo establecido en el artículo anterior, la Sociedad estará sujeta a las disposiciones del Decreto Ley número tres mil quinientos, y sus modificaciones.

Artículo 2: El domicilio de la Sociedad será la ciudad de Santiago, pudiendo establecer agencias o sucursales en otros puntos del país o en el extranjero.

Artículo 3: La duración de la Sociedad será indefinida.

Artículo 4: La Sociedad tendrá como objeto realizar la exploración, desarrollo, operación, generación, distribución, transmisión, transformación y/o venta de energía en Chile, en cualquiera de sus formas o naturaleza, directamente o por intermedio de otras empresas, como asimismo, las actividades de investigación, desarrollo, operación, comercialización, compra, venta, importación y mantenimiento de cualquier tipo de bienes relacionados con las tecnologías de la información y de las telecomunicaciones, tales como software, hardware, licencias, desarrollos informáticos y, en general, de cualquier tipo de bienes relacionados con las actividades anteriores; y asesorías en todas las materias señaladas precedentemente. Tendrá también como objeto invertir y administrar su inversión en sociedades filiales y coligadas, que sean generadoras, transmisoras, distribuidoras o comercializadoras de energía eléctrica o cuyo giro corresponda a cualesquiera de los siguientes: (i) la energía en cualquiera de sus formas o naturaleza, (ii) al suministro de servicios públicos o que tengan como insumo principal la energía, (iii) las telecomunicaciones e informática, y (iv) negocios de intermediación a través de Internet. En el cumplimiento de su objeto principal la Sociedad desarrollará las siguientes funciones:

- a) Promover, organizar, constituir, modificar, disolver o liquidar sociedades de cualquier naturaleza, cuyo objeto social sea relacionado a los de la Sociedad.
- b) Proponer a sus empresas filiales las políticas de inversiones, financiamiento y comerciales, así como los sistemas y criterios contables a que éstas deberán ceñirse.
- c) Supervisar la gestión de sus empresas filiales.
- d) Prestar a sus empresas relacionadas, filiales y coligadas los recursos financieros necesarios para el desarrollo de sus negocios y, además, prestar a sus empresas filiales servicios gerenciales; de asesoría financiera, comercial, técnica y legal; de auditoría y, en general, los servicios de cualquier índole que aparezcan como necesarios para su mejor desempeño.

Además de su objeto principal y actuando siempre dentro de los límites que determine la Política de Inversiones y Financiamiento aprobada en Junta de Accionistas, la Sociedad podrá invertir en:

Primero. La adquisición, explotación, construcción, arrendamiento, administración, intermediación, comercialización y enajenación de toda clase de bienes muebles e inmuebles, sea directamente o a través de sociedades filiales o coligadas.

Segundo. Toda clase de activos financieros, incluyendo acciones, bonos y debentures, efectos de comercio y, en general, toda clase de títulos o valores mobiliarios y aportes a sociedades, sea directamente o a través de sociedades filiales o coligadas.

TÍTULO II **Capital y Acciones**

Artículo 5: El capital de la Sociedad es la suma de tres billones ochocientos ochenta y dos mil ciento tres millones cuatrocientos setenta mil ciento ochenta y cuatro pesos (\$3.882.103.470.184), dividido en sesenta y nueve mil ciento sesenta y seis millones quinientos cincuenta y siete mil doscientos veinte (69.166.557.220) acciones ordinarias, nominativas, todas de una misma serie y sin valor nominal, que se suscribe y paga en la forma señalada en el artículo Primero Transitorio de estos estatutos.

Artículo 5 Bis: Ninguna persona, directamente o por intermedio de otras personas relacionadas, podrá ser dueña de más del sesenta y cinco por ciento del capital con derecho a voto de la Sociedad o el porcentaje superior que permita la ley para poseer un factor de concentración igual a cero coma seis. Los accionistas minoritarios deberán poseer al menos el diez por ciento del capital con derecho a voto y a lo menos el quince por ciento del capital con derecho a voto de la sociedad deberá estar suscrito por más de cien accionistas no relacionados entre sí, cada uno de los cuales deberá ser dueño de un mínimo equivalente a cien unidades de fomento en acciones, según el valor que se les haya fijado en el último balance. Se entenderá por accionistas minoritarios y por personas relacionadas, los que se encuentran comprendidos en las definiciones que señala la legislación vigente.

Artículo 6: Las acciones serán nominativas y su suscripción deberá constar por escrito en la forma que determinen las disposiciones legales y reglamentarias vigentes. Su transferencia y transmisión se hará de conformidad a dichas disposiciones. El pago de las acciones suscritas podrá ser en dinero o en otros bienes sean estos corporales o incorporales.

Artículo 7: La Sociedad no reconocerá fracciones de acción. En el caso que una o más acciones pertenezcan en común a varias personas, los codueños estarán obligados a designar un apoderado de todos ellos para actuar ante la Sociedad.

Artículo 8: Los saldos insolutos de las acciones suscritas y no pagadas, serán reajustados en la misma proporción en que varíe el valor de la Unidad de Fomento.

Artículo 9: Los accionistas sólo son responsables del pago de sus acciones y no están obligados a devolver a la caja social las cantidades que hubieren percibido a título de beneficio. En caso de transferencia de acciones suscritas y no pagadas, el cedente responderá solidariamente con el cesionario del pago de su valor, debiendo constar en el título las condiciones de pago de la acción.

