MEMORIA INTEGRADA 2022

ENGIE

RAZÓN SOCIAL:
ENGIE ENERGÍA CHILE S.A.

DOMICILIO:
LAS CONDES, SANTIAGO, CHILE.

ROL ÚNICO TRIBUTARIO:
88.006.900-4

TIPO DE ENTIDAD:
SOCIEDAD ANÓNIMA ABIERTA.

INSCRIPCIÓN EN EL REGISTRO DE VALORES:
N° 273 DEL 23 DE JULIO DE 1985.

AUDITORES EXTERNOS:
EY SERVICIOS PROFESIONALES DE AUDITORÍA Y ASESORÍAS SpA.

ASESORÍA LEGAL EXTERNA:
PRIETO ABOGADOS SpA.

DIRECCIONES:

OFICINA CENTRAL:
ISIDORA GOYENECHEA 2800, PISO 16,
LAS CONDES, SANTIAGO, CHILE.

OFICINA EN ANTOFAGASTA:
RÓMULO PEÑA N° 4008, ANTOFAGASTA, CHILE.
TELÉFONO: (56-55) 642 900
FAX: (56-55) 642 979

COMPLEJO TERMOELÉCTRICO MEJILLONES:
CAMINO A CHACAYA N° 3910, MEJILLONES,
CHILE. TELÉFONO: (56-55) 658 100
FAX: (56-55) 658 099

COMPLEJO TERMOELÉCTRICO TOCOPILLA:
AVDA. DR. LEONARDO GUZMÁN 0780,
TOCOPILLA, CHILE.
TELÉFONO: (56-55) 819 176

CENTRAL DIÉSEL ARICA:
AVDA. SANTA MARÍA 2251, ARICA, CHILE.
TELÉFONO: (56-58) 241 109

SITIO WEB:
www.engie-energia.cl

RELACIÓN CON INVERSIONISTAS:

MARCELA MUÑOZ LAGOS
marcela.munoz@engie.com
inversionistas@engie.com

SOSTENIBILIDAD
matias.bernales@engie.com

ACERCA DE NUESTRA MEMORIA

Durante los últimos seis años, a través de este documento formal, hemos compartido los avances de nuestra estrategia de crecimiento y creación de valor, así como los principales aspectos de la gestión que realizamos de nuestros impactos sociales y ambientales.

Los contenidos expuestos en nuestra Memoria Integrada 2022 responden a:

- Los requerimientos de la Norma de Carácter General (NCG 461) de la Comisión para el Mercado Financiero (CMF).
- El estándar de reporte SASB (Sustainability Accounting Standards Board) del sector Compañías Eléctricas y Generadores Eléctricos.
- Los nuevos Estándares del Global Reporting Iniciative (GRI) 2021.
- Los diez principios del Pacto Mundial de Naciones Unidas.
- La opinión de nuestros grupos de interés recogida en nuestra encuesta de materialidad.

Su elaboración contó con la activa participación de las gerencias corporativas de la compañía, responsables de la entrega y validación de los contenidos.

2016

2017

2018

2019

2020

2021

ÍNDICE

10 1. SOMOS ENGIE ENERGÍA CHILE

1.1 ENGIE Energía Chile en una mirada **12** / 1.2 Creación de Valor **14**/ 1.3 Nuestras Operaciones **16** / 1.4 Nuestra Historia y Avances ESG en 2022 **8**

20 2. GOBIERNO CORPORATIVO

2.1 Marco de Gobernanza **22** / 2.2 Enfoque de Sostenibilidad **25** / 2.3 Organigrama **28** / 2.4 Directorio **30** / 2.5 Ejecutivos Principales **36** / 2.6 Conflictos de Interés **39** / 2.7 Grupos de Interés **40**

42 3. NUESTRA ESTRATEGIA

3.1 Sostenibilidad en el Modelo de Negocio **44** / 3.1.1 Gestión de impactos **47**/ 3.2 Innovación y Digitalización en la Estrategia **50** / 3.3 Cadena de Suministro **52**

54 4. PERFORMANCE

4.1 Industria en la que Participamos **56** / 4.2 Marco Regulatorio **58** / 4.3 Entorno del Negocio en 2022 **60** / 4.4 Desempeño Económico y por Unidades de Negocio **64**

74 5. PERSONAS

5.1 Transición Justa **76** / 5.2 Gestión Territorial **82** / 5.3 Salud y Seguridad en el Trabajo **89** / 5.4 Personas y Cultura **96** / 5.5 Diversidad e Inclusión **104** / 5.6 Gestión de Proveedores **114**

118 6. PLANETA

6.1 Emisiones **120** / 6.2 Gestión de Residuos **125** / 6.3 Biodiversidad **128** / 6.4 Agua **130**

134 7. FACTORES DE RIESGO, ANTECEDENTES LEGALES, E INDICADORES DE CUMPLIMIENTO

7.1 Factores de Riesgo **136**/ 7.2 Antecedentes Legales **158** / 7.3 Informe Comité de Directores **168** 7.4 Hechos Relevantes **172** / 7.5 Síntesis de Comentarios y Proposiciones de Accionistas y del Comité de Directores **173** / 7.6 Malla Societaria **174** / 7.7 Identificación de las compañías Filiales Coligadas **176** / 7.8 Indicadores de Cumplimiento **184**

186 8. ÍNDICES SOSTENIBILIDAD

8.1 Indice NCG 461 **188** / 8.2 Índice Estándar SASB **192** / 8.3 Alcance y materialidad GRI **196** / 8.4 Índice GRI **197**/ 8.5 Principios Pacto Global **203**

204 9. ESTADOS FINANCIEROS

Estados Financieros **206** / Declaración de Responsabilidad **323**

TR
8
1
6
2

MENSAJE A LOS GRUPOS DE INTERÉS

Rosaline CORINTHIEN

Gerente General
ENGIE Energía Chile

En ENGIE Energía Chile, nos complace presentar nuestra séptima Memoria Integrada, a través de la cual estamos compartiendo nuestros avances de nuestra gestión económica, social, ambiental y en derechos humanos en 2022.

A través de este documento, abordamos los requerimientos de los indicadores más utilizados para reportar los temas materiales, estos son, los Estándares del Global Reporting Initiative (GRI) y el Estándar Sustainability Accounting Standards Board (SASB) para Compañías Eléctricas y Generadores Eléctricos, este último, solicitado por la nueva normativa para memorias financieras de la Comisión para el Mercado Financiero (CMF).

Sobre los aspectos más destacados de este ejercicio y los desafíos que abordaremos en 2023, se referirán el Presidente del Directorio, Frank Demaille, y nuestra CEO, Rosaline Corinthien.

Considerando las variables de entorno este 2022, ¿cuál es su visión sobre el panorama energético en Chile?

Frank Demaille. La guerra entre Rusia y Ucrania, la estrechez hídrica, que con el tiempo, se ha ido convirtiendo en un factor estructural, sumado a otros factores, nos significó a todos los actores de esta industria realizar enormes esfuerzos para asegurar el suministro este 2022 y solventar el incremento de los precios de los combustibles.

Estas variables, que poco dependen de nuestra gestión, nos obligan a ampliar la mirada sobre cómo avanzamos hacia sistemas energéticos más autónomos, menos vulnerables a los factores externos. En este contexto, la expansión de las energías renovables se ha convertido en un tema estratégico a nivel global.

Nosotros, tanto en Chile como a nivel del Grupo ENGIE, estamos avanzando, precisamente, en esa dirección. Mantenemos firme nuestro compromiso con mitigar y reducir los efectos del cambio climático, impulsar un desarrollo económico con bajos niveles de carbono y lograr la carbono neutralidad en 2045. Hemos ido cumpliendo fielmente con el compromiso de acelerar la transición energética, manteniendo nuestro objetivo de salir del carbón alrededor del año 2025. Para que esto ocurra, se necesita la generación de una serie de condiciones habilitantes, junto con mantener la seguridad del sistema siempre como prioridad.

Este año cerramos nuestras últimas unidades carboneras en el Complejo Térmico de Tocopilla y anunciamos que vamos a acelerar nuestras inversiones en activos renovables. Adicionalmente, estamos participando activamente en las licitaciones públicas para ampliar el sistema de transmisión en Chile, poque sabemos que la infraestructura en redes es crucial para avanzar en la descarbonización de la matriz.

En ese sentido, no quisiera dejar de agradecer a Axel Levêque, por su compromiso durante los ocho años liderando la gerencia general de ENGIE Energía Chile

Rosaline Corinthien. 2022 fue un año de gran resilencia para nosotros. Debimos enfrentar situaciones inesperadas a nivel mundial y local, y ha sido destacable la capacidad de nuestros equipos para adaptarse a la incertidumbre, buscar soluciones creativas y estar siempre disponibles para cumplir con los compromisos con nuestros clientes, junto con seguir avanzando en nuestro plan de descarbonización.

Compramos el Parque Eólico San Pedro en Chiloé que cuenta con una capacidad instalada de 101 MW y con la opción de incorporar 151 MW adicionales, en una tercera etapa. Aprobamos una inversión de USD 650

Frank DEMAILLE

Presidente Directorio
ENGIE Energía Chile

millones en 2022, que destinaremos a financiar el Parque Eólico Lomas de Taltal (342 MW), el más grande que hemos construido hasta este momento; y al sistema de almacenamiento de energía en base a baterías "BESS (Battery Energy Storage System) Coya", que dispondremos en el Parque Solar Coya.

"BESS Coya" será uno de los sistemas de almacenamiento más grandes de Latinoamérica y surge de nuestra mirada estratégica sobre los desafíos que está enfrentando la transición energética en Chile. A través de esta iniciativa, buscamos introducir mayores niveles de flexibilidad y seguridad para nuestras operaciones y el sistema en conjunto.

Estamos analizando nuevas alternativas, con miras a contar con 2,1 GW de energías renovables operativos hacia el 2027, lo que nos supone concretar inversiones del orden de USD 1.800 millones, aproximadamente, en el periodo 2023 - 2027. Todas estas decisiones se basan en la mantención de las condiciones ya descritas, y serán tomadas en su debido momento.

¿Cuáles son los desafíos que está enfrentando transición energética en Chile?

Frank Demaille. La descarbonización no solo ha tenido que enfrentar las variables externas, sino que también factores internos que están cambiando las condiciones, los plazos y los costos previstos para esta transformación. Entre ellos, está la expansión del sistema de transmisión, que va a un ritmo más lento que los proyectos renovables y, como consecuencia, ya se están observando momentos de alta congestión. Al punto anterior, se suman algunas políticas públicas, como el Mecanismo de Estabilización de Precios (PEC1 y PEC2), que han introducido costos que no estaban previstos y que tienen impactos en la liquidez de las compañías.

Todos estos factores están configurando un nuevo escenario que requiere de un análisis realista, una mayor planificación y, por sobre todo, se debe dar un trabajo conjunto entre el sector público y privado para avanzar de la mano hacia una transición justa y sostenible.

En este contexto, ¿cómo se prepara ENGIE?

Rosaline Corinthien. Se resume en tres grandes directrices. La primera, es crecer de manera sostenible, acelerando nuestras inversiones y, al mismo tiempo, asegurando que la energía que generemos se inyecte al sistema. La segunda es la excelencia operacional, donde es clave mantener los altos niveles disponibilidad de nuestras unidades térmicas. Impulsamos un plan de gestión de activos que ha sido tremendamente exitoso, que nos ha permitido lograr niveles de disponibilidad históricos, y el desafío es mantenerlos. La tercera tiene relación con optimizar la gestión de nuestro portafolio y reducir nuestra exposición al mercado spot, más expuesto a las variables externas.

En el ámbito de los compromisos ESG de la compañía, ¿qué avances podemos destacar?

Frank Demaille. Desde la mirada ambiental, con el cierre de nuestras unidades a carbón en Tocopilla, nuestras emisiones CO2eq se redujeron en más de un 34% respecto de 2021. En el ámbito social, con mucha alegría, podemos informar que no tuvimos ningún accidente fatal ni de alta gravedad. Estamos implementando programas muy focalizados para reforzar todo nuestro quehacer para mantener nuestros entornos de trabajo seguros y estamos viendo resultados en esa dirección.

En el ámbito de la equidad de género, avanzamos con medidas concretas. Nombramos a Rosaline Corinthien, como la nueva CEO de la Compañía, la primera en asumir este cargo en Chile, quien tiene una destacada trayectoria como CEO de ENGIE France Renewables. También, Mireille Van Staeyen, CFO de la Unidad de Negocios Global Flexible del Grupo ENGIE, se integró como directora titular.

Rosaline Corinthien. Estamos tomando acciones concretas para que nuestra compañía sea atractiva para las mujeres y de esa manera seguir avanzando en el compromiso que tenemos como Grupo ENGIE con la equidad de género, "50/50 al 2030". También, estamos avanzando en dirección al inclusión, para abrirle espacios a personas con capacidades diferentes.

Otro aspecto muy relevante tiene relación con nuestro compromiso con los derechos humanos. En 2022, implementamos el primer Comité de Vigilancia que se ocupará de hacer un exhaustivo seguimiento del Plan de Deber Vigilancia y, adicionalmente, incorporamos

Frank Demaille y Rosaline Corinthien, junto a Catherine MacGregor, CEO Grupo ENGIE.

procesos de debida diligencia éticas, en todas nuestras contrataciones, ya sea de personas como de empresas proveedoras

Finalmente, ¿qué mensaje podemos darle a nuestros Grupos de Interés?

Rosaline Corinthien. Lo primero es agradecer su confianza en nosotros. Concluimos la primera etapa de nuestro Plan de Descarbonización, contando con el apoyo de nuestros colaboradores, vecinos y autoridades. Una muestra de la gran confianza que nuestros grupos de interés nos han entregado fue la participación de S.E. el Presidente de la República, Gabriel Boric, en la ceremonia de cierre de nuestra última central a carbón en Tocopilla. Sin duda, es un reconocimiento a nuestro trabajo.

Somos una compañía comprometida con nuestro rol de acelerar la transición energética. Los esfuerzos que hemos hecho en términos de inversión e innovación han sido grandes, pero sabemos que nuestro trabajo hará que otros nos sigan en este camino.

Frank Demaille. Tenemos un plan de negocios para abordar los proyectos que se vienen por delante y el respaldo de uno de los grupos empresariales más importantes del sector energético en el mundo. No hay desafío pequeño, pero tenemos a todo un equipo de personas que trabaja día a día, con el propósito de contribuir a una mejor vida para el país y sus habitantes.

CAPITULO 1

SOMOS ENGIE ENERGÍA CHILE

Somos parte del Grupo ENGIE, líder mundial en el desarrollo de soluciones para acelerar la transición hacia una economía carbono neutral, a través de un consumo de energía reducido y soluciones más respetuosas con el medio ambiente.

1.1 ENGIE Energía Chile en una mirada
1.2 Nuestras Operaciones
1.3 Creación de Valor
1.4 Nuestra historia y Avances ESG en 2022

1.1 ENGIE ENERGÍA CHILE EN UNA MIRADA

Llevamos más de 100 años aportando al desarrollo energético del país desde nuestras principales unidades de negocio: generación, transmisión, suministro de electricidad y transporte de gas natural.

Somos parte del Grupo ENGIE, líder mundial en la industria energética, con quien compartimos nuestro propósito de actuar para acelerar la transición hacia una economía carbono neutral, a través de un consumo de energía reducido y soluciones más respetuosas con el medio ambiente. Nuestro compromiso convoca a quienes trabajan en la compañía, a nuestros clientes y accionistas, y concilia el desempeño económico con un impacto positivo en las personas y el planeta.

Desde nuestro quehacer estamos comprometidos con las metas de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) que impulsa la Agenda 2030 de la ONU. Somos parte del Pacto Global y nos adherimos a los Principios Rectores sobre Derechos Humanos y Empresas emanados de las Naciones Unidas.

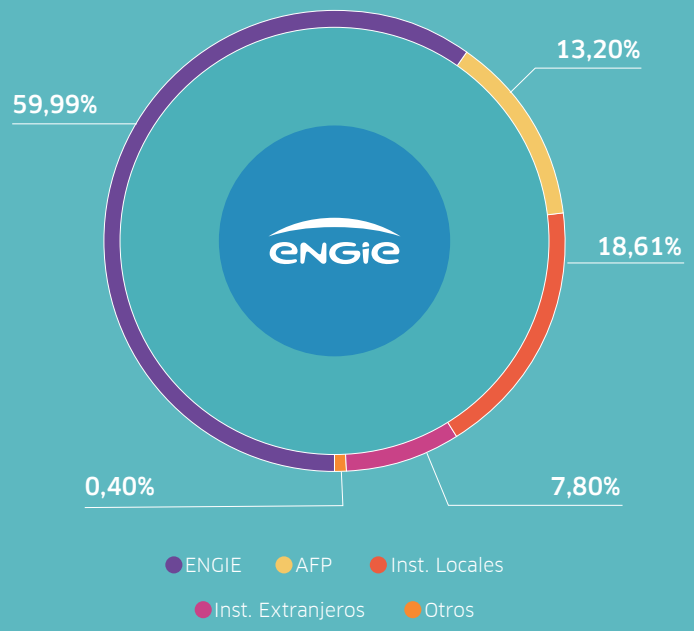
Situación de control

A través de ENGIE Austral S.A., RUT 96.885.200-0, el Grupo ENGIE controla el 59,99% de la propiedad. El 40,01% restante se distribuye entre fondos de pensiones (AFP) e inversionistas institucionales locales y extranjeros. (*)

Durante 2022, no hubo cambios importantes en la propiedad de la compañía.

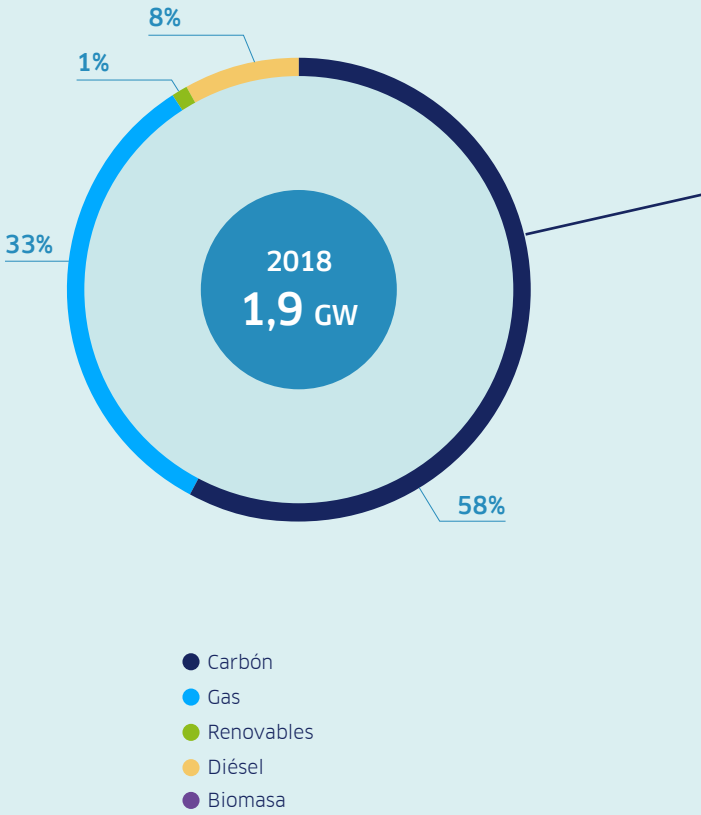
Estructura de la propiedad

Al 31de diciembre 2022



(*) Dado que el controlador es una sola sociedad, no existe acuerdo de actuación conjunta.

Evolución de nuestra Capacidad instalada



4to Operador en Generación

7%
de participación de mercado

6,1 TWh
Generación Bruta 2022

19% Renovables
24% Gas
57% Carbón

3er Operador en Transmisión

2.413 kms
de líneas más **600 KM** de TEN S.A

2 Puertos
operados en la Región de Antofagasta

1.066 Km
de redes de Transporte de gas natural

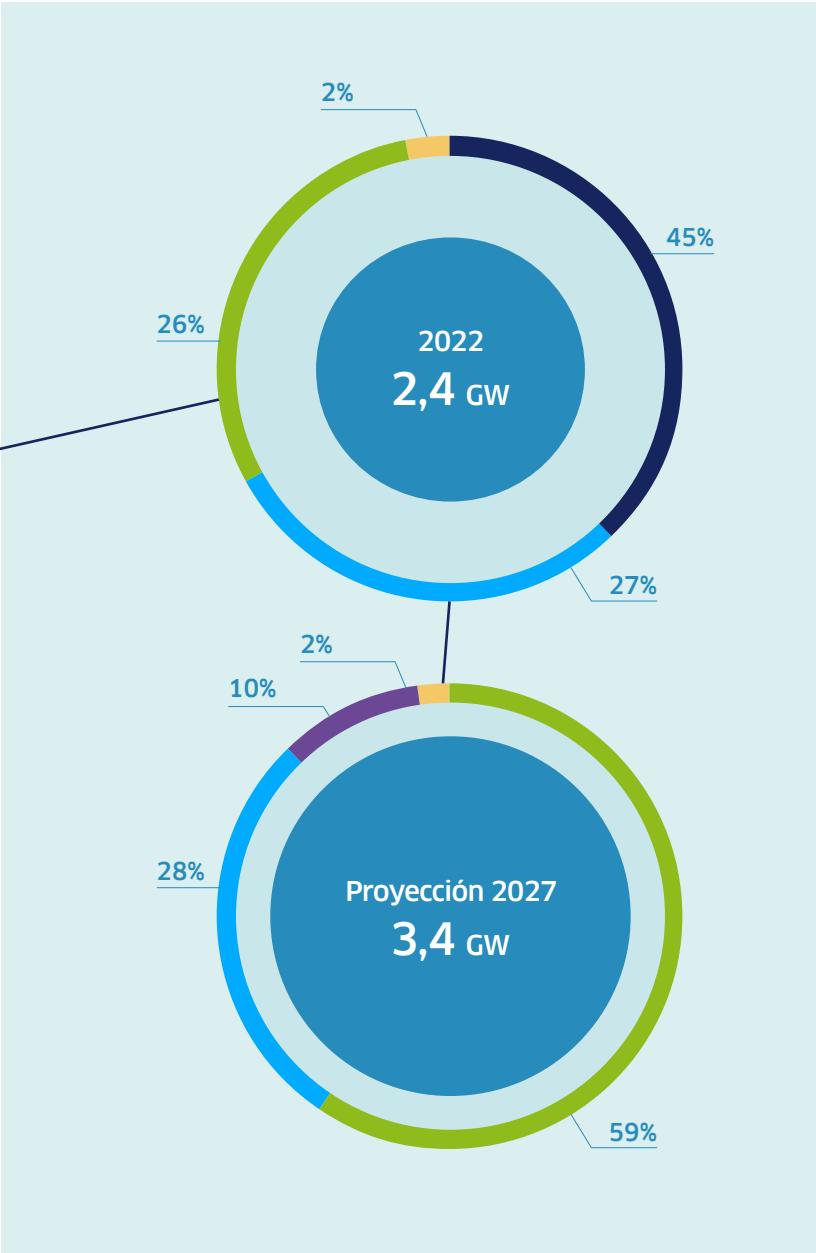
897
colaboradores

174
Mujeres

723
Hombres

42
mujeres en cargos de liderazgo

Más de 2.000
empresas proveedores y contratistas trabajan con nosotros



#DESCARBONIZACIÓN

Emisiones Directas (alcance 1)

3,6
Millones Ton CO2eq en 2022

-34%
respecto de 2021

Emisiones NOx

4.372
ton/año 2022

-35,3%
respecto de 2021

Emisiones MP

101,4
ton/año 2022

-22%
respecto de 2021

Emisiones SOx

3.098
ton/año 2022

-38%
respecto de 2021

1.2 CREACIÓN DE VALOR

Nuestra estrategia de crecimiento está alineada con nuestro propósito corporativo, para crear valor para todos nuestros grupos de interés.

NUESTROS **RECURSOS**

Al cierre del ejercicio 2022

Capital financiero

- **USD 1.813,4 millones**
  Patrimonio de los accionistas.
- **USD 132,4 millones**
  Efectivo y efectivo equivalente.
- **USD 1.836,6 millones**
  Deuda financiera neta.
- **9,72 veces**
  Deuda Neta/EBITDA.

Capital industrial

- **USD 197,4 millones**
  Total inversión anual en activos fijos.
- **USD 22 millones**
  Capex para mantención.
- **2,4 GW**
  Capacidad Instalada.

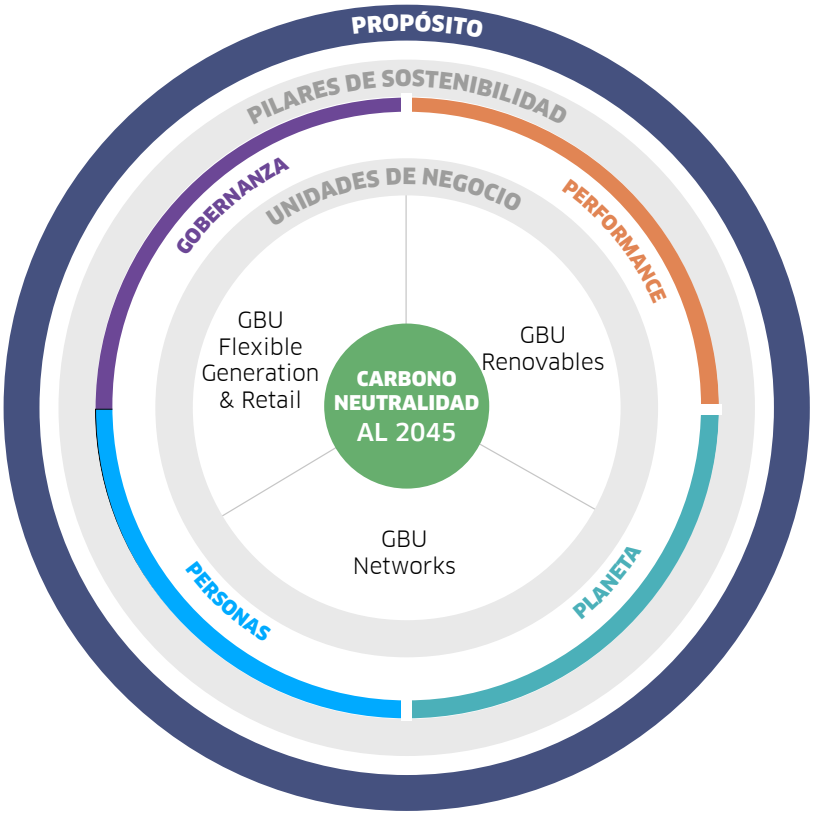
Capital humano y social

- **897**
  empleados.
- **137**
  nuevas contrataciones.
- **USD 690.000**
  inversión en comunidades.

PROPÓSITO

Actuar para acelerar la transición hacia una economía carbono neutral, a través de un consumo de energía reducido y soluciones más respetuosas con el medio ambiente.

NUESTRA ESTRATEGIA CON ENFOQUE **EN LA SOSTENIBILIDAD**



NUESTRA FORMA DE TRABAJAR
Ways of working

Simplicar y reenfocar
nuestra organización está enfocada en nuestras tres unidades de negocios.

Adaptar
nuestra organización con un fortalecido enfoque industrial.

Acelerar
nuestras inversiones en renovables y en infraestructura de energía.

Fortalecer
nuestro compromiso con la transición energética para la lograr la carbono neutralidad en 2045.

NUESTRA **CREACIÓN DE VALOR**	NUESTRA **AMBICIÓN** (TARGET 2030)	**ODS**
Personas **19%** dotación son mujeres. **42 mujeres** en cargos de liderazgo, un 18% respecto del total de cargos de liderazgos. **1era** Gerente General mujer en nuestra compañía. **Seguridad Laboral** • **Tasa de Frecuencia** de 1,38 en 2022, un -44% respecto de 2021. **Transición Justa** • **34 Fondos Concursables** para vecinos de Tocopilla. • **Plan de Reconversión y Capacitación** empleados.	**30%** de dotación de mujeres.	3 SALUD Y BIENESTAR 5 IGUALDAD DE GÉNERO 10 REDUCCIÓN DE LAS DESIGUALDADES 11 CIUDADES Y COMUNIDADES SOSTENIBLES
Planeta **Emisiones directas:** 3,6 Millones Ton CO2eq en 2022, -34% respecto de 2021. **26%** de capacidad instalada en energías renovables. **Más de 400 MW** de capacidad instalada a carbón desconectada. **Planes de Biodiversidad** en unidades renovables operativas.	Carbono neutralidad al **2045.** **2 GW de capacidad** instalada en energías verdes. **100%** de las unidades a carbón desconectadas.	7 ENERGÍA ASEQUIBLE Y NO CONTAMINANTE 13 ACCIÓN POR EL CLIMA 15 VIDA DE ECOSISTEMAS TERRESTRES
Performance Ingresos operacionales **USD$1.920,3 millones.** Ventas de Energía: **12 TWh.** **9 años** vida promedio remanente de contratos de energía.		8 TRABAJO DECENTE Y CRECIMIENTO ECONÓMICO
Gobernanza Plan de Vigilancia **en DD.HH.** **Proceso de Debida Diligencia** para las nuevas contrataciones, personas y empresas.		16 PAZ, JUSTICIA E INSTITUCIONES SÓLIDAS 17 ALIANZAS PARA LOGRAR LOS OBJETIVOS

1.3 NUESTRAS OPERACIONES

Somos el cuarto operador en la industria de generación de electricidad del país. Nuestra capacidad instalada de 2,4 GW está desplegada desde la Región de Arica y Parinacota hasta la Región de Los Lagos. En 2022 la reforzamos con la compra del Parque Eólico San Pedro en Chiloé (101 MW), y el inicio de la operación comercial de los parques PV Tamaya (114 MWac) y PV Capricornio (88 MWac), y la energización del Parque Solar PV Coya (180 MWac), que estaba a la espera de la autorización para comenzar su operación comercial en 2023.

Este 2022 también aprobamos la construcción del Parque Eólico Lomas de Taltal (342 MW) y del Sistema de Almacenamiento de Energía BESS COYA, con una capacidad de 638 MWh (138 MW), uno de los más grandes de Latinoamérica.

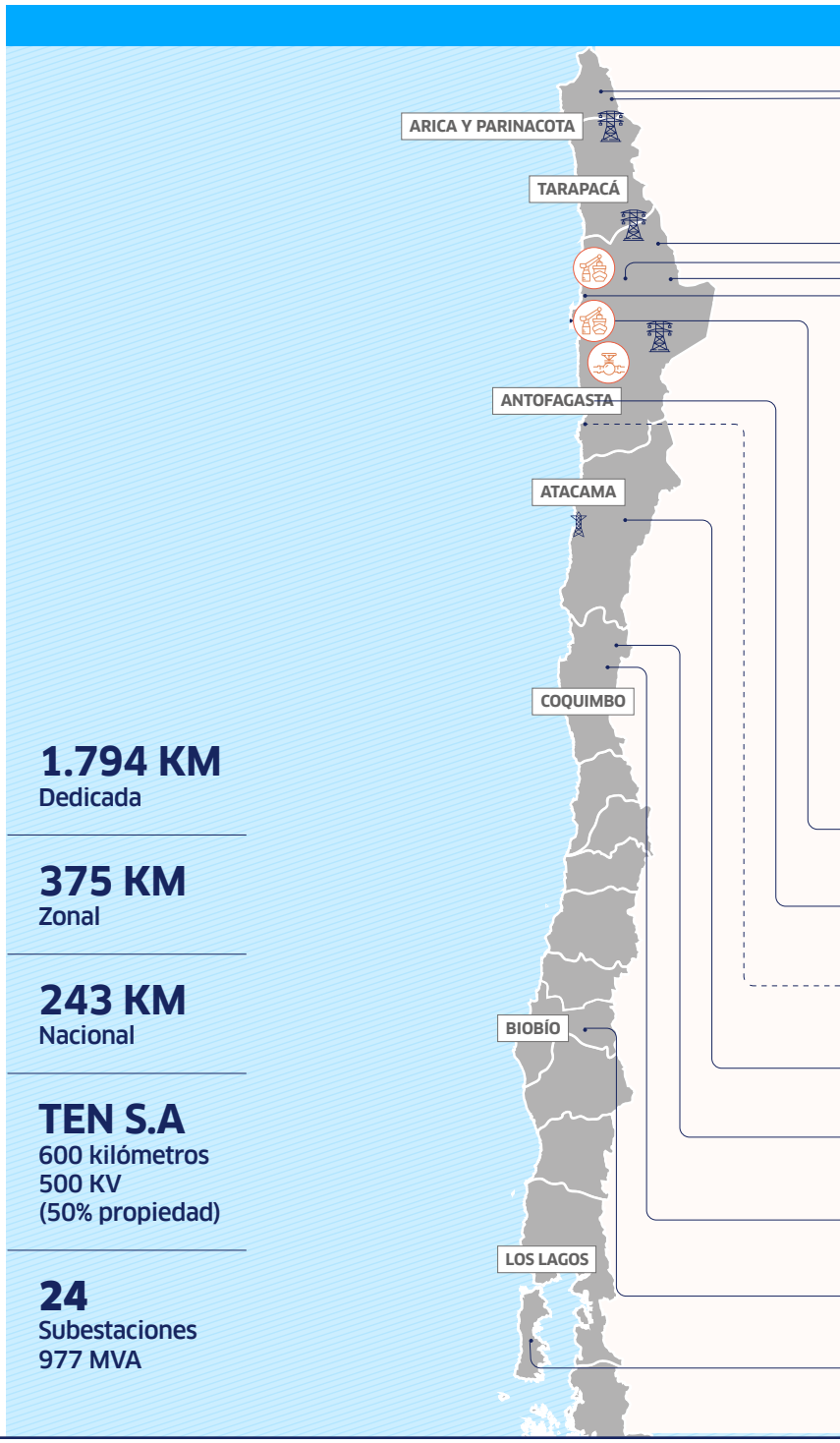
En Transmisión, somos tercer operador a nivel nacional con 2.413 km de líneas (Dedicadas, Nacional y Zonal), a las que se suman los 600 KM de la línea Mejillones-Cardones, operada por la empresa TEN S.A, donde poseemos el 50% de la propiedad. Adicionalmente, contamos con 24 subestaciones a lo largo de Chile.

En el negocio del gas, **participamos con el Gasoducto Norandino, de 1.066 kilómetros,** y con una capacidad de transporte diario potencial, de 8 millones de m^3.

En la industria portuaria, contamos con los puertos **Tocopilla y Andino** (en Mejillones).

TRANSMISIÓN

2.413 KM en líneas de alta tensión



1.794 KM
Dedicada

375 KM
Zonal

243 KM
Nacional

TEN S.A
600 kilómetros
500 KV
(50% propiedad)

24
Subestaciones
977 MVA

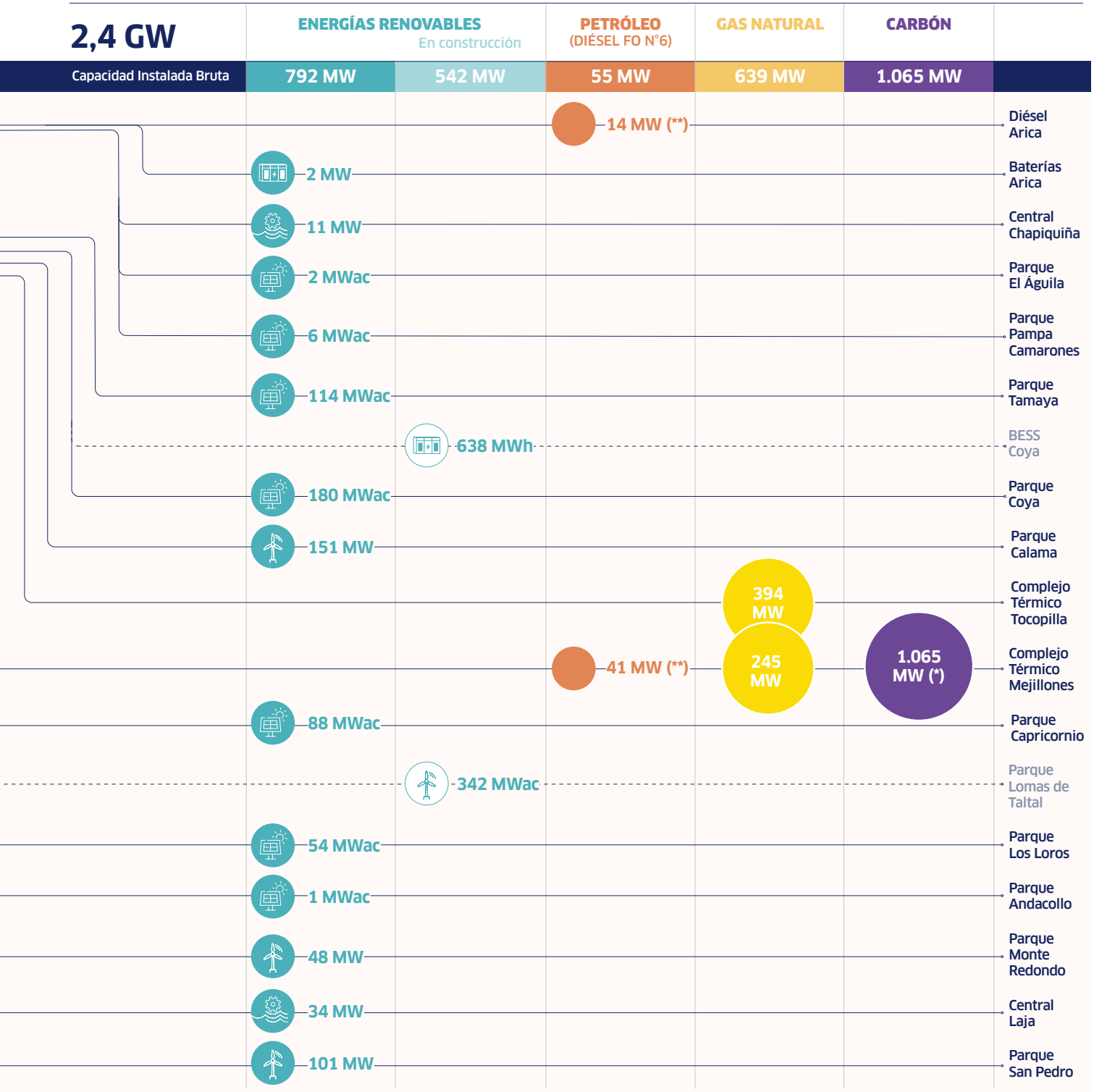
GASODUCTO

1.066 KM
gasoducto

2 PUERTOS

Tocopilla y Andino

GENERACIÓN



(*) 355 MW Carbón-CFB
(**) Back up

1.4 NUESTRA HISTORIA Y AVANCES ESG EN 2022

2009

E-CL, anteriormente Edelnor, se fusiona con Inversiones Tocopilla I S.A. Como consecuencia de esta operación, **E-CL adquiere otros activos de generación, distribución y transporte de gas en el Norte Grande de Chile, incluidas Electroandina, CTA, CTH, GNAC, GNAA y Distrinor.** Esta última dejó de ser filial de E-CL en diciembre de 2013, tras ser vendida a Solgas S.A., filial del grupo ENGIE.

2011

Electroandina se divide en dos compañías: Electroandina, que mantiene la propiedad de todas las instalaciones portuarias, y Electroandina Dos, que adquiere la propiedad de todas las instalaciones de generación de Electroandina, incluyendo la Central Termoeléctrica Tocopilla. A raíz de esta división, **Electroandina Dos se fusiona con E-CL, pasando esta última a controlar los activos de generación de Electroandina.**

2014

E-CL se adjudica 84 sub-bloques de potencia y energía eléctrica del denominado Bloque 3, por hasta 5.040 GWh, en la licitación de suministro eléctrico denominada "SIC 2013-03 –Segundo llamado". El proceso fue realizado por las empresas concesionarias de distribución del SIC. **Esto permite a la compañía entregar energía al Sistema Interconectado Central (SIC) a partir de 2018 y por 15 años.** La oferta involucra inversiones por cerca de US$ 1.800 millones.

2015

Proyecto Transmisora Eléctrica del Norte (TEN), operativo desde 2017, es declarado troncal, **permitiendo la interconexión eléctrica nacional entre el SING y el SIC.**

2016

E-CL cambia su nombre a ENGIE Energía Chile S.A., adoptando una marca con respaldo global que refleja una nueva visión estratégica del Grupo, tanto a nivel mundial como en Chile.

2017

ENGIE Energía Chile **pone en marcha la línea Transmisora Eléctrica del Norte (TEN), unificando los sistemas integrados del Norte Grande SING) y Central (SIC) en un solo Sistema Eléctrico Nacional (SEN)**. ENGIE Energía Chile reenfoca su estrategia de negocios, integrando los nuevos desafíos y oportunidades derivados de la transición energética de Chile.

2018

La compañía inicia su plan de descarbonización. En esa línea, anuncia un plan de inversiones de US$1.000 millones en proyectos en energías renovables y solicita a la autoridad el cierre, para 2021, de las unidades 12 y 13 (173 MW) de la Central Térmica Tocopilla, sujeto a la entrada en operaciones del último tramo de la línea Cardones-Polpaico de INTERCHILE. Adicionalmente, renegocia los contratos con tres de sus principales clientes del sector minero, logrando ampliar los plazos y viabilizar el plan de inversiones en energías renovables.

2019

ENGIE Energía Chile anuncia **el cierre de las unidades 14 y 15 del Complejo Tocopilla y de las unidades CTM1 y CTM2 del Complejo Mejillones, al 2024,** en el marco de nuestro plan de descarbonización. También comenzamos la ejecución del plan de inversiones por US$1.000 millones en renovables con la compra de dos parques solares, Los Loros y Andacollo, con una capacidad combinada de 55 MWp, y la construcción del Parque Eólico Calama y de los parques solares Capricornio y Tamaya, con una capacidad combinada de 362 MW.

2020

ENGIE Energía Chile también renegocia el contrato con Minera Centinela de Antofagasta Minerals en el marco de su programa de descarbonización de sus PPA. Asimismo, **recibe el primer "crédito verde" que concede el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), por US$125 MM**, el que se destinará a financiar la construcción del parque eólico Calama. En noviembre, ENGIE LATAM S.A., accionista mayoritario de ENGIE Energía Chile S.A., **adquiere 76.155.000 acciones de esta última sociedad,** con lo cual aumenta su participación accionaria en un 7,23%. Con esta operación, eleva su titularidad al 59,99% de las acciones de la compañía.

2021

La compañía anuncia el retiro total de sus unidades a carbón para el 2025 (800 MW); la reconversión de tres unidades a carbón a energías limpias (700 MW) y la inyección de 1000 MW adicionales de energías renovables en el mediano plazo, con lo cual su capacidad instalada en ERNC llegará a 2000 MW.

2022: NUESTROS PRINCIPALES HITOS ESG

AMBIENTAL (PLANETA)

- **Redujimos en un 34%** nuestras emisiones directas (alcance 1) respecto de 2021.
- **Desconectamos la última unidad a carbón** en Tocopilla.
- **Sumamos más de 300 MW** a nuestra capacidad instalada de renovables.
- **Desconectamos más de 400 MW** la capacidad instalada basada en carbón.

SOCIAL (PERSONAS)

- **No tuvimos accidentes** fatales en 2022.
- **40% de las nuevas contrataciones para cargos de liderazgo** fueron ocupados por mujeres.
- **A USD 690.000 alcanzó la inversión social** en las comunidades donde operamos.
- **Fuimos reconocidos por la Cámara Francesa** por nuestros proyectos comunitarios de acceso a la energía en el norte y sur del país.
- **Iniciamos el proceso de certificación SET (Transición Energética Durable)** del Grupo ENGIE.

PERFORMANCE

- **Compramos el Parque Eólico San Pedro en Chiloé** (101 MW y con la opción de incorporar 151 MW adicionales).
- **Aprobamos la construcción del Parque Eólico Lomas de Taltal** (342 MW).
- Anunciamos la construcción de un **sistema de almacenamiento de energía con baterías (BESS Coya), uno de los más grandes de la región.**
- **Parque Solar PV Capricornio (88 MWac) inició su operación comercial.**
- **Parque Solar PV Coya (180 MWac) finaliza sus obras y se energiza.**
- Nos adjudicamos la **construcción de la Subestación Totihue.**
- **Aprobamos un Plan de Inversión de US$ 650 millones** para financiar el Parque Eólico Lomas de Taltal y BESS Coya.

GOBERNANZA

- Creamos el **Comité de Vigilancia en DD.HH.**
- **Implementamos procesos de Debida Diligencia Éticos** para todas las nuevas contrataciones, personas y empresas.
- **Actualizamos** nuestro Código de Ética y Conducta en los Negocios y también nuestro Modelo de Prevención de Delitos.

CAPITULO 2

GOBIERNO CORPORATIVO

Contamos con un marco normativo interno que establece los lineamientos, conductas y prácticas empresariales para garantizar que el desarrollo de nuestro negocio esté alineado con nuestro compromiso de crear valor para todos nuestros grupos de interés.

2.1 Marco de Gobernanza
2.2 Enfoque de Sostenibilidad
2.3 Organigrama
2.4 Directorio
2.5 Principales Ejecutivos
2.6 Conflictos de Interés
2.7 Grupos de Interés

2.1 MARCO DE GOBERNANZA

En ENGIE Energía Chile contamos con un marco normativo interno que establece los lineamientos, conductas y prácticas empresariales para que el desarrollo de nuestro negocio esté alineado con nuestro compromiso de crear valor para todos nuestros grupos de interés. Está conformado por un Código de Gobierno Corporativo, Código de Ética y Conducta en los Negocios, políticas, normas, canales de denuncias, sistemas de gestión y monitoreo, que nos permiten realizar una mejora continua de nuestros procesos.

Adicionalmente, nos adherimos a las políticas y buenas prácticas de nuestro principal accionista, el Grupo ENGIE, que con su experiencia en estas materias nos desafía, permanentemente, a mantener los más altos estándares.

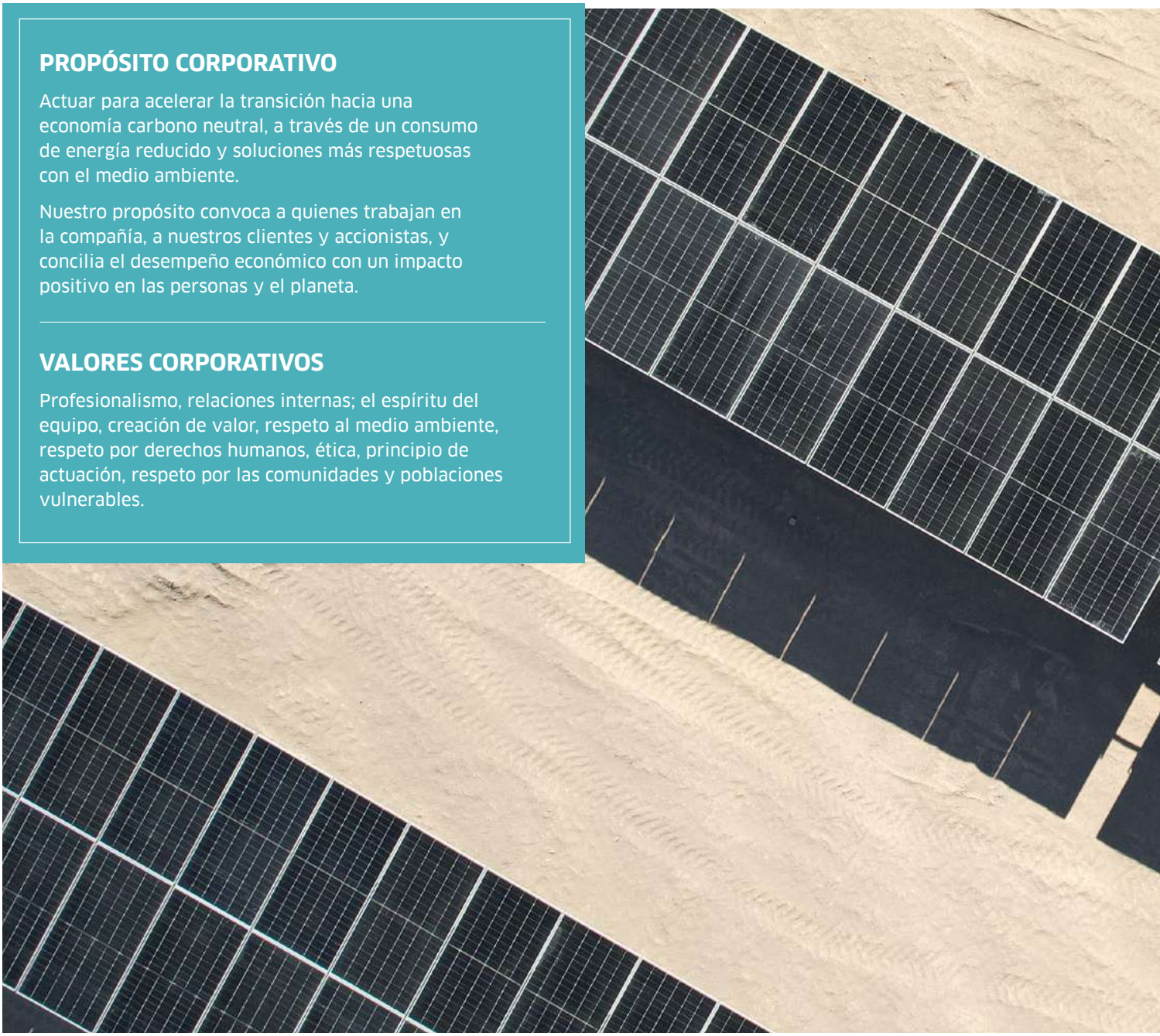
PROPÓSITO CORPORATIVO

Actuar para acelerar la transición hacia una economía carbono neutral, a través de un consumo de energía reducido y soluciones más respetuosas con el medio ambiente.