Artículo 10: Los pactos particulares entre accionistas relativos a cesión de acciones, deberán ser depositados en la Sociedad a disposición de los demás accionistas y terceros interesados y se hará referencia a ellos en el Registro de Accionistas. Si así no se hiciere, tales pactos serán inoponibles a terceros. Con todo, dichos pactos no afectarán la obligación de la Sociedad de inscribir sin más trámites los traspasos que le presentaren, de conformidad con la ley.

Artículo 11: El Registro de Accionistas, las menciones que deben tener los títulos de acciones y el procedimiento en caso de pérdida o extravíos de títulos, deberá cumplir con las normas legales y reglamentarias pertinentes.

TÍTULO III **De la Administración**

Artículo 12: La Sociedad será administrada por un Directorio compuesto por 7 miembros reelegibles que podrán o no ser accionistas de la Sociedad.

Artículo 13: Los miembros del Directorio serán elegidos por la Junta Ordinaria de Accionistas. El Directorio durará un período de tres años, al final del cual deberá renovarse totalmente o reelegirse.

Artículo 14: Las reuniones de Directorio se constituirán con la mayoría absoluta del número de Directores y los acuerdos se adoptarán por la mayoría absoluta de los Directores asistentes con derecho a voto. En caso de empate, decidirá el voto del que presida la sesión.

Artículo 14 Bis: Todos los actos o contratos que la Sociedad celebre con sus accionistas mayoritarios, sus Directores o Ejecutivos, o con personas relacionadas con éstos, deberán ser previamente aprobados por las dos terceras partes del Directorio y constar en el Acta correspondiente, sin perjuicio de lo dispuesto en el Título XVI de la Ley dieciocho mil cuarenta y seis.

Artículo 15: El Directorio deberá reunirse a lo menos una vez al mes y en cada oportunidad que los intereses sociales así lo requieran. Habrá sesiones ordinarias y extraordinarias. Las primeras se celebrarán en las fechas y horas preestablecidas por el propio Directorio. Las segundas, cuando las cite especialmente el Presidente, por sí, o a petición de uno o más Directores previa calificación que el Presidente haga de la necesidad de la reunión, salvo que esta sea solicitada por la mayoría absoluta de los directores, caso en el cual deberá necesariamente celebrarse la reunión sin calificación previa. En las sesiones extraordinarias, sólo podrán tratarse aquellos asuntos que específicamente se señalen en la convocatoria. En la primera sesión que celebre, después de su designación por la Junta Ordinaria de Accionistas, el Directorio deberá elegir de entre sus miembros a un Presidente.

Artículo 16: Los Directores serán remunerados. El monto de la remuneración será fijado anualmente por la Junta Ordinaria de Accionistas. El Presidente tendrá derecho al doble de lo que corresponda percibir a cada Director.

Artículo 17: El Directorio de la Sociedad la representa judicial y extrajudicialmente y para el cumplimiento del objeto social, lo que no será necesario acreditar a terceros, está investido de todas las facultades de administración y disposición que la Ley o el Estatuto no establezcan como privativas de la Junta de Accionistas, sin que sea necesario otorgarle poder especial alguno, inclusive para aquellos actos o contratos respecto de los cuales las leyes exijan esta circunstancia. Lo anterior no obsta a la representación que compete al Gerente General. El Directorio podrá delegar parte de sus facultades en el Gerente General, Gerentes, Subgerentes, Abogados y ejecutivos principales de la Sociedad, en un Director o en una Comisión de Directores y, para objetos especialmente determinados, en otras personas.

Artículo 17 Bis: En el ejercicio de las facultades que se expresan en el artículo precedente, el Directorio deberá actuar siempre dentro de los límites que determine la política de inversiones y de financiamiento que apruebe la Junta Ordinaria en conformidad a lo establecido por el artículo ciento diecinueve del Decreto Ley número tres mil quinientos, de mil novecientos ochenta, y sus modificaciones.

Artículo 18: La Sociedad tendrá un Gerente General, que será designado por el Directorio y estará premunido de todas las facultades propias de un factor de comercio y de todas aquellas que expresamente le otorgue el Directorio. El cargo de Gerente General es incompatible con el de Presidente, Director, Auditor o Contador de la Sociedad.

TÍTULO IV

De las Juntas de Accionistas

Artículo 19: Los accionistas se reunirán en Juntas Ordinarias y Extraordinarias. Las primeras se celebrarán una vez al año dentro del cuatrimestre siguiente al Balance General para decidir respecto de las materias propias de su conocimiento sin que sea necesario señalarlas en la respectiva citación. Las segundas podrán celebrarse en cualquier tiempo, cuando así lo exijan las necesidades sociales, para decidir respecto de cualquier materia que la Ley o estos Estatutos entreguen al conocimiento de las Juntas de Accionistas y siempre que tales materias se señalen en la citación correspondiente. Las citaciones a Juntas Ordinarias y Extraordinarias no serán necesarias cuando en la respectiva Asamblea esté representada el total de las acciones válidamente emitidas. Cuando una Junta Extraordinaria deba pronunciarse sobre materias propias de una Junta Ordinaria, su funcionamiento y acuerdo se sujetarán, en lo pertinente, a los quórum aplicables a esta última clase de Junta.