Nuestro propósito convoca a quienes trabajan en la compañía, a nuestros clientes y accionistas, y concilia el desempeño económico con un impacto positivo en las personas y el planeta.

VALORES CORPORATIVOS

Profesionalismo, relaciones internas; el espíritu del equipo, creación de valor, respeto al medio ambiente, respeto por derechos humanos, ética, principio de actuación, respeto por las comunidades y poblaciones vulnerables.



2.1.1 ÉTICA CORPORATIVA Y CUMPLIMIENTO

Nuestra gestión en el ámbito de la ética y cumplimiento, tiene un alcance interno, (personas que trabajan en ENGIE) y externo (proveedores y empresas contratistas). A nivel interno, promovemos conductas y comportamientos alineados con nuestro marco normativo, a través de capacitaciones, campañas de sensibilización y otros incentivos. En el caso de los proveedores y contratistas, estas materias las abordamos desde la sensibilización, a través de cursos y charlas que ponemos a su disposición, y también, desde el ámbito contractual, a través de Cláusulas Éticas y de Responsabilidad Penal de las Personas Jurídicas, procesos de Debida Diligencia y, sistemas de monitoreo, principalmente.

Ponemos a disposición de nuestros grupos de interés, canales de denuncias, seguros y cautelosos en el resguardo de la confidencialidad para quienes prefieran acogerse al anonimato. Todas las denuncias son recibidas por el Comité de Ética encargado de iniciar las investigaciones pertinentes. Adicionalmente, el Oficial de Ética, tiene a su disposición la Plataforma INFORM' Ethics del Grupo ENGIE, donde puede denunciar cualquier incidente ético, desde el punto de vista de la legislación y las regulaciones internas.

En materia de cumplimiento, tenemos:

- **Prevención del Delito.** Nuestra organización cuenta con un Modelo de Prevención del Delito, que se encuentra certificado por una empresa externa, que nos permite identificar y prevenir los riesgos potenciales asociados a los delitos de corrupción y otros asociados a la Ley Nº 20.393 de Responsabilidad Penal. Tenemos un Encargado de Prevención del Delito, un canal de denuncias alojado en la web y en la Intranet. Realizamos charlas anuales dirigidas a la organización para mantener a las personas actualizadas sobre los cambios legales. Adicionalmente, todos nuestros contratos con terceros cuentan con una cláusula de Responsabilidad Penal de las Personas Jurídicas.
- **Libre Competencia.** En ENGIE Energía Chile contamos con una serie de mecanismos para resguardar que nuestro accionar está en línea con las directrices que tenemos en esta materia y con el cumplimiento de la normativa legal. Estos lineamientos están recogidos en el Manual de Cumplimiento de Normas de Libre de Competencia, y son vigilados por el Encargado de Libre Competencia de la compañía. Realizamos una charla anual obligatoria para todas las personas que trabajan en la organización.

NUESTRAS PRINCIPALES NORMATIVAS INTERNAS

están disponibles en nuestro sitio web (www.engie.cl/gobierno-corporativo)

- Código de Ética y Conducta en los Negocios
- Código de Gobierno Corporativo
- Manual de Prevención de Delitos
- Manual de Cumplimiento de Normas de Libre Competencia
- Manual de Información de Interés para el mercado
- Política de directores en filiales
- Política general de manejo de conflictos de interés
- Política de Dádivas y Regalos
- Política de Embargo
- Código de Conducta de Proveedores
- Política para la Prevención de Conflictos de Interés
- Política Tributaria

CANALES DE DENUNCIAS QUE PONEMOS A DISPOSICIÓN DE LOS GRUPOS DE INTERÉS

- **Canal de Denuncias.** Está alojado en nuestra página web y en la intranet interna. Está disponible las 24 horas, y recibe las inquietudes, consultas, reclamos o denuncias vinculadas a potenciales incumplimientos legales o cualquier otro tipo de irregularidades. https://engie-energia.cl/canal-de-denuncias/
- **Correo directo** al Encargado de Prevención de Delitos de la compañía.
- **Línea directa** habilitada especialmente para las comunidades y vecinos. https://engie-energia.cl/linea-directa-ingreso/
- Mail **ethics@engie.com**
- **Línea telefónica ética y correo** etica.engie@resguarda.com, para denunciar acciones que atentan contra nuestro Código de Ética y Conductas en el Negocio y otras normativas internas.

Principales hitos 2022

Este 2022 realizamos importantes avances en dirección a fortalecer nuestra Ética Corporativa, compromiso con los derechos humanos y Cumplimiento Normativo en general.

- **Ampliamos la cobertura de nuestro Modelo de Prevención del Delito.** Incorporamos nuevos delitos vinculados a la Ley Nº 20.393, entre ellos, la trata de personas, robo de madera, delitos informáticos, entre otros. Con esta incorporación subimos a 24 delitos monitoreados.

  La actualización del modelo fue comunicada a través de charlas en las que abordamos ejemplos prácticos sobre los potenciales riesgos y delitos vinculados a nuestra industria. Entre ellos, negociación incompatible, corrupción entre particulares, cohecho, contaminación del agua, principalmente. Nuestro objetivo es facilitar la comprensión de las personas y la aplicación de este conocimiento en las conductas y comportamientos.

  Nuestro desafío para este 2023 es recertificar nuestro Modelo de Prevención del Delito para los próximos dos años.

- **Actualizamos nuestro Código de Ética y de Conducta en los Negocios**. Nos preocupamos de actualizarlo con cierta frecuencia para que esté en sintonía con las preocupaciones sociales y las nuevas normativas legales. En 2022, reforzamos dos ámbitos muy relevantes: el cuidado y debida protección de los datos personales y el necesario análisis de los riesgos éticos que pueden surgir en los diferentes procesos. También, actualizamos parte de nuestras políticas anexas, entre ellas: la Política de Dádivas y Regalos; la Política de Embargo; el Código de Conducta de Proveedores; y la Política para la Prevención de Conflictos de Interés. Todas tienen un alcance que involucra a los miembros del Directorio, principales ejecutivos y equipo interno.

  Los cambios fueron comunicados en nuestro Plan Anual de Charlas Éticas, sitio web e intranet.

  Nuestro Código de Ética y Conducta en los Negocios, está alineado con nuestros compromisos con Pacto Global y los Principios Rectores de las Naciones Unidas sobre derechos humanos y Empresas. Adicionalmente, está inserto en el Sistema Ético y de Cumplimiento del Grupo ENGIE, que a su vez está comprometido con los más altos estándares éticos y exigencias de la legislación francesa, entre otras iniciativas.

FUNCIONAMIENTO COMITÉ DE ÉTICA

En 2022, el Comité de Ética recibió 21 denuncias y dos quejas. Ninguna de las denuncias recibidas fueron por casos vinculados a la Ley Nº 20.393 de Responsabilidad Penal de las Personas Jurídicas..

Del total de denuncias recibidas, 12 corresponden a empresas contratistas. De acuerdo a nuestro protocolo, estas denuncias fueron revisadas y derivadas a los representantes de estas empresas para que realicen las investigaciones internas correspondientes. Cuando se trata de denuncias recurrentes, el Comité solicita a la empresa aludida que le informe sobre cómo está gestionando este tema y las vías de solución.

Desde el mundo interno se recibieron en total nueve denuncias sobre acoso laboral (4), acoso sexual (1), faltas a la ética (4). Todas fueron investigadas: siete ya fueron cerradas y dos se mantienen en desarrollo.

De acuerdo a nuestro reglamento interno, cuando las denuncias recibidas aluden a personas, nos reunimos con ellas y sus jefaturas, para ponerlas en conocimiento de que recibimos una denuncia en su contra. En la misma instancia se les explica que se dará inicio a una investigación y las acciones que deben seguir en casos específicos. Cuando se trata de denuncias de acoso laboral y sexual, el Comité de Ética encarga la investigación a una empresa externa, con el objetivo de reforzar nuestras garantías de una investigación justa para las personas involucradas.

Una vez realizada la investigación, se entrega un informe al Comité de Ética, en base al cual se toman los cursos de acción, que van desde una amonestación verbal o escrita, sanción económica (de hasta un 25% de su remuneración diaria) y, hasta el despido, en línea con la causal establecida en el Artículo 160 N°1, letra B del Código del Trabajo.

Al cierre del ejercicio 2022, no se realizó ningún despido asociado a la Ley Nº 20.607, sobre acoso laboral y a la Ley Nº 20.005.

Denuncias recibidas	
Total denuncias recibidas en 2022	21
Denuncias Ley Nº 20.393	0
Denuncias externas	12
Denuncias internas	9
Tipos de denuncias internas	
Acoso laboral	4
Acoso sexual	1
Faltas a la ética	4
Investigaciones cursadas	9
Investigaciones cerradas	7
Investigaciones en proceso	2

2.2 ENFOQUE DE SOSTENIBILIDAD

Nuestra estrategia de sostenibilidad está inserta en nuestra organización, de manera que todos los estamentos de la compañía contribuyen a lograr los objetivos y metas que nos proponemos, en dirección a desarrollar nuestra empresa cuidando a las personas y al medio ambiente. Está conformada por cuatro pilares que recogen nuestros impactos más significativos en el ámbito ambiental (Planeta), social (Personas), económico (Performance) y, Gobernanza Ética y Cumplimiento.

Contamos con áreas dedicadas y profesionales expertos a cargo de la gestión de nuestros temas materiales. Adicionalmente, estamos adheridos a las metas de nuestra matriz, entre las que destacamos la carbono neutralidad al 2045, el programa de equidad de género "50/50 para el 2030" y Seguridad Laboral, cuyos avances son monitoreados desde nuestro Balanced Scorecard.

PLANETA: concentra todas las iniciativas que emprendemos para lograr la carbono neutralidad en 2045.

PERSONAS: aborda nuestro aporte al desarrollo y calidad de vida de las comunidades aledañas a nuestras instalaciones y las acciones derivadas de nuestro compromiso interno con el respeto y no discriminación, paridad de género, condiciones laborales basadas en la equidad, entorno de trabajo seguro. También, los resguardos que adoptamos hacia el respeto de los derechos laborales de los trabajadores de empresas contratistas y proveedores.

PERFORMANCE: cautela el desarrollo de nuestro negocio de manera responsable.

GOBERNANZA: considera las iniciativas que emprendemos para desarrollar nuestro negocio bajo los más altos estándares éticos y respeto a los derechos humanos.

Criterios de sostenibilidad en la toma de decisiones

En línea con lo anterior, en nuestra toma de decisiones consideramos criterios de sostenibilidad. Entre los principales se cuentan nuestro análisis de los riesgos éticos relacionados con los diversos proyectos y procesos. En esa dirección, destacamos:

- **Procesos de debida diligencia sobre ética y derechos humanos.** Definimos como obligatorio realizar un proceso de Debida Diligencia antes de iniciar una relación con terceros, sean personas o empresas, con el objetivo de indagar el comportamiento ético y legal de nuestras potenciales y futuras contrapartes. La indagación se enfoca en eventuales acusaciones, denuncias o investigaciones sobre comportamientos antiéticos, derechos humanos, acoso, corrupción, fraudes, entre otros, ocurridos en un periodo de hasta cinco años. En el caso que nos encontremos con estas situaciones, hacemos un indagación más profunda, para asegurarnos de realizar un proceso justo para las personas y empresas que quieren trabajar con nosotros.
- **La búsqueda de financiamiento verde.** Procuramos tomar instrumentos de financiamiento, que suponen mayores requerimientos y compromisos en el ámbito social y ambiental. Tuvimos una gran experiencia con la suscripción del primer crédito verde del BID Invest para financiar el Parque Eólico Calama. Esta operación supuso una estructura crediticia que involucró compromisos de reducción de emisiones, planes de protección de biodiversidad, fomento del empleo y emprendimiento local.
- **Gestión de los impactos sociales y ambientales de nuestro Plan de Descarbonización.** Diseñamos nuestro Plan de Transición Justa, a través del cual buscamos mitigar los cambios que generará el cierre de las unidades en las comunas. Nuestro objetivo es crear oportunidades para las personas, en el ámbito del empleo y emprendimiento local.

2.2.1 DERECHOS HUMANOS

En línea con nuestro compromiso con los derechos humanos, estamos adheridos al Plan de Deber de Vigilancia del Grupo ENGIE. Esta iniciativa busca prevenir actos que violen seriamente los derechos humanos y libertades fundamentales, la salud y seguridad de los trabajadores así como el medio ambiente. El Grupo ENGIE elaboró este plan en respuesta a la ley francesa que rige para las empresas de ese país y todas sus operaciones, dentro y fuera del territorio francés.

El Plan de Deber de Vigilancia está compuesto por:

Identificación de riesgos y medidas de mitigación
4 ENFOQUES DE VIGILANCIA

DD.HH. y libertades fundamentales (Política de DD.HH.)	**Salud y Seguridad en el Trabajo** (Política de SSO y de Seguridad)
Medio Ambiente	**Abastecimiento (Política de Compras)**

Identificación y gestión de riesgos relacionados con nuevas actividades (evaluación de proyectos de Debida Diligencia, etc.)

Sistema de Denuncias

Monitoreo a las medidas para evaluar eficiencias en las entidades

I. Mapa de riesgos

A nivel local y desde el Grupo ENGIE, tenemos identificados los riesgos que debemos cautelar en materia de derechos humanos. Se dividen en tres categorías:

DERECHOS DE LOS TRABAJADORES

- Condiciones de Salud y Seguridad.
- Libertad Sindical.
- No Discriminación.
- Jornada Laboral.
- Facilidades de trabajador (vivienda).
- Privacidad (vida privada).

DERECHOS DE COMUNIDADES LOCALES

- Consecuencia en la salud de las comunidades locales.
- Condiciones de vida de las comunidades locales (comida, agua, vivienda, cultura y el derecho a entorno saludable).
- Desplazamiento y reasentamientos de poblaciones.
- Represión de oponentes a las actividades.

PROVEEDORES/ SOCIOS

- Salud y seguridad de los proveedores.
- Proveedores de energía (carbón, gas, biomasa, otros).
- Trazabilidad y compra de materiales utilizados por ENGIE.
- Prácticas de negocios de los socios en proyectos.

Seguridad de los trabajadores e instalaciones

II. Comité de Vigilancia 2022

Durante este ejercicio fortalecimos nuestra gobernanza con la creación de nuestro primer Comité de Vigilancia en DD.HH. Está integrado por representantes de diversas gerencias, con el objetivo de:

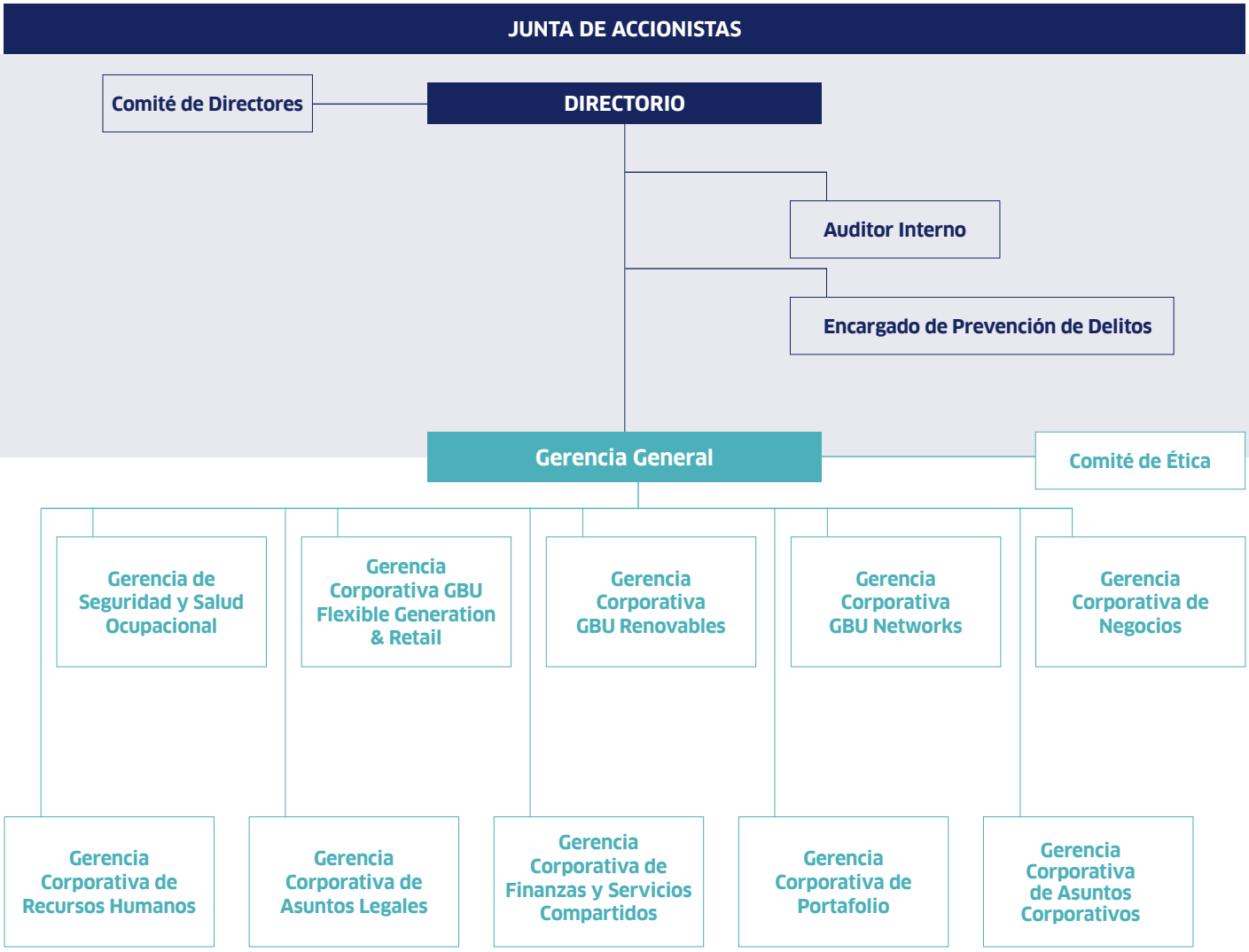
- Evaluar anualmente los riesgos de afectar los derechos humanos y establecer un plan de manejo para cada riesgo identificado.
- Identificar, de manera oportuna, potenciales afectaciones a los derechos humanos en los nuevos proyectos y nuevas relaciones comerciales, para integrar la evaluación y las medidas de prevención en el expediente del proyecto.

III. Herramientas de gestión

Contamos con plataformas y herramientas de gestión que contribuyen a lograr nuestro objetivo de mantener un estricto monitoreo del cumplimiento de nuestras disposiciones.

- **Plataforma Ecovadis.** Evaluación a los proveedores críticos a fin de monitorear su desempeño social y ambiental.
- **Debida Diligencia.** Evaluación de riesgos éticos y de compliance mediante las políticas del grupo.
- **Resguarda.** Reporte de violaciones a los principios éticos y otras conductas en contra del marco interno.
- **Ninguna Vida en Riesgo.** Programa especial dedicado a la Salud y Seguridad Laboral u otras políticas y procedimientos.
- **Claúsulas éticas**. Incorporación del Plan del Deber Vigilancia en derechos humanos en nuestras condiciones generales de contratación.

2.3 ORGANIGRAMA



Junta de Accionistas

La Junta de Accionistas es el máximo órgano de decisión de la compañía y es la instancia en la cual se reúnen los accionistas con el fin de tomar conocimiento de la gestión de la empresa y adoptar los acuerdos que sean de su competencia, definidos por la ley y nuestros estatutos. Para la celebración de la Junta Ordinaria Anual de Accionistas, disponemos de un sistema remoto y seguro para que puedan ejercer su votación sin necesidad de participar presencialmente.

Directorio

El Directorio es el órgano principal de administración. Entre sus labores principales, debe determinar el plan estratégico de la compañía y tener en cuenta los riesgos y oportunidades relacionados con la actividad. Además, define los objetivos a largo plazo de la empresa y el proceso de planificación estratégica.

Comité de Directores

Está integrado por directores independientes, a quienes les corresponde desempeñar las funciones señaladas por el artículo 50 bis de la Ley Nº 18.046 sobre Sociedades Anónimas, y las contempladas en las normas legales y administrativas. Sus miembros ejercen este cargo por dos años (con posibilidad de ser reelegidos) y cuentan con directores suplentes.

Encargado Prevención de Delitos

Está encargado del seguimiento y cumplimiento del Modelo de Prevención de Delitos según la Ley Nº 20.393. Debe reportar su quehacer al Directorio trimestralmente. También debe mantenerlo actualizado sobre los potenciales cambios legales en estas materias.

Auditoría Interna

Está a cargo de realizar el seguimiento del cumplimiento de las políticas y procedimientos de control interno, los programas o plan de auditoría anual y las eventuales deficiencias graves que se hubieren detectado, además de revisar y hacer recomendaciones para minimizar la ocurrencia de irregularidades o fraudes.

Junto con el Encargado de Prevención de Delitos, el Auditor Interno deberá exponer su labor en el Directorio (i) semestralmente y (ii) cada vez que a lo menos uno de sus integrantes así lo solicite. Ante el caso de situaciones irregulares sustantivas, ya sea debido a su gravedad, monto o riesgo involucrado, deberá reportar la situación irregular al Directorio y al Oficial de Ética. Adicionalmente, los informes que el Auditor Interno emita serán remitidos al Gerente General, al Oficial de Ética y al Gerente de área correspondiente.

Comité Ejecutivo

La gestión diaria de nuestra compañía está encabezada por la Gerencia General en conjunto con las Gerencias Corporativas. Entre sus principales funciones, está la de asegurar que se cumplan con los parámetros necesarios que permitan un ambiente de control adecuado y un efectivo cumplimiento de la estrategia y de los objetivos del negocio.

Comité de Ética

Lo conforman la Gerenta General, el Oficial de Ética y el Encargado de Prevención de Delitos, y está encargado de evaluar todas las denuncias recibidas a través de nuestras plataformas, dar curso a las investigaciones y dictar sanciones en el caso que lo ameriten.

2.4 DIRECTORIO

Al cierre del 2022, el Directorio estaba compuesto por siete directores titulares: seis hombres y una mujer, con igual número de suplentes. Tres de ellos son independientes, de acuerdo a los requerimientos del artículo 50 bis de la Ley de Sociedades Anónimas.

Durante el ejercicio 2022, se realizaron 16 sesiones de Directorio, 12 ordinarias y 4 extraordinarias, que contaron con el quórum requerido en los estatutos de la compañía para sesionar. Al término de cada sesión, los directores reciben el acta a través del sistema DocuSign. El Directorio sesiona a lo menos una vez al mes.

Frank Demaille
Presidente
- Francés
- Ingeniero
- RUT: 26.890.321-6
- Reelecto el año 2022
- Periodo de cesación: 2024

André Canguçú (*)
- Brasileño
- Bachiller y Magíster en Administración de Empresa
- Pasaporte YC013255
- Electo el año 2022
- Periodo de cesación: 2024

Pascal Renaud
- Francés
- Ingeniero
- Pasaporte Francés 19V16412
- Electo el año 2022
- Periodo de cesación: 2024

Mireille Van Staeyen
- Belga
- Economista
- Pasaporte EN351855
- Electa el año 2022
- Periodo de cesación: 2024

Claudio Iglesis (**)
- Chileno
- Ingeniero Civil Electricista
- RUT: 7.289.154-6
- Reelecto el año 2022
- Periodo de cesación: 2024
- Independiente

Mauro Valdés (**)
- Chileno
- Abogado
- RUT: 7.011.106-3
- Reelecto el año 2022
- Periodo de cesación: 2024
- Independiente

Cristián Eyzaguirre (**)
- Chileno
- Economista
- RUT: 4.773.765-6
- Reelecto el año 2022
- Periodo de cesación: 2024
- Independiente

(*) El 3 de noviembre Hendrik De Buyserie presentó su renuncia al Directorio y en su reemplazó quedo André Canguçú que hasta ese entonces se desempeña como director suplente.

(**) Los directores independientes presentaron sus respectivas declaraciones de independencia en la forma dispuesta en el artículo 50 bis de la Ley de Sociedades Anónimas.

La trayectoria profesional de los miembros del Directorio se puede encontrar en: https://engie-energia.cl/wp-content/uploads/2022/09/2022_Biografias-Directorio-EECL.pdf

DIRECTORES SUPLENTES

Aníbal Prieto Larraín
Chileno / Abogado /
RUT: 9.387.791-8

Guilherme Ferrari
Brasileño / Ingeniero mecánico y administrador de empresas /
Pasaporte de Brasil GB197849

Bernard Esselinckx
Brasileño / Ingeniero Civil /
Pasaporte de Brasil YC648242

Juan Enrique Allard Serrano
Chileno / Abogado /
RUT: 10.895.601-1

Ricardo Fischer Abeliuk
Chileno / Ingeniero /
RUT: 6.400.720-3

Victoria Vásquez García
Chilena / Ingeniera Comercial /
RUT: 6.458.603-3

Directores por antigüedad

	Menos de 3 años	Entre 3 y 6 años	Más de 6 y menos de 9 años	Entre 9 y 12 años	Más de 12 años
Titulares	3	3	0	1	0
Suplentes	5	1	0	0	0

Directores por rango de edad

	Menos de 30 años	Entre 30 y 40 años	Entre 41 y 50 años	Entre 51 y 60 años	Entre 61 y 70 años	Más de 70 años
Titulares	0	0	1	4	1	1
Suplentes	0	0	3	1	2	0

(*) Ninguno de los miembros del directorio está en situación de discapacidad.

Matriz de Conocimiento

Nuestro Directorio está integrado por personas con una amplia experiencia en distintos sectores. Entre sus principales habilidades y conocimientos, destacamos los siguientes:

	Frank Demaille	André Canguçú	Pascal Renaud	Mireille Van Staeyen	Cristián Eyzaguirre	Mauro Valdés	Claudio Iglesis
Administración general	•	•	•	•	•	•	
Administración en grandes compañías	•	•	•	•	•		•
Sector Industrial					•	•	•
Sector Servicios	•		•	•	•		•
Sector de Energía	•	•	•	•			•
Sector Público					•		
Finanzas		•	•	•	•		
Responsabilidad social, cambio climático y diálogo con los stakeholders						•	
Digitalización, nuevas tecnologías		•					
Desafíos geoestratégicos	•					•	
Regulación Ambiental					•	•	•

REMUNERACIONES Y BRECHA SALARIAL DEL DIRECTORIO

La Junta Ordinaria de Accionistas celebrada en abril de 2022, acordó para este ejercicio y hasta la fecha en que se celebre la próxima Junta Ordinaria, una dieta para los directores, correspondiente a 160 U.F. por sesión. No existe brecha salarial, en tanto, la dieta es igual para todas y todos sus integrantes. El Presidente del Directorio percibe una dieta de 320 U.F. por sesión. La Junta de Accionistas también estableció que los directores suplentes no tendrán derecho a remuneración alguna por el desempeño de sus cargos, excepto cuando asistan a las sesiones en reemplazo de un director titular.

No existen otras remuneraciones pagadas distintas a las que perciben por el desempeño de su función de director en la Sociedad, excepto lo dispuesto en nuestra compañía.

No hay variaciones en las remuneraciones respecto de 2021.

BRECHA SALARIAL DIRECTORIO

	Media	Mediana
Brecha salarial Directorio	100%	100%

2.4.1 FUNCIONAMIENTO DEL DIRECTORIO

Al Directorio le compete administrar, proteger y valorizar el patrimonio de la compañía, en línea con su visión, valores, objetivos estratégicos y enfoque de sostenibilidad.

En ese sentido, le corresponde al Directorio establecer las directrices generales sobre las políticas de gestión de riesgos, incluyendo riesgos operacionales, financieros, de mercado, de crédito, de salud y seguridad ocupacional, laborales, éticos, de corrupción, de libre competencia, de derechos humanos, informáticos y ambientales; definiendo los principios, directrices o recomendaciones, nacionales o internacionales, utilizados como guía a este efecto.

I. Funciones principales

En relación a los riesgos. Para efectos de la gestión destinada al eficiente control de los riesgos del negocio, la compañía cuenta con un sistema consolidado de monitoreo de riesgos. La consolidación de dichos riesgos se encuentra a cargo del área de Finanzas y Servicios Compartidos, la cual monitorea la gestión y controles de riesgos de forma periódica. Son informados al Directorio a cargo de realizar un seguimiento a los riesgos significativos, sea desde un punto de vista cuantitativo o cualitativo, que puedan afectar el desempeño del negocio.

El Gerente Corporativo de Finanzas, o quien éste designe, se reúne a lo menos trimestralmente con el Directorio, para analizar: el adecuado funcionamiento del proceso de gestión de riesgos; la matriz de riesgo empleada, así como las principales fuentes de riesgo y metodologías para la detección de nuevos riesgos y la probabilidad de impacto de ocurrencia de aquellos más relevantes; las recomendaciones y mejoras que serían pertinente realizar para gestionar de mejor manera los riesgos de la Sociedad; y los planes de contingencia diseñados para reaccionar frente a la materialización de eventos críticos.

Respecto del área de Auditoría. Al menos dos veces al año, (junio y diciembre) el Auditor Interno concurre al Directorio a presentarle el Plan Anual de Auditorías internas, así como también el programa anual de revisión de las normativas de cumplimiento, y el resultado de las auditorias internas. En 2022 se realizaron 26 auditorías a los procesos de la compañía, de acuerdo a nuestra matriz de riesgo y al cumplimiento de la trinorma ISO 9001 Calidad, ISO 14001 Medio Ambiente y la ISO 45001 Seguridad y Salud en el Trabajo. Independiente de estas reuniones, el Directorio es libre de solicitarle al Auditor, la presentación de temas en este ámbito cuando lo estime

conveniente. Así también, el Auditor Interno puede llevar temas a las sesiones, cuando lo considere pertinente.

Auditores Externos. El Directorio y el Comité de Directores se reúne una vez al año con los auditores externos de los Estados Financieros. En 2022, el monto pagado a la empresa responsable de auditar los Estados Financieros del ejercicio, fue de UF 8.745 en Chile y de USD 20.000 en Argentina correspondiente a la sociedad Gasoducto NorAndino Argentina S.A.

Sobre la gestión social y ambiental de la compañía. Para abordar estas temáticas, la Gerencia Corporativa de Asuntos Corporativos le presenta al Directorio todos los meses, la evolución mensual de la huella de carbono de la compañía, así como también, con una frecuencia anual, los resultados de su gestión territorial y relacionamiento local. Además, le corresponde al Directorio aprobar los contenidos de la Memoria Integrada Anual.

Sobre la estructura salarial de los principales Ejecutivos. Con una periodicidad anual, la Gerencia Corporativa de Recursos Humanos le presenta al Directorio y al Comité de Directores la estructura de remuneraciones de los principales ejecutivos de la compañía.

II. Inducción y necesidades de capacitación

Todas las personas que se integran al Directorio de la compañía, reciben un proceso de inducción para facilitar su proceso de comprensión de la organización, sus negocios, misión, visión, objetivos estratégicos, principios y valores, beneficios y riesgos, incluidos aquellos vinculados con la sostenibilidad, procedimientos, principales criterios contables y marco jurídico más relevante y aplicable a la compañía y al Directorio.

Los principales aspectos que considera el proceso de inducción son los siguientes:

- El Gerente General y los Gerentes Corporativos realizan una presentación general a cada nuevo director, con el fin de satisfacer todas sus dudas e inquietudes e introducirlo en los temas estratégicos.
- El Gerente Corporativo de Asuntos Legales, le hace entrega de todos los documentos legales de la compañía, que sean relevantes. Entre ellos, los estatutos de la empresa, el Código de Gobierno Corporativo y sus anexos, así como también aquellos documentos que contengan su misión, visión, objetivos estratégicos, principios y valores que deben guiar el actuar de la Sociedad, sus directores y del equipo interno.
- También, se le da acceso a las actas del Directorio de los últimos dos años, para poner a su disposición los acuerdos adoptados y sus antecedentes.
- Finalmente, se le da acceso a los estados financieros trimestrales y anuales, a través de los cuales podrán conocer las partidas más relevantes con sus respectivas notas explicativas, además de los criterios contables aplicados en su elaboración.

En cuanto a las necesidades de capacitación del Directorio, permanentemente se realizan charlas de actualización sobre temas específicos, entre los que se cuentan los cambios regulatorios y legislativos. En 2022 se abordaron las actualizaciones de la Ley Nº 20.393 y cómo fueron recogidas en el Modelo de Prevención del Delito de nuestra compañía.

III. Funcionamiento interno

Las sesiones ordinarias del Directorio se calendarizan una sola vez y para todo el año. Antes de cada sesión, al menos con una semana de antelación, la agenda, los informes y presentaciones que serán abordadas en la reunión, se suben a una plataforma virtual, confiable y segura, habilitada para que los miembros del Directorio puedan acceder a la información, remotamente, en cualquier momento, las veces que así lo precisen.

Adicionalmente, todos los meses el Directorio recibe un completo informe relativo a la gestión de la compañía, incluyendo un análisis de las variables más importantes de las actividades desarrolladas. Si así lo requieren, pueden solicitar la preparación de nuevos informes o la realización de nuevos estudios o la contratación de asesorías externas. Estas solicitudes deben ser canalizadas a través de la Gerente General.

IV. Visita a las instalaciones

Una vez al año, los miembros del Directorio concurren a nuestras instalaciones operativas, acompañados por la Gerenta General y principales ejecutivos de la empresa, según la unidad que se visitará y la agenda de temas que se abordarán. En estas jornadas los directores revisan el estado y funcionamiento de las dependencias y también, aprovechan de conocer las impresiones del equipo que trabaja en las instalaciones, sus recomendaciones y opiniones para mejorar la gestión. Como parte de la agenda 2022, el Directorio visitó el Parque Solar PV Capricornio, en la Región de Antofagasta.

PRINCIPALES ASPECTOS ESG REVISADOS EN EL DIRECTORIO	FRECUENCIA DE REVISIÓN	PRINCIPALES TEMÁTICAS
Gestión de Riesgos		
Expone: Gerencia Corporativa de Finanzas y Servicios Compartidos	Al menos trimestral	• Los **riesgos significativos** que afecten el desempeño del negocio. • El adecuado funcionamiento del **proceso de gestión de riesgos.** • **La matriz de riesgo empleada,** así como las principales fuentes de riesgo y metodologías para la detección de nuevos riesgos y la probabilidad de impacto de ocurrencia de aquellos más relevantes. • Entrega de recomendaciones del Directorio sobre las **mejoras que serían pertinentes de realizar para gestionar de mejor manera los riesgos** de la compañía.
Auditoría interna		
Expone: Auditor Interno	Al menos dos veces al año, *(junio y diciembre)* y cada vez que el Directorio o el auditor lo consideren necesario	• Aprobación del **Plan Anual de Auditorias.** • Aprobación del **programa anual de revisión de las normativas de cumplimiento.** • **Presupuesto anual** de auditoría. • Resultados de la **gestión de auditoría,** avances gestión planes de acción. • **En 2022 se realizaron 26 auditorías** a los procesos de la compañía de acuerdo a nuestra matriz de riesgo y al cumplimiento de la trinorma ISO 9001 Calidad, ISO 14001 Medio Ambiente y la ISO 45001 Seguridad y Salud en el Trabajo.
Gestión Sostenibilidad Social y Ambiental		
Gestión Territorial **Expone:** Gerencia Corporativa de Asuntos Corporativos y la Gerencia de Sostenibilidad	Al menos una vez al año	• Revisión de las **principales iniciativas desarrolladas en la Gestión Territorial y Plan de Transición Justa**, que aborda los impactos sociales del cierre de las unidades a carbón y la gestión territorial.
Estructura Salarial **Expone:** Gerencia Corporativa de Recursos Humanos	Mensual	• Presentación de las **remuneraciones del año para los principales ejecutivos.**
Huella de carbono **Expone:** Gerencia Corporativa de Relacionamiento Institucional/ Gerencia de Sostenibilidad	Anual	• Se presenta la **evolución de la huella de carbono** y factores que incidieron en su medición.
Estados Financieros		
Expone: Auditora Externa a cargo de la Auditoría de los Estados Financieros	Anual	• Presentación de los **Estados Financieros.**

Nuestro Directorio visitó el Parque Solar PV Capricornio. Asistieron: Claudio Iglesis, Rosaline Corinthien CEO ENGIE Energía Chile, Mauro Valdés, Pascal Renaud, Mireille Van Staeyen y Cristián Eyzaguirre.

2.4.2 COMITÉ DE DIRECTORES

Entre sus funciones, le corresponde contratar asesoría contable, financiera o legal para el mejor cumplimiento de su cometido. Lo componen los directores independientes Claudio Iglesis, Mauro Valdés y Cristián Eyzaguirre, quienes también desempeñaron este rol en periodo anterior.

El Comité de Directores reporta al Directorio a través del envio a éste del informe relativo al acto o contrato comprendido entre el Título XVI de la ley 18.046.

Durante 2022, el Comité de Directores se reunió regularmente y desarrolló las siguientes actividades:

- Examinó y se pronunció respecto de los estados financieros trimestrales de la Sociedad durante el año 2022.
- Se reunió con la empresa de auditoría externa de la compañía así como con el Auditor Interno y Encargado de Prevención de Delitos.
- Examinó los sistemas de remuneraciones y planes de compensación de los gerentes, ejecutivos principales y trabajadores de la sociedad.
- Analizó los antecedentes de los procesos de licitación de servicios llevados a cabo por la empresa, pronunciándose en cada caso acerca de la eventual participación en éstos de empresas relacionadas y, en el caso de participar empresas relacionadas, actuando como receptor de las propuestas comerciales de las empresas participantes y manifestando su opinión acerca de la adjudicación de los contratos resultantes de los procesos de licitación.
- Revisó los antecedentes de las órdenes de trabajo emitidas por la sociedad con cargo a los contratos marco vigentes con empresas relacionadas.
- Examinó los antecedentes relativos a las operaciones con partes relacionadas detalladas en la páginas 168 a 171 de esta memoria.

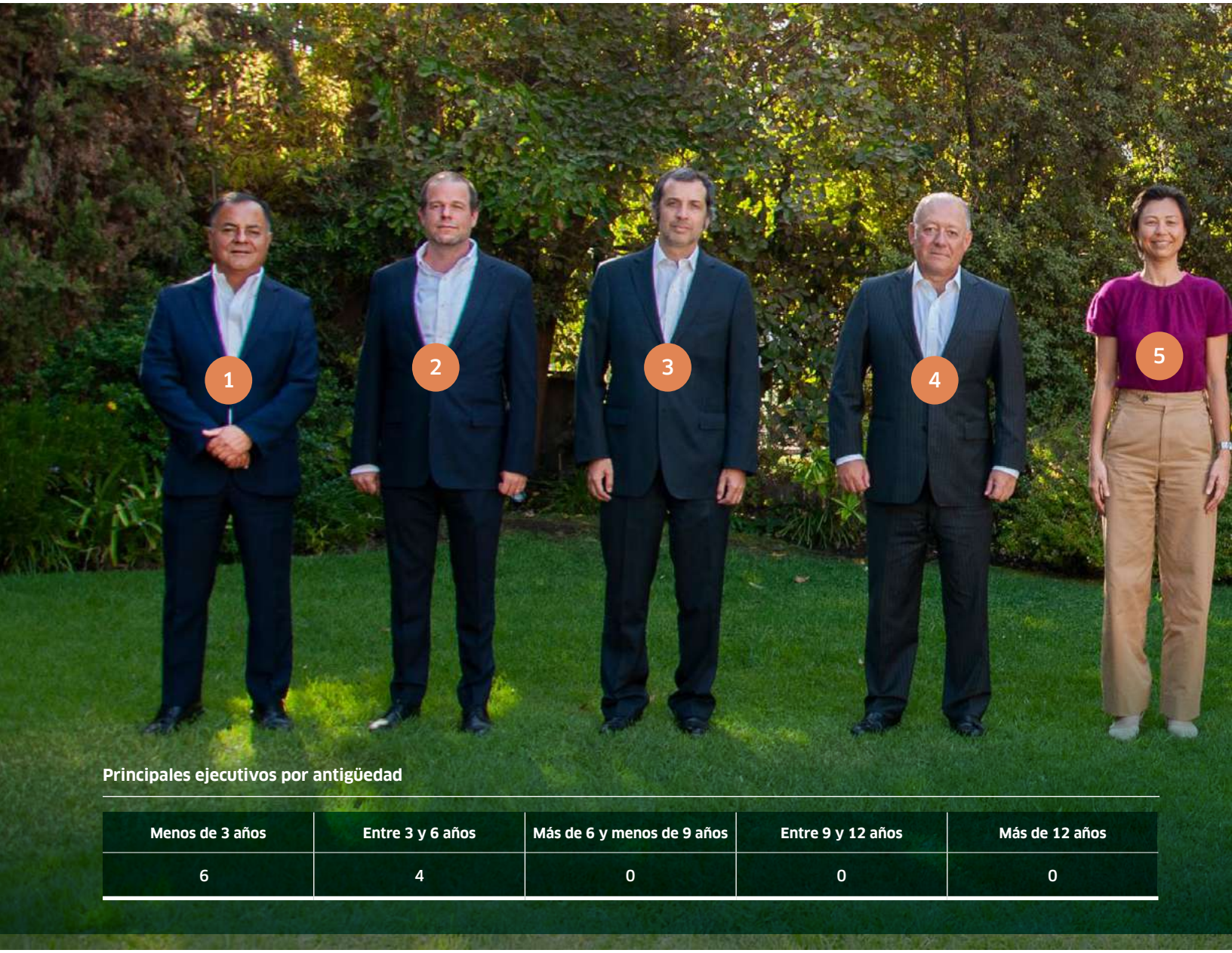
REMUNERACIONES COMITÉ DE DIRECTORES

De conformidad con lo dispuesto en el Artículo 50 bis de la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas, en la Junta Ordinaria de Accionistas se deja constancia que se ha elegido un Comité de Directores. Este comité está integrado por los directores independientes. La remuneración asciende a 55 UF mensuales a todo evento. Además, para su cometido se les asigna un presupuesto de 5.000 UF anuales. Durante el periodo 2022, el Comité no realizó gastos con cargo a este presupuesto.

2.5 PRINCIPALES EJECUTIVOS

El 1 de octubre de 2022, Rosaline Corinthien, asumió la gerencia general de nuestra compañía, en reemplazo de Axel Levêque. Nuestra CEO, la primera mujer en desempeñar este cargo en nuestra empresa, tiene una amplia experiencia en la industria de energías renovables, ya que le correspondió liderar la construcción, operación y mantenimiento de activos renovables de ENGIE en Francia.

En el 2022, también se sumaron al equipo de alta dirección, Lucy Oporto en la Gerencia Corporativa de Recursos Humanos; Enzo Quezada en la Gerencia de Negocios; e Isak de Eskinazis, en la Gerencia Gestión Global de la Energía.



Principales ejecutivos por antigüedad

Menos de 3 años	Entre 3 y 6 años	Más de 6 y menos de 9 años	Entre 9 y 12 años	Más de 12 años
6	4	0	0	0

1 Enzo Quezada

Gerente Corporativo Comercial

- Ingeniero
- RUT 9.409.711-8
- Chileno

2 Isak De Eskinazis

Gerente Corporativo Portafolio

- Economista
- RUT 27.732.473-3
- Turco

3 Fernando Valdés

Gerente Corporativo de Asuntos Legales

- Abogado
- RUT 13.038.373-4
- Chileno

4 Pablo Villarino

Gerente Corporativo de Asuntos Corporativos

- Abogado
- RUT 9.904.494-2
- Chileno

5 Rosaline Corinthien

CEO ENGIE Energía Chile

- Ingeniera
- RUT (en trámite)
- Francesa

6 Lucy Oporto

Gerente Corporativo de Recursos Humanos

- Psicóloga
- RUT 15.378.645-3
- Chilena

7 Gabriel Marcuz

Gerente Corporativo GBU Flexible Generation &Retail

- Ingeniero
- RUT 21.273.633-3
- Argentino

8 Mathieu Ablard

Gerente Corporativo GBU Renovables

- Ingeniero
- RUT 27.433.897-0
- Francés

9 Demián Talavera

Gerente Corporativo GBU Networks

- Ingeniero
- RUT 14.608.639-K
- Argentino

10 Eduardo Milligan

Gerente Corporativo Finanzas y Servicios Compartidos

- Ingeniero
- RUT 25.672.615-7
- Peruano

(*) Ninguno de los Principales Ejecutivos está en situación de discapacidad.

Principales ejecutivos por rango de edad

Menos de 30 años	Entre 30 y 40 años	Entre 41 y 50 años	Entre 51 y 60 años	Entre 61 y 70 años	Más de 70 años
0	2	4	4	0	0

Estructura salarial

La política de compensación para los principales ejecutivos y gerente general considera una remuneración fija que incluye, básicamente el sueldo base y asignaciones, y una remuneración variable que contempla una combinación de los objetivos personales -evaluados en función del qué y el cómo se logran- y el resultado de los indicadores estratégicos definidos en el Balanced Scorecard (BSC).

En el año 2022, los principales indicadores que se consideraron para la definición del incentivo de corto plazo, provinieron del ámbito financiero, ambiental y social. Entre ellos se consideraron, nuestras metas en Salud y Seguridad, reclutamiento de mujeres en funciones de Liderazgo, y participación en cursos internos que son obligatorios para toda los integrantes de la compañía, porque están vinculados con temas estratégicos para la empresa. En 2022 los cursos abordaron las siguientes materias: salud mental (Programa Ninguna Mente en Riesgo); ciberseguridad; diversidad e inclusión y ética corporativa.

En materia de beneficios, contamos con el Programa Beneflex dirigidos a los líderes. Este programa les permite elegir los beneficios que entrega la compañía y alinearlos a sus intereses. Se entrega una cantidad de dinero que pueden destinar a asignaciones, beneficios de protección, ayuda de escolaridad para los hijos, educación, soporte para la jubilación y además, tienen la flexibilidad para comprar o vender días de vacaciones.

Al cierre de 2022, las personas que ocupan estos cargos, no tenían participación accionaria en la compañía.

Remuneraciones de gerentes y ejecutivos principales

	31-12-2022 kUSD	31-12-2021 kUSD
Remuneraciones	2.832	2.158
Beneficios de corto plazo	236	398
Total	3.068	2.556

2.6 PREVENCIÓN DE LOS CONFLICTOS DE INTERÉS

En 2022 también fortalecimos la gestión de los conflictos de interés. Incorporamos la Política General del Manejo de Conflictos de Interés para redoblar los esfuerzos que ya realizamos a partir de las directrices de nuestra Política de Prevención de los Conflictos de Interés, anexa a nuestro Código de Ética. Con estas normativas internas, queremos evitar que quienes trabajan en la empresa, tengan un conflicto que ponga en tela de juicio su integridad y lealtad con la compañía.

La Política General del Manejo de Conflictos de Interés fue aprobada en 2022 y fue comunicada a toda la organización. Es aplicable a directores, gerentes, ejecutivos principales y para todas las personas que trabajan en la empresa y sus fiiales. Además, realizamos un webinar para aclarar las dudas y nos reunimos con los líderes de los sindicatos para explicarles su contenido.