Artículo 20: Son materia de Junta Ordinaria: Uno) El examen de la situación de la Sociedad y de los informes de los inspectores de cuentas y auditores externos y la aprobación o rechazo de la memoria, del balance, de los estados y demostraciones financieras presentados por los administradores o liquidadores de la Sociedad; Dos) La distribución de las utilidades de cada ejercicio y, en especial, el reparto de dividendos; Tres) La elección o renovación de los miembros del Directorio, de los liquidadores y de los fiscalizadores de la administración; y, Cuatro) En general, cualquier materia de interés social que no sea propia de una Junta Extraordinaria. Las Juntas Ordinarias designarán anualmente a una empresa de auditoría externa regida por el Título XXVIII de la Ley Número dieciocho mil cuarenta y cinco, con el objeto de que (a) examinen selectivamente los montos, respaldos y antecedentes que conforman la contabilidad y los estados financieros; (b) evalúen los principios de contabilidad utilizados y la consistencia de su aplicación con los estándares relevantes, así como las estimaciones significativas hechas por la administración, y; (c) emitan sus conclusiones respecto de la presentación general de la contabilidad y los estados financieros, indicando

con un razonable grado de seguridad, si ellos están exentos de errores significativos y cumplen con los estándares relevantes en forma cabal, consistente y confiable.

Artículo 20 Bis: Además de lo dispuesto en el artículo precedente, corresponderá a la Junta Ordinaria aprobar la política de inversiones y de financiamiento que proponga la administración, en los términos que se contemplan en el artículo ciento diecinueve del Decreto Ley número tres mil quinientos, de mil novecientos ochenta, y sus modificaciones. Corresponderá también a la Junta Ordinaria designar anualmente inspectores de cuentas titulares con sus respectivos suplentes, con las facultades establecidas en el artículo cincuenta y uno de la Ley número dieciocho mil cuarenta y seis.

Artículo 21: Son materia de Junta Extraordinaria: Uno) La disolución de la Sociedad; Dos) La transformación, fusión o división de la Sociedad y la reforma de sus Estatutos; Tres) La emisión de bonos o debentures convertibles en acciones; Cuatro) La enajenación de un cincuenta por ciento o más de su activo, sea que incluya o no su pasivo, lo que se determinará conforme al balance del ejercicio anterior; como asimismo, la formulación o modificación de cualquier plan de negocios que contemple la enajenación de activos por un monto que supere el porcentaje antedicho. Asimismo, la enajenación del cincuenta por ciento o más del activo de una filial, siempre que ésta represente al menos un veinte por ciento del activo de la Sociedad, como cualquier enajenación de sus acciones que implique que la matriz pierda el carácter de controlador; Cinco) El otorgamiento de garantías reales o personales para caucionar obligaciones de terceros, excepto si éstos fueren sociedades filiales, en cuyo caso, la aprobación del Directorio será suficiente y, Seis) Las demás materias que por la Ley o por estos Estatutos, correspondan a su conocimiento o a la competencia de las Juntas de Accionistas. Las materias referidas en los números uno, dos, tres y cuatro sólo podrán acordarse en Juntas celebradas ante notario, quien deberá certificar que el acta es expresión fiel de lo ocurrido y acordado en la reunión.

Artículo 21 Bis: Sin perjuicio de lo establecido en el artículo anterior, serán también materia de la Junta Extraordinaria: a) La enajenación de los bienes o derechos de la Sociedad declarados esenciales para su funcionamiento en la política de inversiones y de financiamiento, como asimismo la constitución de garantías sobre ellos; y b) La modificación anticipada de la política de inversión y financiamiento aprobada por la Junta Ordinaria.

Artículo 22: Las Juntas serán convocadas por el Directorio de la Sociedad y la citación se efectuará por medio de un aviso destacado que se publicará en la forma, oportunidades y plazos establecidos en la ley. Además, deberá difundirse el hecho que se realizará una junta de accionistas en la forma, oportunidades y plazos que establezca la ley o la Comisión para el Mercado Financiero, la que deberá contener una referencia la fecha de la Junta de Accionistas, las materias a ser tratadas en ella, así como la indicación de la forma de obtener copias íntegras de los documentos que fundamenten las diversas opciones sometidas a su voto, si los hubiere, los que además deberán ponerse a disposición de los accionistas en el sitio internet de la Sociedad. La omisión de esta obligación no afectará la validez de la citación, pero los Directores, Liquidadores y Gerentes de la Sociedad infractora responderán de los perjuicios que causaren a los accionistas, no obstante las sanciones administrativas que la Comisión para el Mercado Financiero pueda aplicarles. Sin embargo, podrán auto convocarse y celebrarse válidamente aquellas Juntas a las que concurran la totalidad de las acciones emitidas con derecho a voto, aun cuando no se hubieren cumplido las formalidades requeridas para su citación. La celebración de toda Junta de Accionistas deberá ser comunicada a la Comisión para el Mercado Financiero en la forma, oportunidades y plazos que determine la ley o la Comisión para el Mercado Financiero. Para la celebración de una Junta de Accionistas, la Sociedad podrá establecer sistemas que permitan la participación y voto a distancia, siempre que dichos sistemas resguarden debidamente los derechos de los accionistas y la regularidad del proceso de votación.