A través de la Política de Prevención de Conflictos de Interés, nos enfocamos en la identificación de los potenciales conflictos y el accionar que corresponde frente a ellos. Todas las personas deben declarar sus conflictos, para lo cual contamos con formularios que deben completar y que se refieren a los conflictos por parentesco o conflictos de interés. De manera proactiva definimos enviarlos a toda la organización una vez al año, lo que en 2022 ocurrió en abril.

DENUNCIAS

Las denuncias por conflictos de interés deben ser canalizadas a través de un correo dirigido al Oficial de Ética, quien tiene un plazo de máximo 15 días para enviar un informe al Comité de Ética. En el caso de que el denunciado sea parte del Directorio, la denuncia será conocida y resuelta por el Directorio, excluido el denunciado. Si la denuncia afecta a la gerente general, gerente de recursos humanos o al mismo oficial de cumplimiento, serán reemplazadas en el Comité de Ética mientras se resuelve el caso.

2.7 GESTIÓN DE LOS GRUPOS DE INTERÉS

Nuestros grupos de interés son personas o grupos con intereses que se ven afectados o podrían verse afectados por las actividades que desarrollamos. Los tenemos identificados y segmentados en cinco categorías, en función de sus inquietudes específicas.

Las características de nuestro negocio, la expansión de los proyectos de generación renovable y de transmisión, nos desafía a mantener actualizado nuestro mapa de stakeholders. Cada vez que ingresamos a un nuevo territorio, aplicamos nuestro **Modelo de Aproximación Temprana**, cuya primera etapa considera la identificación de los grupos de interés y actores relevantes.

A propósito del proyecto de baterías BESS Coya, incorporamos al Cuerpo de Bomberos de esa localidad como parte de nuestros grupos de interés. La vinculación surge porque, en el caso de un eventual incendio, serán ellos quienes tendrán la labor de asistirnos y para eso necesitan contar con los implementos adecuados y conocer el funcionamiento del sistema para asistirnos ante un eventual siniestro. Adicionalmente, a ellos les correspondió validar nuestro plan de seguridad frente a la autoridad.

Contamos con canales de comunicación, plataformas habilitadas de manera permanente y con personas encargadas de gestionar la relación con nuestros grupos de interés, lo que nos permite establecer vínculos y brindar respuestas ágiles.

	Grupos	Gestión
STAKEHOLDERS INTERNOS	**Colaboradores** **Sindicatos** **Comités Paritarios**	La Gerencia Corporativa de Recursos Humanos es la principal responsable de esta relación. Está a cargo de los medios de comunicación internos y dispone de instrumentos que nos permiten monitorear la percepción de las personas que trabajan en nuestra empresa. **Gestores** • Contamos con un área dedicada a las Relaciones Laborales, responsable de llevar la relación con los sindicatos y requerimientos de las unidades de negocio. • También, con áreas dedicadas a las Comunicaciones Internas, Capacitación, Cultura, Gestión de Personas y Compensaciones, para atender las necesidades de todas las personas que trabajan en nuestra compañía. **Canales de Comunicación.** Intranet, campañas internas, reuniones de feedback, evaluación de desempeño y encuesta ENGIE&ME.
STAKEHOLDERS DE LA SOCIEDAD	**Comunidades** **ONG** **Gremios** **Medios de Comunicación**	Gestiona esta relación la Gerencia Corporativa de Asuntos Corporativos. **Gestores** • A través de su Gerencia de Sostenibilidad y Comunidades, se aborda la relación con las comunidades. Está conformada por encargados territoriales, desplegados de norte a sur, responsables de levantar las inquietudes y sugerencias de nuestros vecinos en forma oportuna. • La Gerencia de Comunicaciones Externas se relaciona con la prensa y su objetivo principal es entregar respuestas oportunas. • La relación con los gremios la lideran las distintas áreas según la pertinencia del tema. **Canales de Comunicación.** Mesas de Trabajo con comunidades; Línea Directa Vecinos; Talleres de Capacitación Líderes Sociales; Comités de Trabajo de las asociaciones gremiales en donde participamos; sitio web, redes sociales, principalmente.
STAKEHOLDERS DE LA AUTORIDAD	**Local** **Nacional**	Gestiona esta relación la Gerencia Corporativa de Asuntos Corporativos y a través de sus gerencias asociadas. **Gestores** • La Gerencia de Sostenibilidad y Comunidades junto a la Gerencia de Relaciones Institucionales están encargadas de la relación con las autoridades locales. • La Gerencia de Regulación, gestiona la relación con las autoridades regulatorias. • Gerencia de Medio Ambiente y Permisos aborda, gestiona la relación con las autoridades a cargo de este ámbito. **Canales de comunicación.** Mesas de Trabajo, Programas Sociales, Plataforma de Lobby, otros.
STAKEHOLDERS FINANCIEROS	**Accionistas** **Analistas** **Bonistas** **Bancos**	La Gerencia Corporativa de Finanzas y Servicios Compartidos es la responsable principal de esta relación. **Gestores** • Nuestra Relations Officer es la encargada de liderar la comunicación con nuestros inversionistas. Entre las innovaciones que implementamos, este 2022, organizamos una visita por nuestros nuevos proyectos renovables en el norte con analistas del sector financiero. **Canales de Comunicación.** Newsletter ENGIE AL DÍA; Junta Ordinaria de Accionistas; conferencias para el reporte de resultados, página web, redes sociales, entre los principales.
STAKEHOLDERS DEL NEGOCIO	**Clientes**	La Gerencia Corporativa de Negocios lidera la relación con los clientes. **Gestores** • Contamos con ejecutivos comerciales que buscan establecer una relación cercana y de confianza. **Canales de Comunicación.** Newsletter Mensual, Customer Day, Portal Cliente, Sitio Web Corporativo, Visitas a terreno, envío de la Memoria Integrada Anual de la compañía, principalmente.
	Proveedores	La Gerencia de Abastecimiento es la encargada de de establecer una relación enfocada en generar valor para todas las partes involucradas. **Canales de Comunicación.** Portal de proveedores, contacto interno, Reuniones, Día del Proveedor, envío la Memoria Integrada Anual de la compañía, principalmente.
	Socios Industriales	Alianzas y Acuerdos.

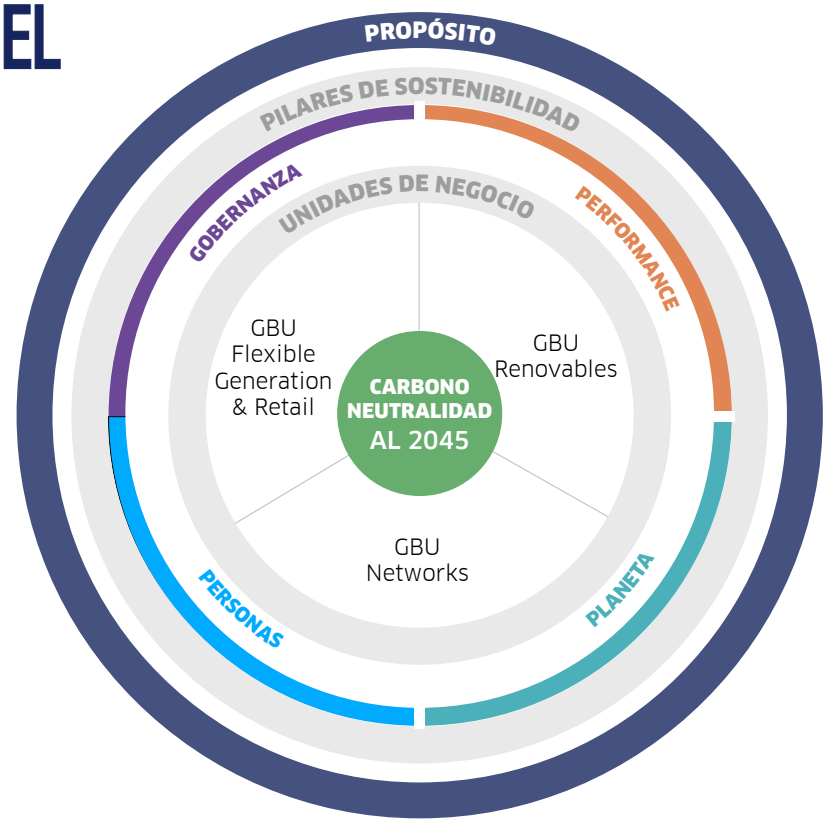
CAPITULO 3

NUESTRA ESTRATEGIA

La sostenibilidad está en el centro de nuestra estrategia de negocio, que está orientada a liderar la transición energética en el país.

3.1 Sostenibilidad en el Modelo de Negocio
3.2 Innovación y Digitalización en la estrategia
3.3 Cadena de Suministro

3.1 SOSTENIBILIDAD EN EL MODELO DE NEGOCIO



La sostenibilidad está en el centro de nuestra estrategia de negocio, enfocada en lograr la carbono neutralidad al año 2045, a través de nuestro plan de descarbonización. En el desarrollo de nuestro quehacer, la seguridad laboral es un objetivo transversal para todas las unidades de negocio, como también lo es aportar al desarrollo y bienestar de las comunidades aledañas a nuestras operaciones, y promover una cultura empresarial basada en altos estándares éticos.

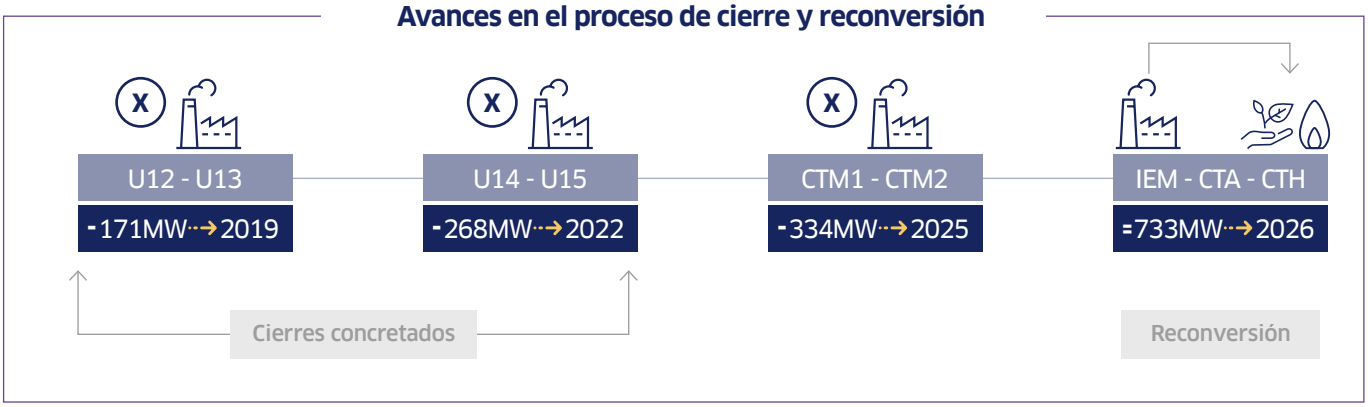
A partir de 2021, nos reestructuramos en tres unidades de negocio y áreas transversales de soporte, para focalizar nuestros esfuerzos y también para estar alineados con la estrategia del Grupo ENGIE.

I. Nuestros avances

En 2022 continuamos avanzando en nuestro desafío de reemplazar 1,5 GW de capacidad instalada en base a carbón, por 2 GW de generación con fuentes renovables. Nos enfocamos en las siguientes líneas de acción:

- **Cierre de las unidades a carbón más antiguas.** En 2022 terminamos de concretar el cierre de los 439 MW a carbón ubicados en Tocopilla. En 2019 comenzamos con las Unidades 12 y 13 y en 2022 continuamos con las Unidades 14 y 15.
- **Reconversión de las unidades a carbón más nuevas.** Avanzamos en los estudios de ingeniería para la reconversión de 700 MW ubicados en Mejillones.
- **Descarbonización de los contratos de largo plazo (PPA) con nuestros clientes de la minería.** Al 2022, como resultado de nuestra relación con nuestros clientes principales, el 75% de nuestros PPA estaban descarbonizados.
- **Desarrollo de proyectos solares, eólicos y de almacenamiento.** En un plazo de 4 años, entre 2018 a 2022, las energías renovables en nuestra capacidad instalada pasaron de 2 MW a 800 MW, es decir, del 1% al 26% de nuestra capacidad instalada.

Avances en el proceso de cierre y reconversión



II. Desafíos

Las restricciones que supuso la pandemia, durante 2020 y 2021, generaron un retraso generalizado en el desarrollo de los proyectos de generación renovable y de transmisión en el país. Esta situación se agudizó con los largos plazos en la entrega de los permisos para el inicio de las obras. Eso, principalmente, vinculados a la expansión del sistema de transmisión, en donde ya se comenzaron advertir puntos de alta congestión en los nodos, impidiendo la inyección de las energías renovables al sistema.

En este contexto, decidimos fortalecer nuestra estrategia en tres líneas de acción:

- **Crecimiento sostenible.** Nuestro plan considera la incorporación de, aproximadamente, 1,3 GW en energías renovables en un periodo de tres años, entre 2023 y 2027, mediante el desarrollo de proyectos y la adquisición de activos. En 2022 compramos el Parque Eólico San Pedro en Chiloé (101 MW operativos, con la posibilidad de incorporar 151 MW) y aprobamos el inicio de la construcción del Parque Eólico Lomas de Taltal, que aportará 342 MW a nuestra capacidad instalada.

  Para asegurar la inyección de la energía, implementaremos sistemas de almacenamiento en base a baterías en nuestras unidades renovables, lo que nos dará la flexibilidad para inyectar nuestra energía en momentos de menor congestión. En esa dirección, aprobamos la construcción de BESS Coya, que estará ubicado dentro del Parque Solar PV Coya (180 MWac) en la comuna de María Elena, Región de Antofagasta. Tendrá una capacidad de 638 MWh (138 MW aprox), equivalente a 5 horas.

  Adicionalmente, creamos la Gerencia de Medio Ambiente y Permisos, con dedicación exclusiva a la obtención de los permisos requeridos, a fin de acelerar los procesos y, en lo posible, evitar retrasos en los proyectos.

- **Excelencia operacional.** Para lograr este desafío nos enfocaremos en mantener los altos niveles de disponibilidad de nuestras unidades, que hemos logrado gracias a nuestro plan de gestión de activos. También, nos centraremos en cumplir con los plazos de construcción de los proyectos de desmantelamiento de las unidades desconectadas. Adicionalmente, estaremos monitoreando el desarrollo y la digitalización de los procesos y el cumplimiento de nuestras metas de seguridad laboral, definidas en el plan One Safety.

- **Optimizar el portafolio.** Mientras se estabiliza el sistema y concretamos el ingreso de nuestros proyectos renovables, decidimos optimizar el portafolio y asegurar el cumplimiento de los compromisos de largo plazo que tenemos con nuestros clientes. En esa dirección, suscribimos contratos de compra de energía, PPAs Backups, que adicionalmente nos permiten reducir nuestra exposición a las variaciones que están impactando los precios del mercado spot.

PLANES DE INVERSIÓN

Para el periodo de 2023 - 2029 proyectamos concretar un plan de inversiones en torno a los MUSD 1.800 destinados a financiar la incorporación de proyectos equivalentes a 1,3 GW de energías renovables.

En 2022 aprobamos una inversión de USD 650 millones para la construcción del Parque Eólico Lomas de Taltal (USD 450 millones) y el sistema de almacenamiento BESS Coya (USD 200 millones).

MUSD 650
Inversión aprobaba en 2022

Cómo aceleramos nuestras inversiones en energías renovables

A los 0,8 GW que tenemos en producción en 2022, proyectamos sumar 1,3 GW en el periodo 2023 -2027.

	0,8 GW En producción				0,5 GW En construcción	0,8 GW(*) En desarrollo
	2019	2020	2021	2022	2023-2024	2025-2027
MW en operaciones	46	82	265	369	481	860
Eólicos		48 MW Monte redondo	151 MW Calama	101 MW San Pedro	0,4 GW Lomas de Taltal	
Solares PV	46 MWac Los Loros Andacollo		114 MWac Tamaya	268 MWac Coya Capricornio		
Agua		34 MW Laja				
Baterias					0,2 GW Bess Coya	
CAPEX y adquisiciones	64 MUSD	202 MUSD	171MUSD	325 MUSD	634 MUSD	1100 MUSD

(*) Los proyectos en desarrollo aún no han sido aprobados y el financiamiento se decidirá a su debido tiempo.

Eduardo Milligan,
Gerente Corporativo Finanzas y Servicios Compartidos

Decidimos acelerar nuestras inversiones en activos y, al mismo tiempo, estamos tomando todos los resguardos, a través de sistemas de almacenamiento de energía, como el que instalaremos en el Parque PV Coya, para que estas inversiones se rentabilicen y contribuyan con la estabilidad del sistema.”

FINANCIAMIENTO VERDE

Tal como ocurrió con el Parque Eólico Calama, que contó con el primer crédito verde entregado por el BID Invest, estamos explorando nuevas alternativas para los proyectos renovables de los próximos 2 a 3 años. En esta oportunidad, iniciamos una conversación con el IFC de World Bank Group, que derivó en la firma de una carta de mandato para un potencial préstamo corporativo por 400 MUSD A/B-1. De concretarse, la transacción incluirá una fuente adicional de financiamiento para la descarbonización, a través del Programa de Cartera de Cofinanciamiento Administrado.

Este acuerdo de intenciones fue suscrito por Rosaline Corinthien, CEO de ENGIE Chile; y Alfonso García Mora, VP Regional de IFC para Europa, América Latina y el Caribe.

HORIZONTE DE TIEMPO

A la hora de considerar la vida útil de los activos e infraestructura de la compañía, se debe distinguir entre aquellos con una vida útil de largo, mediano y corto plazo. En la categoría de largo plazo, con un rango de 25 a 50 años, están nuestras unidades de generación térmica, parques de generación de energía renovable, líneas de transmisión, gasoductos y obras civiles. Los activos de mediano plazo, cuyo rango de vida útil está entre los 10 a 14 años, están conformados por sistemas de control. Finalmente, entre los activos de corto plazo, entre 3 a 10 años de vida útil estimada, están los sistemas auxiliares, vehículos y herramientas. La vida útil de la propiedad, plantas y equipos, se revisa al final de cada ejercicio anual.

Cuadro Vidas Útiles Estimadas de los Principales Activos de la Sociedad

		Mínima	Máxima
Centrales Carboneras	Vida útil años	25	40
Centrales de Ciclo Combinados	Vida útil años	25	25
Parque Eólico	Vida útil años	25	45
Centrales Fotovoltaicas	Vida útil años	25	35
Obras Civiles	Vida útil años	25	50
Obras Hidráulicas	Vida útil años	35	50
Líneas de Transmisión	Vida útil años	10	50
Gasoductos	Vida útil años	25	30
Sistemas de Control	Vida útil años	10	14
Sistemas Auxiliares	Vida útil años	7	10
Muebles, Vehículos y Herramientas	Vida útil años	3	10
Otros	Vida útil años	5	20

3.1.1 GESTIÓN DE IMPACTOS

Nuestra estrategia también considera la identificación y gestión de los impactos significativos, reales y potenciales, negativos y positivos, que son inherentes a la industria en la que participamos. En el caso de los negativos, nuestro enfoque es mitigar y reducir, y en el caso de los positivos, es amplificar. En la identificación de los impactos, le solicitamos la opinión a nuestros grupos de interés, con quienes mantenemos una relación de confianza y aporte mutuo.

De esta manera buscamos crear valor y contribuir con medidas concretas a las metas de la Agenda Global, particularmente, con los siguientes Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).

Pilares de Sostenibilidad

PERFORMANCE	PERSONAS	PLANETA	GOBERNANZA
• Asegurar el cumplimiento de nuestros compromisos con nuestros clientes.	• Seguridad Laboral. • Diversidad. • Aporte al desarrollo local de las comunidades vecinas.	• Carbono neutralidad.	• Resguardar nuestras prácticas empresariales, Ética y Cumplimiento.
8 TRABAJO DECENTE Y CRECIMIENTO ECONÓMICO	3 SALUD Y BIENESTAR 5 IGUALDAD DE GÉNERO 10 REDUCCIÓN DE LAS DESIGUALDADES 11 CIUDADES Y COMUNIDADES SOSTENIBLES	7 ENERGÍA ASEQUIBLE Y NO CONTAMINANTE 13 ACCIÓN POR EL CLIMA 15 VIDA DE ECOSISTEMAS TERRESTRES	16 PAZ, JUSTICIA E INSTITUCIONES SÓLIDAS 17 ALIANZAS PARA LOGRAR LOS OBJETIVOS

A continuación, les compartimos nuestros impactos significativos y la gestión que realizamos para mitigar en el caso de los negativos y amplificar en el caso de los positivos.

GESTIÓN DE NUESTROS IMPACTOS SIGNIFICATIVOS POTENCIALES Y REALES

	Impactos	Gestión	ODS Asociados
PERFORMANCE	**Inversiones responsables y rentables para los accionistas**	• Estrategia para acelerar los proyectos renovables. • Sistema de almacenamiento de energía para asegurar el despacho de nuestra energía renovable. (BESS Coya).	7
	Cumplimiento de los contratos de venta de energía de largo plazo	• Suscripción de contratos de compra de energía como backup, para cumplir con nuestros compromisos.	8
PLANETA	**Acceso a energías renovables**	• Cierre 1,5 GW unidades a carbón. • Ingreso de 2 GW unidades renovables.	7
	Emisiones de GEI	• Compromiso con la carbono neutralidad al 2045.	13
	Emisiones de gases que afectan la calidad del aire	• Programas de gestión y monitoreo de las emisiones que afectan la calidad del aire.	
	Impactos de la disposición de nuestros residuos	• Gestión de residuos y planes de reciclaje.	15
	Descargas de agua al mar	• Sistemas de monitoreo y medidas de gestión en las descargas de agua al mar.	14
	Impactos de nuestras unidades renovables en el ecosistema	• Plan de biodiversidad para los activos renovables.	15
PERSONAS	**Impacto social del cierre de nuestras unidades de carbón**	• Programa Transición Justa que comenzó con la descarbonización del Complejo Térmico Tocopilla.	8
	Impactos de nuestra llegada a las comunidades donde operamos	• Políticas y programas para fomentar el empleo local, el emprendimiento y el desarrollo local. • Acceso a energías limpias en los espacios públicos y proyectos comunitarios, que aporten valor a los vecinos.	8 7, 13
	Condiciones laborales justas	• Política de Compensaciones basada en la Equidad Salarial.	8
	Baja participación de mujeres en la industria	• Somos parte del Plan 50/50 para aumentar la participación de las mujeres en el Grupo ENGIE.	5
	Promoción de la diversidad y la Inclusión	• Procesos de selección sin sesgos. • Gestora de Inclusión certificada.	10
	Impacto en la Salud y Seguridad laboral	• Sistema de Seguridad Laboral. • Programa One Safety.	3
	Resguardo del cumplimiento de los derechos laborales del personal contratista	• Sistema de monitoreo del cumplimiento laboral.	8

GESTIÓN DE NUESTROS IMPACTOS SIGNIFICATIVOS POTENCIALES Y REALES

	Impactos	Gestión	ODS Asociados
GOBERNANZA	**Contribución a las buenas prácticas empresariales**	• Marco normativo interno. • Plan de Capacitación de Ética Corporativa Anual.	8, 16, 17
	Anticorrupción	• Modelo de Prevención de Delitos. • Canales de Denuncias.	
	Resguardo de la Libre Competencia	• Manual de Libre Competencia.	
	Protección de los derechos humanos en la cadena de valor	• Plan de Vigilancia. • Comité de Vigilancia. • Procesos de Debida Diligencias para las nuevas contrataciones.	

Contribución global

Queremos destacar que todos nuestros avances en estas materias tienen un alcance global, porque están consideradas en las metas que el Grupo ENGIE se propuso para contribuir con el desarrollo sostenible del mundo.

SOSTENIBILIDAD AL CENTRO DE LA ESTRATEGIA DEL GRUPO ENGIE

Actuar para acelerar la transición hacia una economía neutra en carbono, mediante un menor consumo de energía y soluciones más respetuosas con el medio ambiente.

Camino hacia el Net Zero Carbon para el año 2045, en todos los alcances, siguiendo una trayectoria "muy por debajo de 2 °C".

Salida del carbon al 2027.

Inversiones en proyectos y regiones compatibles con nuestros objetivos.

Asignación de presupuestos de carbono e integración del precio del carbón.

Incorporación de los objetivos de carbono en los incentivos de los máximos ejecutivos.

PLANETA

Nivel 1 Objetivos Grupo ENGIE para 2030

- 43 $MtCO_2eq$ desde la producción de electricidad alineadas con las metas SBT Trajectory.
- 52 $MtCO_2eq$ desde las ventas de gas en línea con las metas SBT Trajectory.
- 58% de energías renovables en el mix de capacidad instalada.
- Reducir 45 $MtCO_2eq$ de emisiones de los clientes.
- 100% de los proveedores elegidos deben estar certificados o alineados con el estándar SBT (excluidos los vinculados a ventas de energía).

PERSONAS

Nivel 1 Objetivos Grupo Engie para 2030

- Tasa de frecuencia no superior a 2,3 puntos, considerando a los trabajadores contratistas.
- 50% de los cargos ejecutivos del grupos ocupados por mujeres.
- Lograr 100 puntos en el índice de equidad de género.

3.2 INNOVACIÓN Y DIGITALIZACIÓN EN LA ESTRATEGIA

La innovación y mejora continua juegan un rol importante en la estrategia de la compañía. Aportan a la excelencia operacional y mejora de los procesos del negocio, lo que impacta, positivamente, en la disponibilidad de activos, soluciones digitales, simplificación de procesos y estandarización de plataformas, entre otros.

En este contexto, orientamos nuestra gestión de la innovación hacia la búsqueda de soluciones que refuercen nuestra transición energética y a la optimización de nuestros procesos de negocio. Entre los proyectos innovadores vinculados a la transición energética se destaca BESS Coya.

Adicionalmente, del total de proyectos implementados en 2022, nueve de ellos fueron seleccionados a nivel ENGIE Chile para participar en el concurso de innovación "ONE ENGIE Awards" del Grupo ENGIE. A través de esta iniciativa, el Grupo ENGIE, premia los mejores proyectos de innovación en el mundo, en función del valor que aportan, el nivel de implementación, impacto social y medioambiental, y alineamiento a la estrategia.

En el ámbito de la mejora continua, convocamos de forma sistemática a toda la organización a identificar iniciativas y presentar proyectos en el ámbito digital y de procesos. Contamos con una plataforma dedicada a la evaluación de "casos de negocio", a través de la cual todas las personas que integran ENGIE Chile pueden presentar sus propuestas de innovación y mejora, a fin de seleccionar los mejores proyectos en función de su aporte de valor y alineamiento a los objetivos estratégicos.

I. Principales hitos en la gestión de procesos

En el marco de la gestión por procesos, como parte del sistema de gestión integrado "+Simple", se cerró de forma exitosa la implementación del Sistema de Gestión de Integridad de Instalaciones Eléctricas (SGIIE), estándar de gestión de activos requerido por la SEC (Pliego técnico N°17). Adicionalmente, se incluyó a Parque Eólico Calama como parte del alcance de las certificaciones normativas ISO de estándares de calidad medioambiente y seguridad, asegurando de esta forma mantener los mismos estándares de operación en todos los sitios operados por ENGIE.

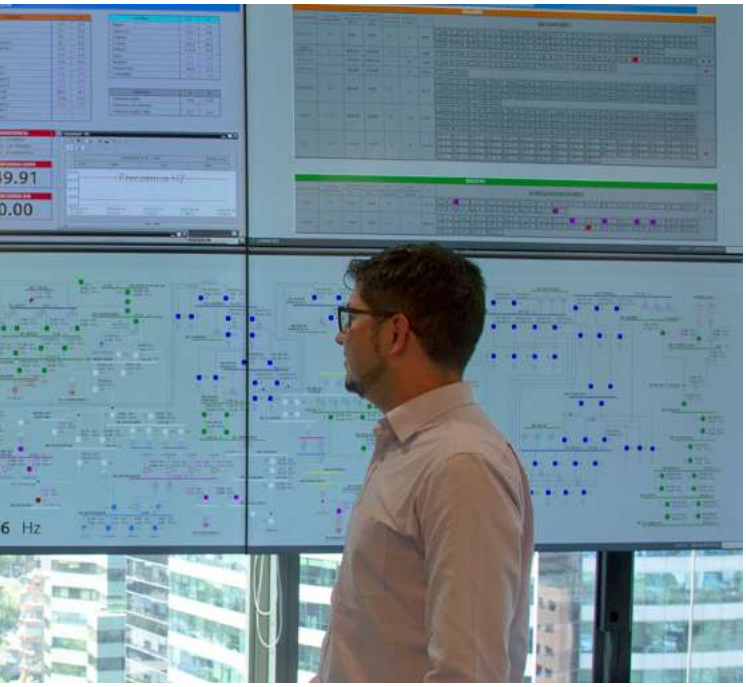
II. Avances y logros de la estrategia digital

Comenzamos con nuestra transformación digital de manera temprana. Esta decisión nos ha reportado importantes beneficios, entre ellos, mantener la continuidad operacional en tiempos tan críticos como la pandemia COVID-19, avanzar en la automatización de procesos, generar eficiencias y ahorros para la empresa.

En 2022 continuamos robusteciendo nuestra estrategia en dirección a la optimización de la gestión de data, lo que implicó eliminar planillas y generar bases de datos. También, nos enfocamos en la transformación de procesos a través de la adopción de las plataformas globales de ENGIE. Entre ellos, destacamos:

- Gestión unificada de los procesos financieros (Proyecto GET)
- Gestión unificada de los procesos de gestión para recursos humanos (Proyecto SEZAME)
- Gestión unificada de los activos renovables (Proyecto Darwin)
- Digitalización de los procesos de gestión de Energía y Ventas (GEMS)

También, continuamos avanzando en nuestro objetivo de obtener eficiencias y ahorros. Logramos generar 2.900 horas de eficiencia (horas de eficiencia reales y comprometidas en los casos de negocio), una cifra superior respecto de las que alcanzamos en 2021. Este tiempo disponible es utilizado para realizar tareas de mayor valor, de análisis y gestión.



En relación a la generación de valor en 2022, logramos aportar 1.283 kUSD al programa de ahorro Fuel For G (FFG) del Grupo ENGIE. Contribuyeron en este logro las siguientes iniciativas:

Grupo	kUSD
Plan de optimización Contratos IT	295
Eficiencia por Servicios a Terceros	378
Optimización de FTE	150
HR. Proyecto One Nómina Chile	10
H&S. Proyecto Seguridad Patrimonial	362
Proyecto Cambio de Historiador a PI Robin	81
TOTAL FFG	**1.283**

Desafíos 2023

Estamos trabajando en conjunto con el Grupo ENGIE en la elaboración de una Política de Datos, y que será oficializada a principios del año 2023. Definirá principios rectores y reglas de uso de datos para garantizar que ENGIE disponga de una forma común y estructurada de gestionar sus datos. Su aplicación tiene como objetivo para hacer de los datos una herramienta diaria fiable y de apoyo a la toma de decisiones para todos nuestros empleados.

III. Gestión de la Ciberseguridad

Los desafíos en materia de ciberseguridad los abordamos en conjunto con el Grupo ENGIE y todas sus filiales. A nivel de grupo, tenemos una Política de Ciberseguridad y un marco de actuación que nos entrega lineamientos de ciberseguridad en ambientes industriales (ICS) y que nos permite medir nuestro nivel de cumplimiento en diferentes aspectos de la ciberseguridad. Está compuesto por 19 ámbitos y cada uno contiene distintos controles, sumando en total 210 sub-controles. Está basado en estándares internacionales, entre ellos:

- **NERC-CIP:** Protección Infra Crítica.
- **ICS-CERT:** Mejoras Sistemas de Control Industrial, Mitigación de Instrucción, Referencias y Estándares de Mitigación.
- **ANSSI:** Seguridad de SI para Sistemas de control Industrial.
- **ENISA:** Protección Sistemas de Control Industriales.
- **NIST SP 800:** -53 Recomendaciones Sistemas de control, -82 Guía Seguridad para Sistema de Control Industrial.
- **ISA/IEC 62443:** Redes Comunicación Industrial.
- **ISO/IEC:** Control Seguridad para la Industria Utility.
- **ISO 27.001:** Seguridad Información.

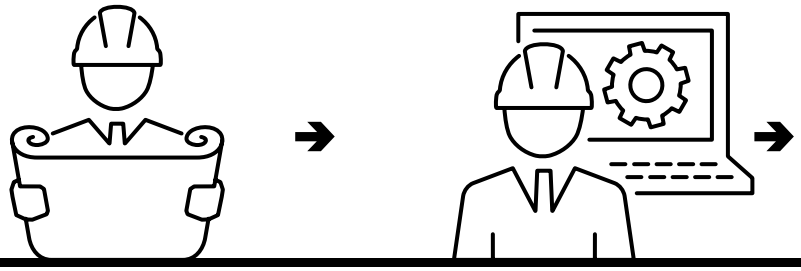
Para reforzar nuestros esfuerzos en ciberseguridad, gestionamos los riesgos provenientes de las personas que trabajan en la empresa, proveedores y contratistas. En esa dirección realizamos las siguientes acciones:

- **Campañas internas de phishing.** Consideran el envío de correos de prueba a los usuarios para medir nuestro nivel de riesgo.
- **Curso de ciberseguridad.** Es de carácter mandatario para todas las personas que trabajan en la compañía. En este curso se revisan las distintas precauciones que se deben tener presente referente al tema de ciberseguridad y frecuentemente se realizan charlas de concientización.
- **Compromisos y sensibilización de la cadena de suministro:** Nuestros proveedores se comprometen, contractualmente, a dar cumplimiento a nuestros lineamientos y Política de Ciberseguridad. También, ponemos a su disposición un curso de concientización de ciberseguridad en el proceso de acreditación para su equipo interno, previo al inicio de trabajo.

Adicionalmente, como empresa coordinada por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), debemos dar cumplimiento a la normativa NERC CIP de Ciberseguridad.

3.3 CADENA DE SUMINISTRO

Input del cliente y otros stakeholders



1 DISEÑO CONCEPTUAL DE LA SOLUCIÓN ENERGÉTICA

2 DESARROLLO DE PROYECTO

4 Operación del proyecto

ORIENTACIÓN AL CLIENTE

ELECCIÓN DEL PROVEEDOR DE INSUMOS PARA LA PRODUCCIÓN

TRANSPORTE DE INSUMOS PARA LA PRODUCCIÓN (BARCO-GASODUCTO)

ALMACENAMIENTO DE INSUMOS PARA LA PRODUCCIÓN

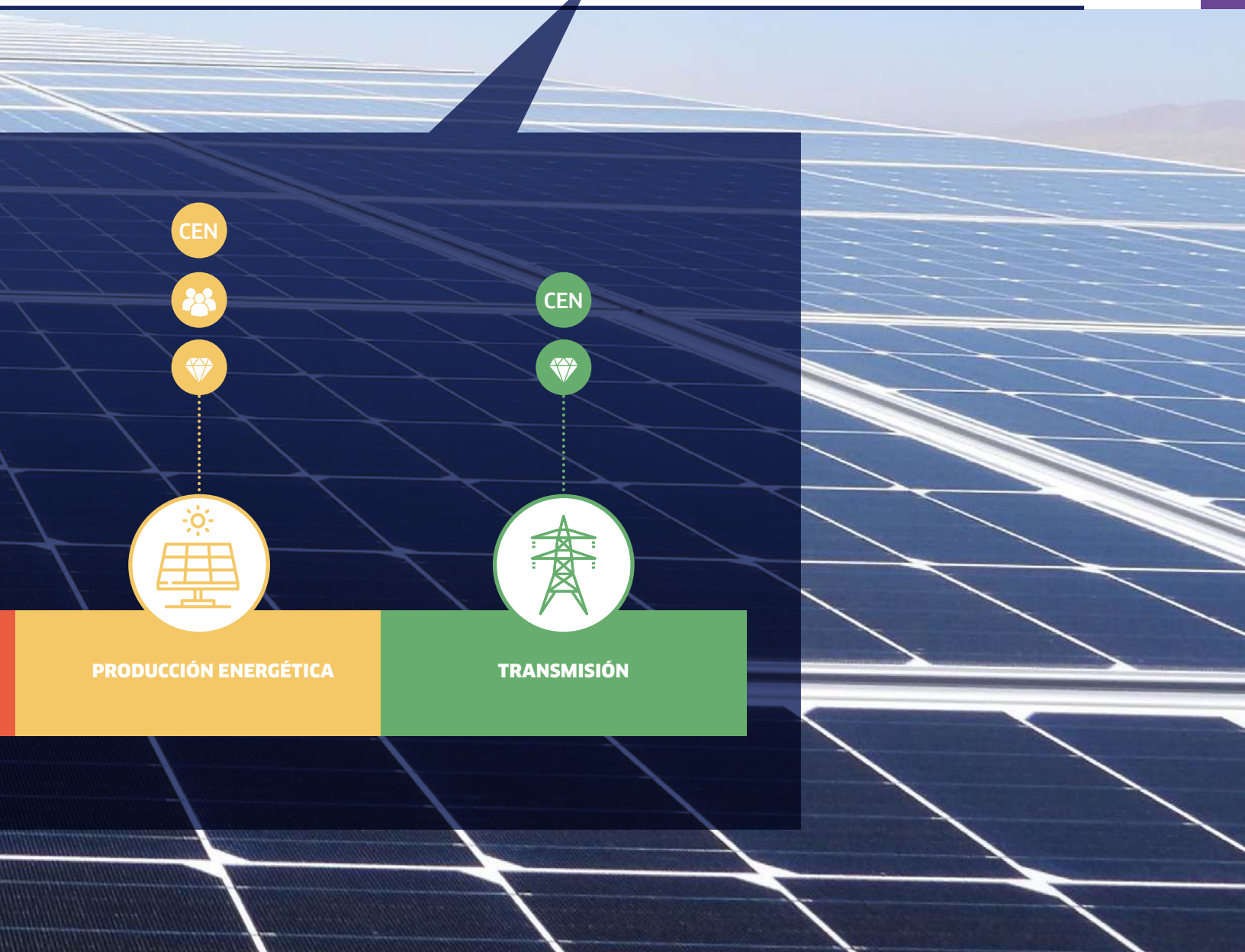
Grupos de interés involucrados

Proveedores | Colaboradores | Clientes | CEN

3 CONSTRUCCIÓN DEL PROYECTO

4 OPERACIÓN DEL PROYECTO

5 CIERRE SOSTENIBLE DE LAS OPERACIONES



Milwaukee
ENGIE

CAPITULO 4
PERFORMANCE

Desde nuestro Pilar de Sostenibilidad Performance, impulsamos iniciativas para lograr impulsar una economía carbono neutral, comenzando con nuestros clientes.

4.1 Industria en la que participamos
4.2 Marco Regulatorio
4.3 Entorno del Negocio en 2022
4.4 Desempeño Económico y por unidades de negocio

4.1 INDUSTRIA EN LA QUE PARTICIPAMOS

La industria en la que participamos está compuesta por tres grandes mercados: generación, distribución y transmisión:

» Las empresas generadoras de electricidad que venden su producción a clientes regulados y no regulados.

» Las compañías de distribución comprenden cualquier suministro a clientes finales en zona de concesión a un voltaje inferior o igual a 23 kV.

» Las empresas transmisoras transportan, en alta tensión, la electricidad producida por las empresas generadoras o que es requerida por los grandes clientes. Considera todas las líneas y subestaciones de transformación que operan en tensión nominal superior a 23 kV.

El principal sistema eléctrico de Chile es el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), que nace en noviembre de 2017 a partir de la unificación del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), donde se encuentra la mayor parte de la industria minera del país, y el Sistema Interconectado Central (SIC), en el que reside el 93% de la población.

El SEN alcanza una longitud de 3.300 km y cubre gran parte del territorio nacional, desde Arica, por el norte, hasta Chiloé por el sur. Además del Sistema Eléctrico Nacional, existe el Sistema Eléctrico de Aysén y el Sistema Eléctrico de Magallanes.

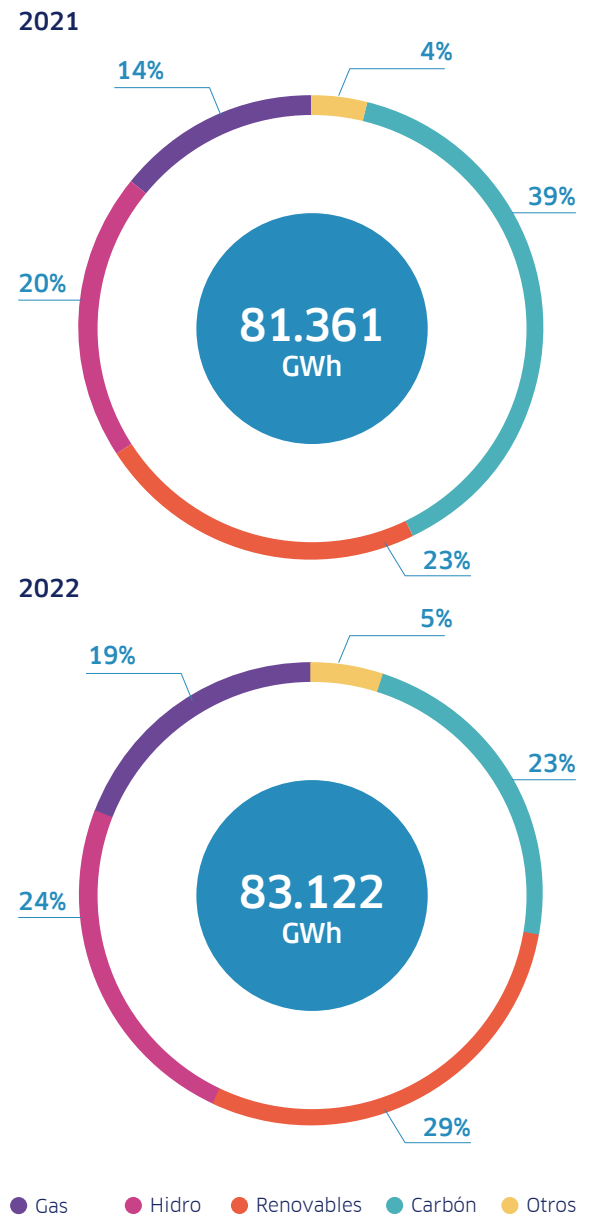
Desde el 1 de enero de 2017, el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) es el organismo encargado de coordinar la operación del SEN. Su objetivo es preservar el suministro eléctrico con la seguridad requerida y de la manera más económica posible, garantizando el acceso abierto a los sistemas de transmisión.

Esta entidad es la sucesora de los antiguos Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC) del SING y el SIC, que operaban sus sistemas de forma independiente

TIPOS DE CLIENTES

a) Clientes regulados: Corresponden a aquellos consumidores residenciales, comerciales, pequeñas y medianas industrias, con una potencia conectada igual o inferior a 5.000 KW, y que están ubicados en el área de concesión de una empresa distribuidora. El precio de transferencia entre las compañías generadoras y distribuidoras corresponderá al resultado de las licitaciones que éstas lleven a cabo.

Generación por fuente



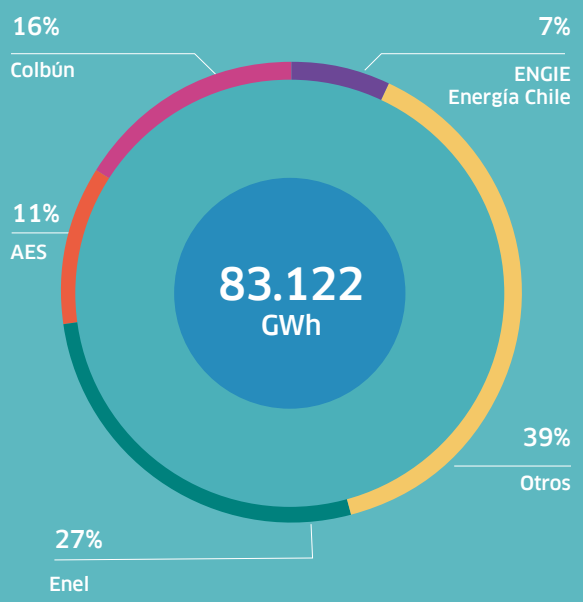
Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional (CEN)

b) Clientes libres: Corresponde a aquella parte de la demanda que tiene una potencia conectada mayor a 5.000 KW, principalmente, proveniente de clientes industriales y mineros. Estos consumidores pueden negociar libremente sus precios de suministro eléctrico con las generadoras y/o distribuidoras. Los clientes con potencia entre 500 y 5.000 KW tienen la opción de contratar energía a precios que pueden ser convenidos con sus proveedores –o bien-, seguir sometidos a precios regulados, con un período de permanencia mínimo de cuatro años en cada régimen.

c) Mercado Spot o de corto plazo: Corresponde a las transacciones de energía y potencia entre compañías generadoras, que resulta de la coordinación realizada por el CEN para lograr la operación económica del sistema. Los excesos (déficit) de su producción respecto de sus compromisos comerciales son transferidos mediante ventas (compras) a los otros generadores integrantes del CEN. Para el caso de la energía, las transferencias son valoradas al costo marginal. Para la potencia, las transferencias son valoradas al precio de nudo correspondiente, según ha sido fijado semestralmente por la autoridad.

Principales Competidores

En la industria de la generación, los operadores más relevantes son Enel, Colbún, AES y ENGIE, en el cuarto lugar.



4.2 MARCO REGULATORIO

El sector eléctrico en Chile se encuentra regulado por la Ley General de Servicios Eléctricos, contenida en el DFL 4/20.018, del Ministerio de Economía, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del DFL N°1/1982 y su correspondiente Reglamento, contenido en el D.S. N° 327 del Ministerio de Minería con sus respectivas actualizaciones.

Las entidades que tienen la responsabilidad de velar por la aplicación y cumplimiento de la Ley son las siguientes:

- Ministerio de Energía (MEN), órgano superior de colaboración del Presidente de la República en las funciones de gobierno y administración del sector, responsable de las políticas, planes y normas para su desarrollo.
- Comisión Nacional de Energía (CNE), organismo regulador encargado de la planificación de los sistemas de transporte, análisis de precios, tarifas y normas técnicas para disponer de un servicio suficiente, seguro y de calidad compatible con la operación más económica.
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), que fiscaliza y supervigila el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas para la generación, transmisión y distribución eléctrica, combustibles líquidos y gas.
- Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), corporación autónoma de derecho público responsable de garantizar la operación coordinada, segura y más económica de las instalaciones, además del acceso abierto a los sistemas de transmisión.
- Panel de Expertos, que tiene por función primordial resolver las discrepancias que se produzcan entre empresas eléctricas.

Funcionamiento del Sector

De acuerdo a la Ley Eléctrica, las compañías de generación en el Sistema Eléctrico Nacional, deben coordinar sus operaciones a través del CEN, con el fin de operar el sistema al mínimo costo y preservando la seguridad del servicio. Para ello, el CEN planifica y realiza la operación del sistema, incluyendo el cálculo de costo marginal horario, precio al cual se valoran las transferencias de energía entre generadores, de manera que, la decisión de generación de cada empresa está supeditada al plan de operación del CEN. Las compañías pueden decidir libremente si venden su energía a clientes regulados o no regulados. Cualquier superávit o déficit entre sus ventas a clientes y su producción, es vendido o comprado a otros generadores al costo marginal.

En Chile, la potencia para remunerar a cada generador depende de un cálculo realizado centralizadamente por el CEN en forma anual, del cual se obtiene la potencia de suficiencia para cada central, valor que es independiente de su despacho. A su vez, el precio es calculado por la CNE.

Adicionalmente, los precios traspasables a clientes regulados continúan estabilizados en sus niveles fijados en 2019 por el Mecanismo Transitorio de Estabilización establecido en la Ley N° 21.185, a la espera de la implementación del nuevo Mecanismo de Estabilización establecido en la Ley N° 21.472, de agosto de 2022.

REGULACIÓN ENERGÍAS RENOVABLES

En materia de energías renovables, en abril de 2008 se promulgó la Ley N° 20.257 y fue modificada con la Ley N° 20.698 que se promulgó en octubre de 2013, que incentivan el uso de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC). El principal aspecto de estas normas es que obliga a los generadores a que al menos un 5% de su energía comercializada provenga de estas fuentes renovables entre los años 2010 y 2014, aumentando progresivamente en 0,5% por año a partir del ejercicio 2015 hasta 2024, donde se alcanzará un 10%, para los contratos celebrados con posterioridad al 31 de agosto de 2007 y con anterioridad al 1 de julio de 2013.