Artículo 23: Las Juntas se constituirán en primera citación, con la mayoría absoluta de las acciones emitidas con derecho a voto; y, en segunda citación, con las que se encuentren presentes o representadas, cualquiera que sea su número, y los acuerdos se adoptarán por la mayoría absoluta de las acciones presentes o representadas con derecho a voto. Los avisos de la segunda citación sólo podrán publicarse una vez que hubiere fracasado la Junta a efectuarse en primera citación y, en todo caso, la nueva Junta deberá ser citada para celebrarse dentro de los cuarenta y cinco días siguientes a la fecha fijada para la Junta no efectuada. Las Juntas serán presididas por el Presidente del Directorio o por el que haga sus veces y actuará como Secretario de la Junta el Secretario titular del Directorio de la Sociedad, cuando lo hubiere, o el Gerente, en su reemplazo.

Artículo 24: Los acuerdos de la Junta Extraordinaria de Accionistas que digan relación con la modificación de los Estatutos, requerirán de las dos terceras partes de las acciones emitidas con derecho a voto.

Artículo 24 Bis: Mientras la Sociedad se encuentre sujeta a las disposiciones contenidas en el Título XII y demás pertinentes del Decreto Ley número tres mil quinientos, de mil novecientos ochenta, y sus modificaciones, cualquiera

modificación a las normas establecidas en los artículos Primero Bis, Quinto Bis, Noveno Bis, Décimo Cuarto Bis, Décimo Séptimo Bis, Vigésimo Bis, Vigésimo Primero Bis, Vigésimo Séptimo Bis, Trigésimo Séptimo Bis y en el presente artículo, requerirá el voto conforme del setenta y cinco por ciento de las acciones emitidas con derecho a voto, de acuerdo con lo prescrito por el artículo ciento veintiuno del referido Decreto Ley número tres mil quinientos.

Artículo 25: Solamente podrán participar en Juntas y ejercer sus derechos de voz y voto, los titulares de acciones inscritas en el Registro de Accionistas a la medianoche del quinto día hábil anterior a aquel en que haya de celebrarse la respectiva Junta. Los titulares de acciones sin derecho a voto, así como los Directores y Gerentes que no sean accionistas, podrán participar en las Juntas con derecho a voz.

Artículo 26: Los accionistas podrán hacerse representar en las Juntas por medio de otra persona aunque ésta no sea accionista. Lo anterior, sin perjuicio de lo establecido en el artículo cuarenta y cinco bis del Decreto Ley número tres mil quinientos. La representación deberá conferirse por escrito por el total de las acciones de las cuales el mandante sea titular a la fecha señalada en el artículo Vigésimo Quinto precedente.

Artículo 27: Los accionistas tendrán derecho a un voto por acción que posean o representen, pudiendo acumularlos o distribuirlos en las elecciones como lo estimen conveniente.

Artículo 27 Bis: No obstante lo dispuesto por el artículo anterior, ningún accionista podrá ejercer por sí o en representación de otros accionistas, el derecho a voto por un porcentaje de las acciones suscritas y con derecho a voto de la sociedad, superior a la máxima concentración permitida en los estatutos, debiendo descontar para este efecto el exceso sobre dicha máxima concentración. Para el cálculo de este porcentaje deberán sumarse a las acciones del accionista, las que sean de propiedad de personas relacionadas con éste. Tampoco podrá persona alguna representar a accionistas que en conjunto representen un porcentaje superior a aquel de concentración máxima permitida en los estatutos.

TÍTULO V

Del Comité de Directores y del Comité de Auditoría

Artículo 28: En tanto la sociedad cumpla con los requisitos patrimoniales y de concentración establecidos en el artículo cincuenta bis, o del que lo suceda o reemplace, de la Ley N° 18.046, estará obligada a designar un director independiente y un Comité de Directores. Este Comité se regirá en su generación, integración, funcionamiento y atribuciones por lo dispuesto en la Ley sobre Sociedades Anónimas y lo preceptuado en la materia por la Comisión para el Mercado Financiero.

Artículo 29: Sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo precedente, en tanto la Sociedad sea un emisor de valores debidamente registrado ante la Bolsa de Valores de Nueva York (NYSE) o cualquier otra bolsa nacional estadounidense, la generación, integración, funcionamiento y atribuciones del Comité de Directores se regirá también, en todo cuanto no sea contrario a la legislación de Chile, por lo dispuesto en forma obligatoria para los denominados “Comités de Auditoría” en la *Sarbanes Oxley Act* (SOX) de los Estados Unidos de América y por lo preceptuado en esta materia por la *Securities and Exchange Commission* (SEC) y la Bolsa de Valores de Nueva York (NYSE), o por el organismo o entidad que en definitiva corresponda conforme a la legislación de los Estados Unidos de América. Con todo, en caso de un conflicto, discordancia o incompatibilidad irreconciliable o irremediable entre lo dispuesto por la legislación chilena y la estadounidense para el Comité de Directores y el Comité de Auditoría, respectivamente, primará la ley chilena por sobre la extranjera, sin perjuicio que el Directorio podrá convocar a una junta extraordinaria de accionistas para reformar los estatutos en caso que sea necesario y tendrá las más amplias facultades, actuando dentro de su esfera de atribuciones, para resolver dicho conflicto, discordancia o incompatibilidad, en la medida que ello sea posible, mediante la creación de nuevos comités y/o subcomités, como también mediante la delegación de parte de sus facultades de conformidad con lo dispuesto por el artículo 40 de la Ley sobre Sociedad Anónimas. Los accionistas, directores y el Directorio de la Sociedad deberán velar en todo momento que los acuerdos y políticas adoptados por ésta sean compatibles y armónicos con las disposiciones de ambas legislaciones.

Artículo 30: El Comité de Directores estará compuesto por tres miembros, la mayoría de los cuales deberán ser independientes según los criterios y requisitos que para estos efectos establece el artículo cincuenta bis de la Ley N° 18.046, tanto al momento de su designación, como durante todo el período que se desempeñen como miembros del Comité. Sin perjuicio de lo anterior, complementariamente a lo dispuesto en el artículo Vigésimo Noveno precedente, en tanto la Sociedad sea un emisor de valores debidamente registrado ante la NYSE o cualquier otra bolsa nacional estadounidense, y en orden a dar estricto cumplimiento a las exigencias legales y reglamentarias que dicho registro conlleva, todos los miembros del Comité de Directores deberán cumplir adicionalmente con los criterios y requisitos

de independencia que al efecto prescriben la SOX, la SEC y la NYSE. Así, ningún director que haya sido elegido o designado como miembro del Comité de Directores podrá mantener vinculación, interés o dependencia alguna con la Sociedad, sea económica, profesional, crediticia o comercial, cualquiera sea su monto o naturaleza, ni recibir, directa o indirectamente, ingreso, remuneración o compensación alguna de parte de la Sociedad o cualquiera de sus filiales, que no sea por concepto ni tenga como única y exclusiva fuente las labores que desempeñe como miembro del Directorio, como miembro del Comité de Directores, o como miembro de cualquier otro comité o subcomité de directores de la sociedad.

Artículo 31: La pérdida de independencia que de conformidad a las leyes que rigen a la Sociedad y estos estatutos afecte a un miembro del Comité, dará lugar a la inhabilidad sobreviniente del respectivo director para desempeñar su cargo como director y miembro del Comité de Directores, por lo que cesará automáticamente en dicho cargo, sin perjuicio de su responsabilidad frente a los accionistas.

Artículo 32: Los directores designados miembros del Comité de Directores lo serán por el período de su nombramiento como Director, y sólo podrán renunciar a este cargo cuando renuncien al cargo de director o hayan adquirido una inhabilidad sobreviniente para desempeñar su cargo, caso en el cual tendrá aplicación lo dispuesto en el artículo precedente. Ningún director elegido o designado para integrar el Comité de Directores podrá excusarse de dicha elección o designación.

Artículo 33: Las reuniones del Comité de Directores se constituirán válidamente con la mayoría absoluta del número de sus miembros y sus acuerdos se adoptarán por la mayoría absoluta de los miembros asistentes. El Comité de Directores deberá elegir de su seno un Presidente, el cual tendrá voto dirimente en caso de empate.

Artículo 34: El Comité tendrá las facultades y deberes que expresamente hayan sido contempladas tanto en las leyes y sus reglamentos, como en la normativa que al efecto haya dictado la autoridad administrativa competente, en especial, las enumeradas en el artículo 50 bis de la Ley N° 18.046, como asimismo cualquier otra materia, encargo facultad o deber que le encomiende una junta de accionistas o el directorio.

Artículo 35: Las deliberaciones, acuerdos y organización del Comité de Directores se regirán, en todo lo que les fuere aplicable, por las normas relativas a las sesiones de directorio de la Sociedad.

TÍTULO VI

Balance, Fondos y Utilidades

Artículo 36: Al treinta y uno de diciembre de cada año, se practicará un Balance General de las operaciones de la Sociedad, que el Directorio presentará a la Junta Ordinaria de Accionistas, acompañado de una memoria razonada acerca de la situación de la Sociedad y del estado de ganancias y pérdidas y del informe que al respecto presenten los inspectores de cuentas y auditores externos. Todos estos documentos deberán reflejar con claridad la situación patrimonial de la Sociedad al cierre del respectivo ejercicio y los beneficios obtenidos o las pérdidas sufridas durante el mismo.

Artículo 37: En una fecha no posterior a la del primer aviso de convocatoria para la Junta Ordinaria, el Directorio deberá poner a disposición de cada uno de los accionistas inscritos en el respectivo Registro una copia del Balance y de la Memoria de la Sociedad, incluyendo el dictamen de los auditores externos e inspectores de cuentas y sus notas respectivas. El balance general y estados financieros e informe de los auditores externos y las demás informaciones que determine la ley o la Comisión para el Mercado Financiero se publicarán en el sitio Internet de la Sociedad en los plazos y con la anticipación establecida en la ley o reglamentación aplicable. Además, los documentos señalados deberán presentarse a la Comisión para el Mercado Financiero en la oportunidad y forma que ésta determine. La memoria, balance, inventario, actas de Directorio y Junta, libros e informes de los fiscalizadores, deberán estar a disposición de los accionistas en las oficinas de la Sociedad durante los quince días anteriores a la fecha indicada para la Junta. Si el balance general y estado de ganancias y pérdidas fueren alterados por la Junta, las modificaciones, en lo pertinente, se pondrán a disposición de los accionistas dentro de los quince días siguientes a la fecha de la Junta.