Para los contratos firmados con posterioridad al 1 de julio de 2013, la obligación aludida será del 5% al año 2013, con incrementos del 1% a partir del año 2014 hasta llegar al 12% el año 2020, e incrementos del 1,5% a partir del año 2021 hasta llegar al 18% el año 2024, y un incremento del 2% al año 2025 para llegar al 20% el año 2025.

REGULACIÓN TRANSMISIÓN

De acuerdo con la Ley N° 20.936 del año 2016, se definieron 4 clasificaciones de líneas de transmisión en Chile: Nacional, Zonal, Polos de Desarrollo y Dedicados. La planificación y expansión de los sistemas de Transmisión es un proceso regulado y centralizado. La Comisión Nacional de Energía (CNE) es la encargada de elaborar anualmente un plan de expansión mediante Informes Técnicos, que pueden ser observados y discrepados ante el Panel de Expertos.

El Sistema Nacional logra interconectar los Sistemas Zonales y Dedicados entre sí, logrando unificar la red y generando un mercado amplio a lo largo del país, donde todos los generadores pueden ofertar su energía en cualquier punto del SEN. También permite dar holgura de operación, dando distintas opciones de donde obtener el suministro de energía.

Los Sistemas Zonales sirven para proveer energía localmente a las distribuidoras, con el fin de suministrar energía a clientes regulados. También es posible conectar a un sistema zonal un Sistema Dedicado, ya sea de un cliente libre o de un generador.

Los Polos de Desarrollo surgen de la Planificación Energética a Largo Plazo (PELP), que determina ciertas áreas de interés donde pueda desarrollarse una capacidad de generación importante.

Los sistemas Dedicados corresponden a líneas que buscan conectar un cliente no regulado (mineras, grandes consumos) o una central generadora al Sistema Nacional o algún Sistema Zonal.

La Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio establece las condiciones para los criterios técnicos de operación y seguridad. Adicionalmente, existen anexos técnicos y reglamentos para detallar aquellas variables que no estén definidas en la ley o la norma técnica.

4.3 ENTORNO DEL NEGOCIO EN 2022

4.3.1 CONDICIONES MACRO Y SECTORIALES

El desempeño del sector eléctrico se vio impactado por un fuerte incremento de los costos marginales, explicado por el incremento de los precios internacionales de los combustibles, como consecuencia de la guerra entre Rusia y Ucrania. En el periodo 2021 y 2022, estos valores presentaron variaciones de más del 100% en promedio. También contribuyeron a este escenario alcista el impacto de la sequía y las indisponibilidades y fallas de centrales eficientes a carbón en el sistema.

Si bien hacia mitad del año se observaron efectos mitigadores, como las mejores condiciones hidrológicas entre agosto y septiembre, importaciones de gas argentino inyectadas al sistema en la zona centro del país y una reducción de los precios internacionales del carbón; la suma de estos efectos no fue suficiente. Si consideramos las barras de Crucero, Quillota y Charrúa, el costo marginal promedio subió en 2022 un 35% respecto al año anterior, llegando a un valor promedio de US$104/MWh. Sin embargo, el promedio del costo marginal en Puerto Montt llegó a US$198/MWh, muy por encima del resto del sistema.

Esta alza en los altos costos marginales se está traspasando directamente al mercado spot, provocando una diferencia con los valores establecidos en los contratos de energía de largo plazo. Esta situación se conoce como desacople y se ha visto agudizada por la falta de líneas de transmisión para inyectar la generación de energías renovables. En algunos nodos se observaron momentos de alta congestión en donde no fue posible conectar las unidades renovables, con el consecuente impacto en la remuneración de la energía generada.

4.3.2 PROCESOS REGULADOS

- **Proceso cuadrienal de valorización de los Sistemas de Transmisión 2020-2023**. A principios del 2022 se emitió el dictamen del Panel de Expertos sobre las discrepancias entre 23 empresas y la Comisión Nacional de Energía, en relación al informe técnico de valorización de instalaciones de transmisión para el periodo 2020-2023. Lo anterior llevó a una nueva versión del informe técnico de la CNE en marzo, en la que se reconoció un aumento del Valor Anual de los Tramos de Transmisión para los tramos de ENGIE de 15,8 a 17,8 millones de dólares.

  Una vez publicado el informe técnico definitivo, se inició el proceso de publicación del Decreto Tarifario 7T, en el Diario Oficial, el 16 de febrero de 2023.

- **Proceso cuadrienal de valorización de los Sistemas de Transmisión 2024-2027.** Para el desarrollo del estudio técnico de valorización, se requiere llevar a cabo tres procesos relevantes: la elaboración de bases técnicas, la calificación de instalaciones y la declaración de instalaciones que serán parte del estudio. Este último proceso ha sido afectado por la migración de la información técnica del CEN a la nueva Plataforma de Activos de Transmisión, lo que ha requerido que las empresas declaren sus activos en los nuevos formatos. Durante el año 2022, se llevó a cabo una revisión exhaustiva de la información técnica disponible para cumplir con este proceso. Se espera que la CNE realice el proceso de calificación hacia la mitad de 2023, para para comenzar los estudios técnicos de valorización de los activos que forman parte de la Plataforma de Activos del Coordinador. Por otra parte, el 26 de abril, la CNE publicó la Resolución Exenta N°288-2022 que contiene las Bases Técnicas y Administrativas Definitivas para la Realización de los Estudios de Valorización de las Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el período 2024-2027. Estas bases establecen los aspectos generales bajo los cuales se llevarán a cabo los estudios de valorización.

- **Plan de expansión Sistemas de Transmisión 2021.** La CNE anualmente debe llevar a cabo un proceso de planificación de la transmisión, el cual debe abarcar las obras de expansión necesarias del Sistema de Transmisión Nacional, de los sistemas de transmisión para polos de desarrollo, de los sistemas de transmisión zonal y de los sistemas de transmisión dedicados, utilizados por concesionarias de servicio público de distribución para el suministro de usuarios sometidos a la regulación de precios, o necesarias para entregar

ASOCIACIONES A LAS QUE PERTENECEMOS

Acción Empresas
www.accionempresas.cl

Pacto Global
www.pactoglobal.cl

SOFOFA
www.sofofa.cl

Asociación Chilena de Desalinización A.G.
www.acades.cl

Asociación Chilena de Energías Renovables A.G.
www.acera.cl

Asociación de Industriales de Mejillones
www.aimejillones.cl

Asociación de Generadoras de Chile
www.generadoras.cl

Asociación de Industriales de Antofagasta
www.aia.cl

Asociación Transmisoras de Chile
www.transmisoras.cl

dicho suministro, según corresponda. El 4 de noviembre de 2022 fue publicado el Plan de Expansión 2021, que consideró 31 obras de ampliación y 13 obras nuevas, por un total de inversión aproximada de 538 MUSD. Por otra parte, en enero 2022, el CEN envía su propuesta de Plan de Expansión 2022 a la CNE, hito que da inicio al proceso 2022.

- **Proceso de fijación tarifaria de los cargos de transmisión.** Uno de los hechos más significativos de 2022 fue el descongelamiento de las tarifas de transmisión, oficializado mediante la Resolución Exenta CNE N°898-2022. De acuerdo a esta resolución, a partir del 1 de enero 2023, los cargos únicos por concepto de servicio de transmisión a clientes finales deben reconocer los valores actualizados de las instalaciones en uso, los saldos generados a partir del congelamiento tarifario y el valor proyectado de la demanda. Lo anterior no solamente permite entregar una adecuada señal de precios, sino que se transforma en una herramienta fundamental para el ajuste del flujo de caja de las empresas transmisoras.
- **Licitaciones de suministro.** Durante el año 2022 se llevó a cabo el proceso de licitación de suministro 2022/01, al cual se presentaron 15 empresas generadoras que ofertaron un total de 10.125 GWh; sin embargo, en esta oportunidad la combinación factible de mínimo precio no logró abastecer la totalidad del suministro licitado, por lo que se debió recurrir a una segunda etapa de subasta, adjudicando finalmente una combinación de ofertas de la primera etapa con mínimo precio medio e igual número de sub-bloques por cada bloque horario, mecanismo establecido para proteger a los clientes regulados de efectos coyunturales. El volumen de energía adjudicado corresponde a 777 GWh, representando un 14,8% respecto del total del suministro eléctrico contemplado en esta licitación, evidenciándose, además, un cambio en la tendencia de precios promedio a la baja que se había presentado desde 2012.

4.3.3 LEYES PROMULGADAS

- **Ley de Servicios Básicos.** El 11 de febrero de 2022 fue publicada la Ley N° 21.423, que regula el prorrateo y pago de deudas por servicios de agua potable y electricidad generados durante la pandemia COVID-19, y establece subsidios a clientes vulnerables, cuyos beneficiarios son los clientes eléctricos que mantengan deudas generadas en pandemia y que durante 2021 hayan tenido un consumo promedio no superior a 250 kWh/mes. La extinción del saldo remanente de deuda, en caso de existir, quedará sujeta a la suscripción de convenios entre las empresas y el Ministerio de Energía. De esta manera, se otorga un subsidio parcial por parte del Estado a clientes vulnerables, sin que los sectores de la generación o transmisión asuman los costos de incobrables. Esta ley viene a complementar lo dispuesto en la Ley N° 21.249 y sus extensiones, que dispusieron medidas en favor de los usuarios finales de servicios sanitarios, electricidad y gas de red.
- **Ley Nº 21.472 que crea nuevo Fondo de Estabilización de Tarifas Eléctricas (PEC II) y elabora un Mecanismo Transitorio de Protección al Cliente.** El 2 de agosto se publicó la Ley N° 21.472, que crea un fondo de estabilización de tarifas y establece un nuevo mecanismo de estabilización transitorio de precios de la electricidad para clientes sometidos a regulación de precios. Esta nueva ley viene a complementar el mecanismo de estabilización establecido en la Ley N° 21.185.
- **Ley Nº 21.505 que promueve el almacenamiento de energía eléctrica y la electromovilidad.** Promulgada en noviembre de 2022, esta ley viene a entregar mayor certeza al funcionamiento de los sistemas de almacenamiento, su remuneración y la habilitación para percibir ingresos por concepto de energía y potencia en el mercado de corto plazo.

Decretos

Decreto de racionamiento. En el contexto de estrechez energética por el que atraviesa el país, el MEN, en enero, modificó el DS N°51, precisando los procesos establecidos en cuanto a conexión de PMGD y clarificando instrucciones al CEN, modificando posteriormente en marzo dicho decreto mediante el DS N°29 con el fin de establecer medidas preventivas, tales como la implementación de la reserva hídrica, entendida como la cantidad de energía almacenada en embalse que permite disminuir y manejar la profundidad del déficit de generación frente a situaciones críticas o imprevistas y su valor depende de la evolución de las condiciones hidrológicas del SEN. Posteriormente en el mes de septiembre se publicó el DS N°74, constituyendo una nueva modificación que extiende la vigencia de las medidas preventivas hasta marzo de 2023 y reduce el monto de la reserva hídrica establecida a 66 GWh.

Eficiencia Energética. En el marco de la publicación de la Ley N° 21.305, sobre eficiencia energética, en septiembre se publicó en el Diario Oficial el DS N°28 que aprueba el reglamento sobre Gestión Energética de los consumidores con capacidad de gestión de energía y de los organismos públicos y establece el procedimiento para informar los consumos de energía, la definición de lo que ha de entenderse por consumidores con capacidad de gestión de energía, los mecanismos para la implementación de los sistemas de gestión de energía y los reportes que debe emitir el MEN sobre los avances y proyecciones de consumo de energía y eficiencia energética.

Proyectos de Ley

Promoción de la participación de energías renovables en la matriz energética. En diciembre, el MEN introduce modificaciones al texto original del proyecto presentado en 2021, el cual tiene por objetivo promover la participación de energías renovables en la matriz eléctrica, aumentando la cuota al 60% al 2030, permitiendo su acopio y evitando vertimientos. Además, la norma considera incentivos para fomentar la electromovilidad con el objetivo de acercar este tipo de tecnología a las personas.

Proyecto de Ley de Promoción de la Transición Energética. A finales de 2022, el MEN presentó el proyecto de ley de promoción de la transición energética en el contexto del desarrollo de la Mesa Público-Privada de Mercado de Corto Plazo. El proyecto se enfoca en el segmento transmisión como elemento clave para la transición energética. Se solicitó al sector presentar propuestas que tuvieran amplio consenso y baja conflictividad en la discusión legislativa. Se espera que durante el primer semestre de 2023 se presente la propuesta oficial del Ministerio y se de inicio al trámite pre legislativo.

Discusiones Normativas

Plan normativo 2022. Según lo establecido en la LGSE, la CNE debe analizar permanentemente los requerimientos normativos para el correcto funcionamiento del sector eléctrico, por lo que anualmente se establece un plan de trabajo que permite proponer, facilitar y coordinar el desarrollo de las normas técnicas.

Entre las discusiones normativas realizadas durante el año 2022, se destacan:

- Capítulos de declaración de costos variables y operaciones de centrales en la Norma Técnica de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional.
- Modificación Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamiento de Generación en Baja Tensión.
- Elaboración Anexo Técnico Requisitos Sísmicos para Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión.
- Modificación Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD.
- Norma Técnica de Ciberseguridad y seguridad de la información.

Mesa Público – Privada: Supuestos de aplicación temporal de la nueva reglamentación de transferencias de potencia. En febrero, se ingresó para su toma de razón en la Contraloría General de la República (CGR) el DS N°3/2022, que aprueba el nuevo reglamento de transferencias de potencia, derogando el actual DS 62/2006. Luego de un primer estudio del DS N° 3/2022 por parte de CGR, este fue retirado por el MEN en septiembre, con el objeto de introducir algunas modificaciones motivadas principalmente por la revisión efectuada por el órgano contralor.

En noviembre de 2022, el MEN convocó a una nueva mesa de trabajo público privada, con el objeto de discutir y analizar las propuestas del sector, respecto a los supuestos de aplicación temporal de la nueva reglamentación de transferencias de potencia. Lo anterior con el objeto de incorporar en las disposiciones transitorias del reglamento, alternativas que permitieran mitigar los impactos en los distintos agentes del sector, y entregar así una señal de estabilidad regulatoria.

Mesa Público-Privada Mercado de Corto Plazo. La CNE convocó a mediados de octubre a los principales actores y gremios del sector a esta instancia con el principal objetivo de analizar las causas particulares y sistémicas que estarían influyendo en la situación de empresas suministradoras que han declarado la imposibilidad de pagar sus obligaciones derivadas del Mercado de Corto Plazo, para proponer medidas de corto, mediano y largo plazo. Luego de la revisión de las ideas presentadas por los participantes de la mesa, la CNE ha definido una serie de propuestas junto con los instrumentos regulatorios requeridos para su materialización, las cuales implican modificaciones a los procesos relacionados con la cadena de pagos, revisión de las bases del proceso de licitación, modificaciones al proceso de planificación y tarificación de la transmisión, revisión de procedimientos relacionados al segmento generación/almacenamiento y publicación de mejor información respecto de los pagos laterales y costos sistémicos. Adicionalmente, la autoridad ha comprometido un trabajo conjunto para analizar otras medidas que sean necesarias.

4.4 DESEMPEÑO ECONÓMICO Y POR UNIDADES DE NEGOCIO

PRINCIPALES RESULTADOS EN 2022

Ingresos operaciones
MUSD **1.920** → +30% RESPECTO DE 2021

EBITDA
MUSD **189** → -40% RESPECTO DE 2021

Margen EBITDA
9,8% → (12,4 pp) RESPECTO DE 2021

Venta de energía
12.047 GWh → +3% RESPECTO DE 2021

Generación neta
5.593 GWh → -28% RESPECTO DE 2021

Generación bruta
6.100 GWh → -27% RESPECTO DE 2021

Compras de energía en el mercado spot
4.501 GWh → +36% RESPECTO DE 2021

Compras de energía bajo contrato
2.134 GWh → +234% RESPECTO DE 2021

En 2022 nuestra generación neta alcanzó a 5,5 GWh, un 28% inferior a 2021, una reducción que se explica, en gran medida, por el avance del plan de cierre de las unidades a carbón.

Nuestras ventas de energía alcanzaron 12 GWh durante 2022. Este volumen fue suministrado con generación propia, contratos de energía (PPA) equivalentes a 2,1 GWh y compras en el mercado spot por 4,5 GWh.

Nuestra generación bruta alcanzó a 6,1 TWh en 2022. Contribuyeron con 3,5 TWh la generación en base a carbón (57% de la generación producida); 1,4 TWh a gas (24%) y 1,1 TWh las energías renovables (19%).

4.4.1 GENERACIÓN TÉRMICA Y SUMINISTRO

Entre los hitos más relevantes de este ejercicio, destacamos los logros obtenidos por nuestro Plan de Gestión de Activos, que comenzamos en 2020 con el objetivo de reducir los niveles de indisponibilidad de nuestras unidades generadoras.

Gracias a esta iniciativa, logramos reducir la indisponibilidad desde niveles superiores del 20% a 9,6%, entre 2021 y 2022, respectivamente. Durante el último trimestre del año, logramos reducciones aún mayores, del orden del 3% y hasta 1%. Ambos resultados superan los estándares internacionales en esta materia.

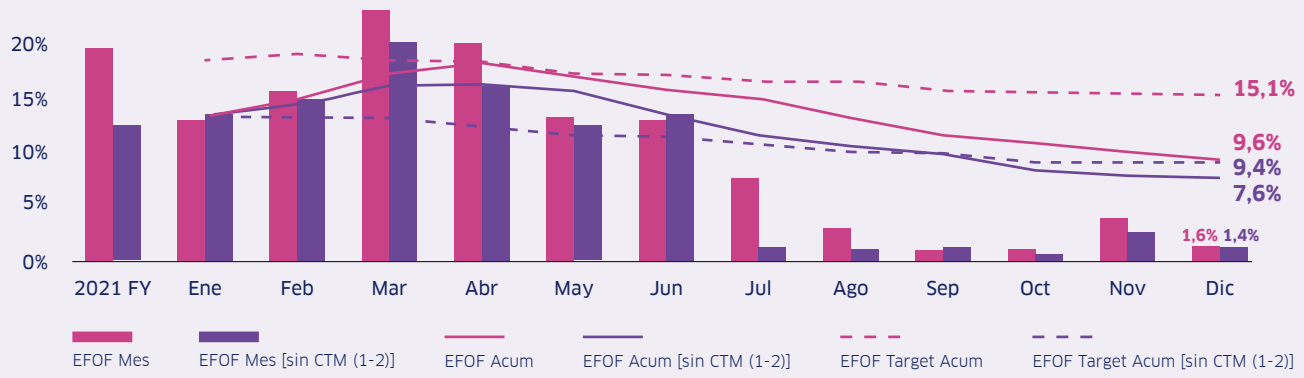
Este logro se explica fundamentalmente por las iniciativas desplegadas en los cuatros pilares sobre los cuales estructuramos nuestro Plan de Gestión de Activos.

- **Reorganización del Área de Operaciones y Mantenimiento.** Fortalecimos esta área con la incorporación de personas con nuevos perfiles técnicos y, también, a través de un plan de capacitaciones técnicas para todo el equipo interno, que contempló cerca de 10.000 horas.
- **Planes de Mantenimiento para los Equipos Críticos.** Clasificamos todos los equipos técnicos que componen una unidad a fin de identificar aquellos que son críticos, es decir, que son determinantes para su continuidad operacional. La dimensión de este trabajo fue muy relevante, ya que cada unidad tiene más de 1.000 equipos críticos y se diseñó un plan de mantenimiento para cada uno. Este trabajo comenzó en las centrales térmicas Andina (CTA) y Hornitos (CTH). También

Gabriel Marcuz,
Gerente Corporativo GBU Flexible Generation & Retail

Quiero destacar y felicitar el trabajo integrado y colaborativo de los distintos equipos involucrados en la gestión de nuestros activos de generación térmica: los equipos que operan; los que están a cargo de la mantención; los que planifican y programan; los que compran los combustibles e insumos necesarios; los que controlan y aseguran que los esfuerzos van en la dirección correcta. La constancia y la sinergia de los esfuerzos nos permitieron lograr estos resultados y serán claves para mantenerlos en el futuro.”

- **DISPONIBILIDAD A NIVELES RÉCORD.** La indisponibilidad la medimos con el indicador Equivalent Forced Outage Factor (EFOF). En 2021 el EFOF acumulado fue de 15%, que redujimos a un 9,6% en 2022. En los últimos cuatro meses del año, logramos reducirlo a niveles históricos por debajo del 2%, muy por debajo de los estándares internacionales.



realizamos un análisis exhaustivo de las fallas de carácter sistemático para generar aprendizaje y así poder implementar las las mejoras correspondientes.

- **Cumplimiento de los Planes de Mantenimiento.** Entre el 2021 y 2022, logramos cumplir con las fechas planificadas y presupuestos asignados, para casi todos los mantenimientos de mayor envergadura que realizamos. Esta tarea involucra la participación y coordinación de cerca de 200 a 400 personas provenientes de empresas subcontratistas.
- **Organización de los Planes de Mantenimiento en función de las necesidades y condiciones del mercado.** Este aspecto ha ido adquiriendo cada vez mayor relevancia en nuestra gestión, dado que las condiciones de mercado y la capacidad de generación del sistema nacional están expuestas a factores internos y externos cada vez más cambiantes. Por esta razón incorporamos nuevas variables y niveles de flexibilidad en las decisiones que adoptamos, de manera que el costo de paralizar una unidad sea eficiente.

CERO ACCIDENTES GRAVES

Otro objetivo que cumplimos en 2022 fue desarrollar nuestras actividades sin registrar accidentes laborales fatales y graves, lo que nos permitió obtener un resultado histórico en materia de Seguridad Laboral. Sólo registramos un accidente con tiempo perdido.

Nuestro **Índice de Seguridad fue 0,3%, un nivel récord para nuestra operación** y que representa un sobre cumplimiento respecto de las metas que nos exige el Grupo ENGIE del 1%. Adicionalmente, durante este ejercicio, DuPont, empresa experta en seguridad laboral, realizó una auditoría en nuestras unidades de Mejillones. Como resultado obtuvimos 76 puntos de 100 en madurez, lo que representa un tremendo repunte respecto de los 55 puntos que obtuvimos en la última medición hace cuatro años.

Estos resultados son fruto de nuestro plan de seguridad laboral, que promueve una cultura de seguridad basada en comportamientos seguros.

4.4.2. GBU RENOVABLE

Los efectos de la pandemia en el Plan de Descarbonización del país fueron quedando atrás en 2022. A la paralización de las importaciones de insumos para la construcción de los proyectos, los aforos y restricción para la movilización de personas, se sumó el impacto en la solvencia de algunas empresas contratistas que no pudieron continuar, lo que nos obligó a asumir directamente la ejecución de los proyectos. A lo anterior, se suman los excesivos plazos para la entrega de permisos y otros eventos, como el hallazgo de restos arqueológicos en los sitios.

Desde el punto de vista estratégico, en 2022 nos propusimos acelerar nuestro plan de transformación y dimos un salto cuantitativo mediante la adquisición del Parque Eólico San Pedro, en Chiloé, Región de Los Lagos, el cual representa nuestro segundo activo renovable en la zona sur de Chile, después de la Central Laja en la Región del Biobío.

El Parque Eólico San Pedro considera tres etapas, dos de las cuales ya están operativas, permitiéndonos inyectar 101 MW al sistema.

También contribuyeron a nuestro portafolio de renovables, la entrada en operaciones comerciales de los Parques Capricornio (88 MWac) y Tamaya (115 MWac), sumándose al Parque Eólico Calama (151 MW) que comenzó a operar comercialmente, el último trimestre de 2021. El Parque Solar PV Coya, ya se encuentra energizado y se espera su inicio comercial en 2023.