Artículo 38: Salvo acuerdo diferente adoptado en la Junta respectiva, acordado por la unanimidad de las acciones emitidas, se distribuirán anualmente, como dividendo en dinero a sus accionistas, a prorrata de sus acciones, a lo menos el treinta por ciento de las utilidades líquidas de cada ejercicio. En todo caso, el Directorio podrá, bajo la responsabilidad personal de los Directores que concurran al acuerdo respectivo, distribuir dividendos provisionales durante el ejercicio con cargo a las utilidades del mismo, siempre que no hubiere pérdidas acumuladas. La parte de las utilidades que no sea destinada por la Junta a dividendos, podrá en cualquier tiempo, ser capitalizada, previa

reforma de Estatutos, por medio de la emisión de acciones liberadas o por el aumento del valor nominal de las acciones, o ser destinadas al pago de dividendos eventuales en ejercicio futuros.

TÍTULO VII

Disolución y Liquidación

Artículo 39: La disolución de la Sociedad se verificará en los casos previstos por la Ley. La disolución anticipada sólo podrá ser acordada en Junta Extraordinaria de Accionistas con el voto conforme de las dos terceras partes de las acciones emitidas con derecho a voto.

Artículo 40: Disuelta la Sociedad, la liquidación será practicada por una Comisión Liquidadora formada por tres personas, accionistas o no, elegidas por la Junta de Accionistas, quienes tendrán las facultades, deberes y obligaciones establecidas en la Ley o en el Reglamento. Si la Sociedad se disolviera por reunirse por un período ininterrumpido que exceda de diez días, todas las acciones en una sola mano, no será necesaria la liquidación.

Artículo 41: Los liquidadores convocarán a Junta Ordinaria de Accionistas en el mes de abril de cada año, para darles cuenta del estado de la liquidación. Si en el plazo de dos años no estuviere terminada la liquidación, se procederá a nueva elección de liquidadores, pudiendo ser reelegidos los mismos. El cargo de liquidadores es remunerado y corresponde a la Junta Ordinaria de Accionistas fijar su remuneración. El cargo de liquidador es revocable por la Junta Ordinaria o Extraordinaria de Accionistas. Los liquidadores cesarán en su cargo por incapacidad legal sobreviniente o por su declaración de quiebra.

TÍTULO VIII

Disposiciones Generales

Artículo 42: Las diferencias que se produzcan entre los accionistas en su calidad de tales, o entre estos y la Sociedad o sus administradores, sea durante su vigencia o liquidación, serán resueltas por un árbitro nombrado de común acuerdo por las partes, quien tendrá el carácter de arbitrador en cuanto al procedimiento, pero deberá fallar conforme a Derecho. De no existir tal consenso, el árbitro será designado por la Justicia Ordinaria a petición de cualquiera de ellas, en cuyo caso el nombramiento sólo podrá recaer en abogados que se desempeñen o que se hayan desempeñado como profesores de las cátedras de Derecho Económico o Comercial en las Facultades de Derecho de las Universidades de Chile, Católica de Chile y Católica de Valparaíso por al menos tres años consecutivos. Lo anterior es sin perjuicio de que al producirse un conflicto, el demandante pueda sustraer su conocimiento de la competencia del árbitro y someterlo a la decisión de la Justicia Ordinaria, derecho que no podrá ser ejercido por los directores, gerentes, administradores y ejecutivos principales de la Sociedad, ni tampoco por aquellos accionistas que individualmente posean, directa o indirectamente, acciones cuyo valor libro o bursátil supere las cinco mil unidades de fomento, de acuerdo al valor de dicha unidad a la fecha de presentación de la demanda.

Artículo 43: En el silencio de estos Estatutos y en todo lo que no esté previsto expresamente en ellos, regirán las disposiciones de la Ley número dieciocho mil cuarenta y seis, sus modificaciones y Reglamentos aplicables a las sociedades anónimas abiertas y las pertinentes del Decreto Ley número tres mil quinientos en el caso previsto en el artículo ciento once de dicho texto legal.

Artículo 44: La Sociedad continuará sujeta a la Resolución N° 667 de la Honorable Comisión Resolutiva, de fecha 30 de octubre de 2002; en el entendido que las restricciones que impone no se aplicarán a la sociedad respecto de Enel Américas S.A.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Artículo 1° Transitorio: El capital de la Sociedad es la suma de tres billones ochocientos ochenta y dos mil ciento tres millones cuatrocientos setenta mil ciento ochenta y cuatro pesos (\$3.882.103.470.184), dividido en sesenta y nueve mil ciento sesenta y seis millones quinientos cincuenta y siete mil doscientos veinte (69.166.557.220) acciones ordinarias, nominativas, todas de una misma serie y sin valor nominal, el cual se ha suscrito y pagado de la siguiente manera: (a) con la suma de dos billones doscientos veintinueve mil ciento ocho millones novecientos setenta y cuatro

mil quinientos treinta y ocho pesos (\$2.229.108.974.538), correspondientes a cuarenta y nueve mil noventa y dos millones setecientos setenta y dos mil setecientos sesenta y dos (49.092.772.762) acciones, íntegramente suscritas y pagadas; **(b)** con la suma de seiscientos cincuenta y tres mil seiscientos cincuenta y cinco millones doscientos veinticinco mil quinientos ochenta pesos (\$653.655.225.580), correspondientes a siete mil novecientos setenta y un millones cuatrocientos sesenta mil ciento noventa y cuatro (7.971.460.194) acciones, emitidas con cargo al aumento de capital acordado en junta extraordinaria de accionistas de la Sociedad de fecha veinte de diciembre de dos mil diecisiete, las que fueron íntegramente suscritas y pagadas en dinero efectivo en o con anterioridad al treinta y uno de diciembre de dos mil dieciocho; **(c)** con la suma de un billón setenta y un mil setecientos veintisiete millones doscientos setenta y ocho mil seiscientos sesenta y ocho pesos (\$1.071.727.278.668), correspondiente a trece mil sesenta y nueve millones ochocientos cuarenta y cuatro mil ochocientos sesenta y dos (13.069.844.862) acciones, emitidas con cargo al aumento de capital acordado en la junta extraordinaria de accionistas de la Sociedad de fecha veinte de diciembre de dos mil diecisiete, que acordó y aprobó la fusión por incorporación de Enel Green Power Latin America S.A. en la Sociedad, sujeta al cumplimiento de las condiciones suspensivas estipuladas en dicha junta, las cuales incluían, entre otros, que Enel Chile hubiere publicado, de conformidad con el artículo doscientos doce de la Ley de Mercado de Valores, un aviso de resultado de la OPA de 2018 respecto de las acciones controladas por accionistas minoritarios de Enel Generación Chile S.A., declarando el éxito de la misma de conformidad con sus propios términos y condiciones. La fusión antes indicada surtió sus efectos el dos de abril de dos mil dieciocho. Como consecuencia de la fusión, la Sociedad, como entidad absorbente, incorporó a Enel Green Power Latin America S.A., absorbiéndola y sucediéndola en todos sus derechos y obligaciones. Las acciones del aumento de capital de la fusión quedaron suscritas y pagadas con cargo a la incorporación del patrimonio que correspondía a la sociedad absorbida. Estas acciones se emitieron y entregaron a los accionistas de Enel Green Power Latin America S.A. en proporción a su participación accionaria en dicha compañía mediante el canje de sus acciones en dicha entidad por acciones de la Sociedad de acuerdo a la relación de canje de 15,8 acciones de la Sociedad por cada acción de Enel Green Power Latin America S.A. que poseían; y **(d)** menos la suma de setenta y un mil novecientos cuarenta y cuatro millones ochocientos treinta y un mil seiscientos sesenta y siete pesos (-\$71.944.831.667) equivalentes a novecientos sesenta y siete millones quinientos veinte mil quinientas noventa y ocho (-967.520.598) acciones ordinarias, nominativas, todas de una misma serie y sin valor nominal que corresponde al número de acciones respecto de las cuales los accionistas disidentes ejercieron el derecho a retiro de Enel Chile S.A. previo pago por parte de la Compañía del valor de sus acciones con ocasión de la aprobación de la fusión de Enel Green Power Latin America S.A. en Enel Chile S.A., acordada en la Junta Extraordinaria de Accionistas de fecha veinte de diciembre de dos mil diecisiete, las cuales se redujeron de pleno derecho por no haber sido enajenadas en el plazo de un año a contar de su adquisición.

Lista de principales filiales al 31 de diciembre de 2022

Filial	Jurisdicción	Nombre de fantasía
Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Enel Distribución
Enel Generación Chile S.A.	Chile	Enel Generación
Enel Green Power Chile S.A.	Chile	EGP Chile
Pehuenche S.A.	Chile	Pehuenche

CERTIFICACIÓN 302

Yo, Fabrizio Barderi, certifico que:

1. He revisado este informe anual presentado en el Formulario 20-F de Enel Chile S.A.;
2. A mi entender, este informe no contiene declaraciones falsas sobre hechos esenciales ni omite declarar hechos esenciales necesarios para evitar que las declaraciones en él formuladas, a la luz de las circunstancias en las que dichas declaraciones fueron formuladas, conduzcan a error en lo que respecta al período que este informe abarca;
3. A mi entender, los estados financieros y otra información financiera incluida en este informe presentan cabalmente en todos los aspectos sustanciales la situación financiera, resultados de las operaciones y flujos de caja de la compañía, a la fecha y respecto de los correspondientes períodos presentados en este informe;
4. Los demás funcionarios ejecutivos de la compañía que certifican y el suscrito somos responsables de establecer y mantener controles y procedimientos de divulgación (a tenor de las Reglas 13a-15(e) y 15d-15(e) de la Ley de Bolsas) y el control interno sobre la información financiera (a tenor de las Reglas 13a-15(f) and 15d-15(f) de la Ley de Bolsas) de la compañía y hemos:
 - (a) diseñado dichos controles y procedimientos de divulgación, o instruido que dichos controles y procedimientos de divulgación sean diseñados bajo nuestra supervisión, de manera de garantizar que toda información esencial relativa a la compañía, incluyendo sus filiales consolidadas, nos sea comunicada por otras personas pertenecientes a dichas entidades, particularmente durante el período en el cual este informe es elaborado;
 - (b) diseñado dicho control interno sobre la información financiera, o instruido que dicho control interno sobre la información financiera sea diseñado bajo nuestra supervisión, de manera de ofrecer garantías razonables acerca de la veracidad de la información financiera y de la elaboración de los estados financieros para propósitos externos en conformidad con los principios de contabilidad generalmente aceptados;
 - (c) evaluado la eficacia de los controles y procedimientos de divulgación de la compañía y presentado en este informe nuestras conclusiones acerca de la eficacia de los controles y procedimientos de divulgación, al cierre del período que abarca este informe en base a dicha evaluación; y
 - (d) divulgado en este informe todo cambio que haya ocurrido en el control interno de la compañía sobre la información financiera durante el período que abarca este informe anual que pueda haber afectado de manera esencial, o que pudiera razonablemente afectar de manera esencial, el control interno de la compañía sobre la información financiera; y
5. El otro funcionario ejecutivo de la compañía que certifica y el suscrito, en base a nuestra más reciente evaluación del control interno sobre la información financiera, hemos dado a conocer a los auditores de la compañía y al comité de auditoría del directorio de la compañía (o a aquellas personas que desempeñan las funciones equivalentes):
 - (a) toda deficiencia significativa y debilidad importante en el diseño o en la operación del control interno sobre la información financiera que razonablemente pudieran afectar adversamente la capacidad de la compañía de registrar, procesar, resumir y comunicar información financiera; y
 - (b) todo fraude, de carácter significativo o no, que involucre a la administración o a otros empleados que desempeñan una función importante en el control interno de la compañía sobre la información financiera.

Fecha: 26 de abril de 2023

/f/ Fabrizio Barderi

Fabrizio Barderi
Gerente General

CERTIFICACIÓN 302

Yo, Giuseppe Turchiarelli, certifico que:

1. He revisado este informe anual presentado en el Formulario 20-F de Enel Chile S.A.;
2. A mi entender, este informe no contiene declaraciones falsas sobre hechos esenciales ni omite declarar hechos esenciales necesarios para evitar que las declaraciones en él formuladas, a la luz de las circunstancias en las que dichas declaraciones fueron formuladas, conduzcan a error en lo que respecta al período que este informe abarca;
3. A mi entender, los estados financieros y otra información financiera incluida en este informe presentan cabalmente en todos los aspectos sustanciales la situación financiera, resultados de las operaciones y flujos de caja de la compañía, a la fecha y respecto de los correspondientes períodos presentados en este informe;
4. Los demás funcionarios ejecutivos de la compañía que certifican y el suscrito somos responsables de establecer y mantener controles y procedimientos de divulgación (a tenor de las Reglas 13a-15(e) y 15d-15(e) de la Ley de Bolsas) y el control interno sobre la información financiera (a tenor de las Reglas 13a-15(f) and 15d-15(f) de la Ley de Bolsas) de la compañía y hemos:
 - (a) diseñado dichos controles y procedimientos de divulgación, o instruido que dichos controles y procedimientos de divulgación sean diseñados bajo nuestra supervisión, de manera de garantizar que toda información esencial relativa a la compañía, incluyendo sus filiales consolidadas, nos sea comunicada por otras personas pertenecientes a dichas entidades, particularmente durante el período en el cual este informe es elaborado;
 - (b) diseñado dicho control interno sobre la información financiera, o instruido que dicho control interno sobre la información financiera sea diseñado bajo nuestra supervisión, de manera de ofrecer garantías razonables acerca de la veracidad de la información financiera y de la elaboración de los estados financieros para propósitos externos en conformidad con los principios de contabilidad generalmente aceptados;
 - (c) evaluado la eficacia de los controles y procedimientos de divulgación de la compañía y presentado en este informe nuestras conclusiones acerca de la eficacia de los controles y procedimientos de divulgación, al cierre del período que abarca este informe en base a dicha evaluación; y
 - (d) divulgado en este informe todo cambio que haya ocurrido en el control interno de la compañía sobre la información financiera durante el período que abarca este informe anual que pueda haber afectado de manera esencial, o que pudiera razonablemente afectar de manera esencial, el control interno de la compañía sobre la información financiera; y
5. El otro funcionario ejecutivo de la compañía que certifica y el suscrito, en base a nuestra más reciente evaluación del control interno sobre la información financiera, hemos dado a conocer a los auditores de la compañía y al comité de auditoría del directorio de la compañía (o a aquellas personas que desempeñan las funciones equivalentes):
 - (a) toda deficiencia significativa y debilidad importante en el diseño o en la operación del control interno sobre la información financiera que razonablemente pudieran afectar adversamente la capacidad de la compañía de registrar, procesar, resumir y comunicar información financiera; y
 - (b) todo fraude, de carácter significativo o no, que involucre a la administración o a otros empleados que desempeñan una función importante en el control interno de la compañía sobre la información financiera.

Fecha: 26 de abril de 2023

/f/ Giuseppe Turchiarelli
Giuseppe Turchiarelli
Gerente de Administración, Finanzas y Control

CERTIFICACIÓN 906

La certificación siguiente es presentada en conexión con el Informe Anual contenido en el Formulario 20-F correspondiente al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2022, para los efectos de cumplir con la Regla 13a-14(b) o Regla 15d-14(b) de la Ley de Bolsas de 1934 (en adelante, la Ley de Bolsas) y con la Sección 1.350 del Capítulo 63 del Título 18 del Código de Estados Unidos.

Fabrizio Barderi, Gerente General, y Giuseppe Turchiarelli, Gerente de Administración, Finanzas y Control, de Enel Chile S.A., certifican individualmente que, a su leal saber y entender:

1. el informe cumple plenamente con las exigencias contempladas en la Sección 13(a) o 15(d) de la Ley de Bolsas; y
2. la información contenida en el informe presenta a cabalidad, en todos los aspectos importantes, la situación financiera y los resultados de las operaciones de Enel Chile.

Fecha: 26 de abril de 2023

/f/ Fabrizio Barderi
Nombre: Fabrizio Barderi
Gerente General

/f/ Giuseppe Turchiarelli
Nombre: Giuseppe Turchiarelli
Gerente de Administración, Finanzas y Control