Parque Eólico Calama

Octubre 2022
inicia su operación comercial

151 MW

SCAN ME

Parque Solar PV Capricornio

Noviembre 2022
inicia su operación comercial

88 MWac

SCAN ME

Parque Solar PV Tamaya

Enero 2022
inicia su operación comercial

114 MWac

SCAN ME

Parque Solar PV Coya

Agosto 2022
fue energizada

180MWac

SCAN ME

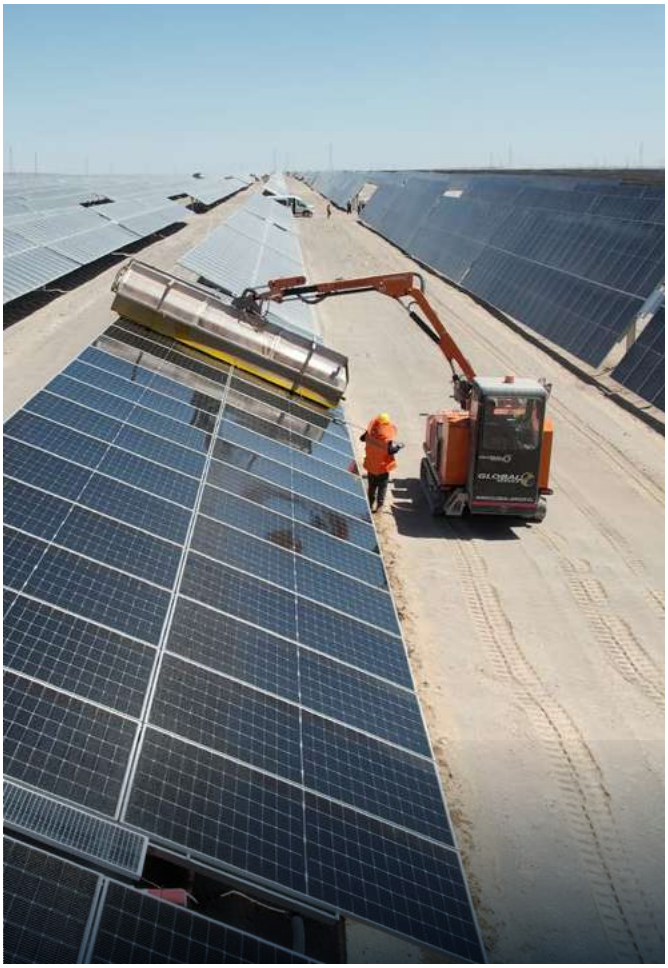
Estrategia en renovables

En 2022, reforzamos nuestra mirada estratégica realizando una revisión profunda de nuestro portafolio de proyectos, con el objetivo de tomar decisiones que aseguren un crecimiento rentable en el largo plazo, lo cual incluye cuidar el equilibrio y la seguridad del sistema global.

Nuestra estrategia para acelerar la inversión en proyectos renovables, considera desarrollar y comprar activos siguiendo algunas directrices, entre ellas:

- Ampliar y diversificar nuestro portafolio de renovables mediante una combinación eficiente entre los activos solares y eólicos.
- Identificar las necesidades de generación de los territorios y los aspectos tecnológicos.
- Desarrollar sistemas de almacenamiento de energía principalmente para nuestros proyectos solares, dadas las características de su operación.

En ese contexto nace nuestro proyecto BESS Coya, con una capacidad de almacenamiento de 638 MWh, equivalente a 5 horas. Será uno de los más grandes de América Latina y contará con la tecnología Battery Energy Storage System (BESS) de litio de la empresa Sungrow Power Supply. A través de este proyecto, buscamos flexibilizar el despacho del Parque Solar Coya al Sistema Eléctrico Nacional para que ocurra en los horarios de menor congestión. Esta solución contribuirá a la estabilidad del sistema.



Mathieu Ablard,
Gerente Corporativo GBU Renovables

"Reforzamos la implementación del plan estratégico en 2022, realizando una revisión profunda de nuestro portafolio de proyectos, en dirección a tomar decisiones que aseguren un crecimiento rentable en el largo plazo y eso incluye tomar decisiones de inversión en nuevos proyectos y activos renovables, cuidando el equilibrio y la seguridad del sistema global."

PROYECTOS CON RESOLUCIÓN DE CLASIFICACIÓN AMBIENTAL (RCA) APROBADAS

- **Parque Eólico Lomas de Taltal:** 342 MW.
- **Parque Solar PV Pampa Camarones II:** 300 MWac (bifacial panels) + 180 MW sistema de almacenamiento BESS (hasta 6 horas)

PROYECTOS EN PROCESO DE OBTENCIÓN DE PERMISOS

Generación

- **Parque Eólico Pemuco:** 180 MW
- **Parque Solar PV Libélula:** 199.2 MWac (bifacial panels) + sistema de almacenamiento de 80 MW/480 MWh.

Baterías

- **BESS Coya:** Up to 100 MW / 5 horas
- **BESS Tamaya:** 68 MW / 5 horas
- **BESS Capricornio:** 47 MW / 5 horas

4.4.3 GBU NETWORKS

Somos activos participantes de los procesos de licitación pública a través de los cuales el Ministerio de Energía regula el desarrollo del sistema de transmisión en Chile. En ese contexto, en 2022 nos adjudicamos una nueva licitación pública para la construcción de la nueva **subestación seccionadora Totihue 220/66 kV y de la línea 2×66 kV Totihue – Rosario**, un proyecto que apunta a reforzar el sistema de transmisión eléctrica.

La **S/E Totihue** se ubicará en la comuna de **Rengo**, en la Región del Libertador Bernardo O´Higgins Riquelme, y significa nuestro ingreso a la zona centro.

Actualmente, tenemos 14 proyectos en construcción, desplegados en la zona norte y sur del país.

Nuevos proyectos

- **Línea By-Pass** Antofagasta (en espera) → 31 MUSD CAPEX
- **Subestación** Nueva La Negra → 32 MUSD CAPEX
- **Subestación** Rocancho → 19 MUSD CAPEX
- **Subestación seccionadora** La Ligua → 24 MUSD CAPEX
- **Subestación + Línea de Transmisión** Totihue → 40 MUSD CAPEX

Expansión

- **Segundo Circuito LT Nueva** Chuquicamata - Calama → 8 MUSD CAPEX
- **Subestación** Pozo Almonte → 5 MUSD CAPEX
- **Expansión Subestación** Dolores → 4 MUSD CAPEX
- **Subestación** Tamarugal → 5 MUSD CAPEX
- **Línea Charrúa - Temuco:** Aumento de Capacidad → 3 MUSD CAPEX

Contratos BOOT

- **Albermarle** Ampliación S.E Tap-off Oeste y Línea Tap-off Oeste Salar.
- **Subestación Algarrobal** Construcción paño COX Energy
- **Ampliación Subestación Desalant**
- **Subestación** Capricornio
- **Nuevo Desafío:** Algarrobal Subestación-Pacific Hydro Chile

Carlos Arias,
Head of GBU Networks Andes BD and Implementation

Nuestra participación en el negocio de Transmisión es estratégica y está alineada con nuestro propósito de impulsar un desarrollo energético basado en fuentes renovables.”

I. Cambios tecnológicos

Entendemos que nuestro negocio tiene un impacto visual en las comunidades. Para mitigar este impacto estamos incorporando el uso de nuevas tecnologías que permiten construir subestaciones cada vez más pequeñas, especialmente, en aquellas zonas cercanas a las ciudades.

Específicamente, este cambio tecnológico lo implementaremos en la Subestación La Ligua y en Totihue. Esperamos que su implementación facilite la obtención de los permisos, un ítem que se ha convertido en un desafío recurrente y que afecta los tiempos de desarrollo de los proyectos de transmisión.

II. Seguridad Laboral

En el sector de Transmisión, uno de los riesgos laborales que más nos preocupan son los vinculados al trabajo en altura. Para mitigarlos mantenemos un reforzamiento permanente de nuestras exigentes normas de seguridad, que monitoreamos en las mismas obras.

Entre las iniciativas que desarrollamos con ese objetivo, contamos con las "Caminatas de Seguridad" que realizan los gerentes, una vez por mes, donde visitan todos los proyectos y conversan con los trabajadores para conocer, desde su cotidianidad, los riesgos que están advirtiendo y si cuentan con los implementos necesarios para abordarlos. En 2022 no registramos ningún accidente grave ni fatal.

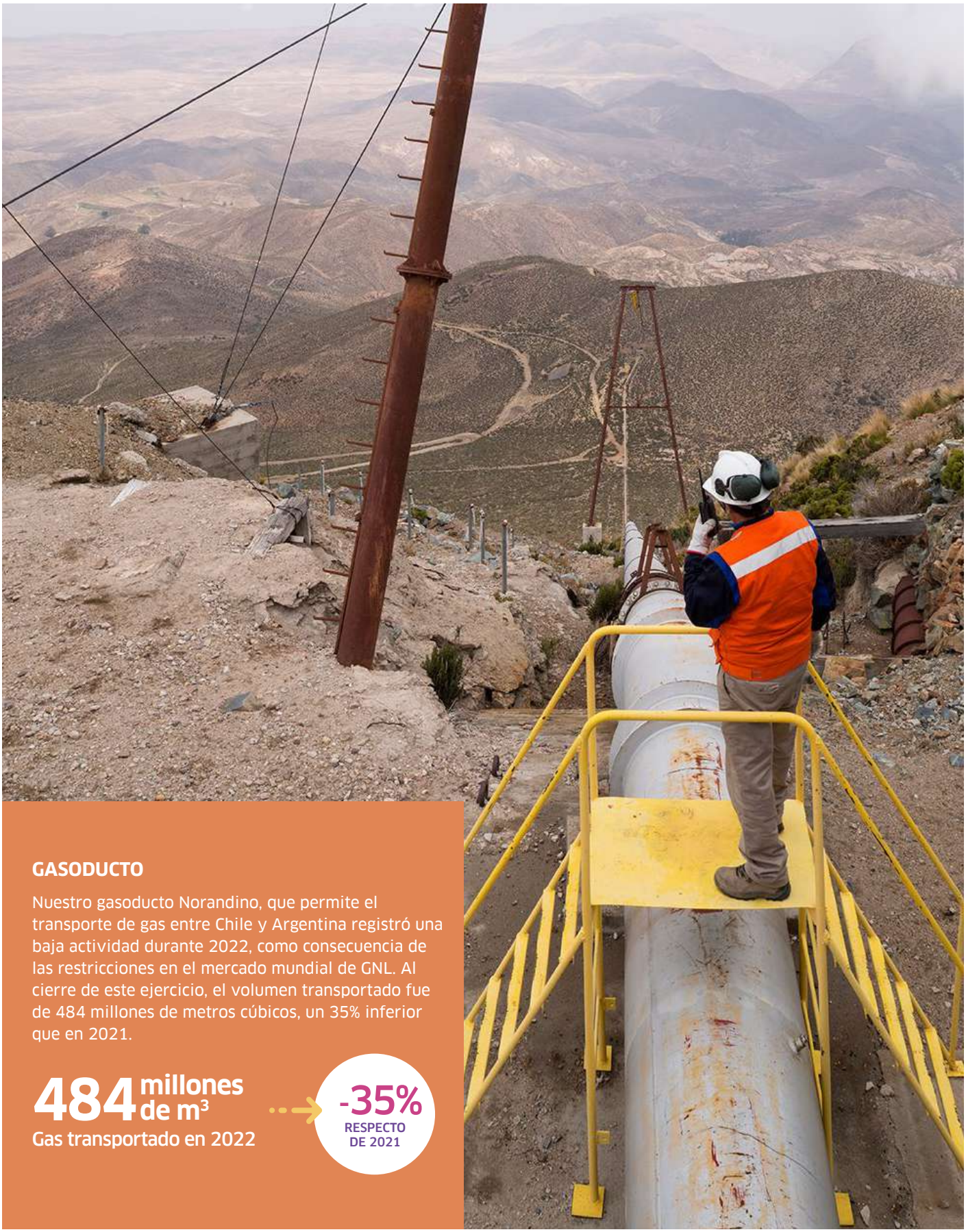
SOMOS PARTE DE LA ASOCIACIÓN DE TRANSMISORAS DE CHILE

En 2022, a través de nuestra filial, Edelnor Transmisión S.A, nos incorporamos a la Asociación de Transmisoras de Chile, integrada por empresas del rubro con presencia desde Arica a Chiloé, con más de 16 mil kilómetros de líneas, similar a la distancia existente entre Chile y Japón.

En conjunto, cuentan con más de 100 subestaciones, la totalidad de las líneas en 500kV y más de 1.000 colaboradores directos, además de las miles de personas que trabajan de forma indirecta en las operaciones y proyectos.

Damián Talavera,
Gerente Corporativo GBU Networks

"Es una muy buena noticia la incorporación de Edelnor Transmisión, y a través de ella, de ENGIE Energía Chile, a la Asociación de Transmisoras de Chile. Para continuar la transformación energética es clave contar con un sistema de transmisión sólido, por lo que esperamos contribuir junto con la asociación en el desarrollo de la infraestructura acorde a los cambios que requiere la descarbonización del sector."



GASODUCTO

Nuestro gasoducto Norandino, que permite el transporte de gas entre Chile y Argentina registró una baja actividad durante 2022, como consecuencia de las restricciones en el mercado mundial de GNL. Al cierre de este ejercicio, el volumen transportado fue de 484 millones de metros cúbicos, un 35% inferior que en 2021.

484 millones de m³
Gas transportado en 2022

-35%
RESPECTO DE 2021

PUERTOS

Entre los hitos relevantes del ejercicio, suscribimos una alianza estratégica con Sigdo Koppers, que busca potenciar el desarrollo de Puerto Andino y ampliar la oferta portuaria para la Región de Antofagasta. A través de este acuerdo, Sigdo Koppers queda a cargo de la operación y desarrollo de negocios del terminal.

Puerto Andino tiene una capacidad capaz de recibir más de 6 millones de toneladas de graneles sólidos y líquidos que son transferidos con sistemas de descarga y transportadores de gran capacidad y tecnología. En su diseño original, esta infraestructura fue dimensionada considerando una segunda unidad carbonera equivalente a IEM, que no prosperó porque iniciamos el proceso de descarbonización de nuestras operaciones. También, dado que nuestra generación en base a carbón va en retirada, los volúmenes que requerimos importar son cada vez menores, de manera que nos permitirá optimizar nuestra infraestructura portuaria y así lograr utilizar el 100% de la capacidad instalada.

PUERTO ANDINO

1.502.821 Ton

Descargas Total

- **Carbón:** 1.405.601 Ton
- **Caliza:** 97.104 Ton
- **Clinker:** 116 Ton

19 NAVES

Buques recibidos

PUERTO TOCOPILLA

509.005 Ton

Descargas Total

- **Carbón:** 509.005 Ton

11 NAVES

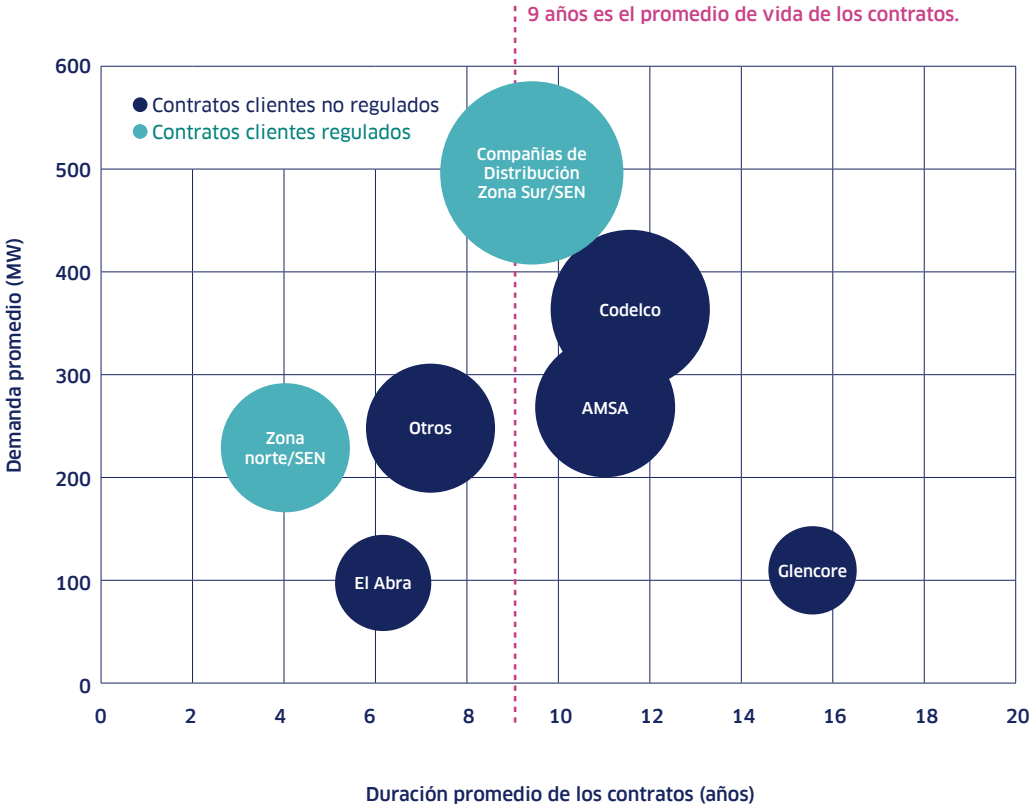
Buques recibidos

4.4.4 CLIENTES

Nuestra estrategia comercial está centrada en la venta de energía a empresas de los sectores de la minería e industria (no regulados) y servicios (regulados), a través de relaciones de largo plazo.

Este desafío lo concretamos a través de contratos de largo plazo (PPA) que al cierre de 2022 ascendían a 12 TWh/año, con una duración promedio de vida de 9 años, 10 años en el caso de los clientes no regulados y 8 años para los clientes regulados.

Los clientes de la gran minería explican el 54% de nuestros PPAs, con 6,5 TWh/año. Con ellos iniciamos un trabajo conjunto para migrar sus contratos indexados al precio del carbón hacia acuerdos indexados por CPI y así viabilizar la inversión en energías renovables. Este proceso, que comenzamos de manera anticipada, ha tenido sus frutos. Al cierre de este ejercicio, cerca del 75% de los contratos, equivalentes a 4,8 TWh/año, se transformaron y se convirtieron en PPAs descarbonizados, cuya indexación de la tarifa solo depende del CPI. De ellos, 2,0 TWh/año tienen asociados certificados IRECs.



Enzo Quezada,
Gerente de Negocios

Mientras nuestras unidades renovables están en proceso de construcción, estamos suscribiendo PPAs backups, para responder a los compromisos que tenemos con nuestros clientes y reducir nuestra exposición a las variaciones de precios que están impactando al mercado spot.”

Gestión 2022

Este 2022, en el ámbito comercial, asumimos nuevos desafíos vinculados a la optimización del portafolio, lo que se explica en gran medida porque nuestra capacidad instalada está en proceso de transición, generándose una brecha entre nuestra capacidad de generación propia y la energía que vendemos. Mientras nuestras unidades renovables están en proceso de construcción, estamos suscribiendo PPAs backups, los que alcanzaron 2,1 TWh al cierre del 2022, para responder a los compromisos que tenemos con clientes, y al mismo tiempo, reducir nuestra exposición a las variaciones de precios que están impactando al mercado spot.

A nivel organizacional, creamos la Gerencia de Negocios, liderada por Enzo Quezada, para tomar la responsabilidad de las áreas comercial y regulación del negocio.

También, incorporamos las prácticas, procesos y metodologías de la unidad Global Energy Management and Sales (GEMS) del Grupo ENGIE, dedicada a la gestión de riesgos y optimización del portafolio con el fin de generar flujos más sustentables y de mayor valor para ENGIE.

Al cierre de 2022, los clientes que superaban el 10% de la facturación de nuestra empresa eran los siguientes:

CLIENTES LIBRES

- **Codelco:** Chuquicamata y Minera Gaby.
- **AMSA:** Minera Centinela, con sus faenas Esperanza y El Tesoro; Minera Antucoya y Compañía Minera Zaldívar SpA.
- **Freeport-McMoran:** El Abra.
- **Glencore:** Lomas Bayas y Alto Norte

CLIENTES REGULADOS

- **Empresas CGE, Saesa y Enel.** Contrato de suministro con 26 empresas de distribución del centro y sur del país.

bollé
One SAFETY
Pensar.Hablar.Actuar
UPF50

CAPITULO 5
PERSONAS

Desde nuestro Pilar de Sostenibilidad Personas impulsamos iniciativas dirigidas a cuidar a quienes trabajan en nuestra compañía, vecinos y colaboradores de empresas contratistas.

5.1 Transición Justa
5.2 Gestión Territorial
5.3 Salud y Seguridad en el Trabajo
5.4 Personas y Cultura
5.5 Diversidad e Inclusión
5.6 Gestión de Proveedores

5.1 TRANSICIÓN JUSTA

NUESTRO ENFOQUE

A través de nuestro Plan de Transición Justa, iniciamos, tempranamente, un proceso dialogante con los trabajadores y dirigencias sindicales, vecinos y representantes locales, y otros grupos de interés, para abordar los impactos sociales del cierre de nuestras unidades a carbón. En esa dirección, nos enfocamos en el desarrollo de habilidades y oportunidades laborales para las personas que trabajan en las unidades que forman parte del plan de cierre; en la promoción de iniciativas que creen valor para las comunidades; y en la gestión ambiental de los procesos de desarme.

Nuestro plan de descarbonización comenzó en 2018 en nuestro Complejo Térmico de Tocopilla, donde se concentraban las unidades a carbón más antiguas de nuestra operación. Comenzamos con la desconexión de las primeras Unidades 12 y 13, que ya fueron desmanteladas. En junio 2022, continuamos con la Unidad 14, y en septiembre, terminamos con el cierre de la Unidad 15.

Como resultado de este proceso, nuestras operaciones en la comuna de Tocopilla quedaron circunscritas a: la Unidad 16 a gas natural (334 MW) y el Parque PV Solar Fotovoltaico Tamaya (114 MWac). Desde una perspectiva regional, se suman el Parque Eólico Calama (151 MW) y el Parque Solar Fotovoltaico Capricornio (88 MWac), y el Parque PV Coya (180 MWac), todos en la Región de Antofagasta.

Conscientes de las externalidades sociales que esta decisión implica para nuestros colaboradores y colaboradoras, y la comunidad tocopillana, tempranamente iniciamos un proceso abierto, dialogante y participativo, con todos nuestros grupos de interés, internos y externos, para que conocieran los alcances de este plan y nuestro compromiso de apoyarlos en esta transición.

Así surge nuestro Plan de Transición Justa, con un enfoque respetuoso y cuidadoso, en donde la co-creación ha sido fundamental en su diseño y desarrollo.

Las principales líneas que consideró el Plan de Transición Justa de Tocopilla son:

	Objetivos	Líneas de acción			Grupos de Interés
EMPLEO Y CAPACIDAD	**Impulsar las oportunidades laborales, el desarrollo de habilidades y la retención de empleados, junto con medidas para apoyar a los empleados afectados por la descarbonización.**	Formación y empleabilidad	Reconversión laboral	Empleos verdes	Equipo interno Comunidad Autoridad Contratistas
DESARROLLO TERRITORIAL	**Crear valor económico para las regiones y beneficios para las comunidades, con foco en la reestructuración del tejido económico local y regional.**	Desarrollo local	Cadena	Diversificación productiva	
GESTIÓN AMBIENTAL Y DESARME	**Asegurar que a través del proceso de descarbonización no existan impactos netos negativos hacia el medio ambiente.**	Impecabilidad técnica y ambiental en el proceso de desarme	Enfoque de economía circular en gestión de residuos	Transición hacia energías renovables	

I. Empleo y Capacidad

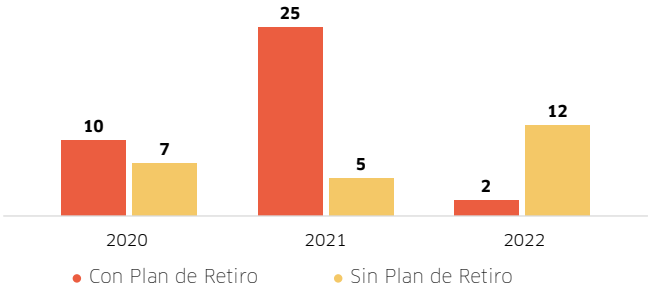
Desde la perspectiva laboral, nuestro Plan de Transición Justa comenzó en 2018, una vez definida nuestra salida del carbón. Conformamos una mesa de trabajo con los líderes sindicales, la Gerencia Corporativa de la GBU Flexible Generation & Retail, la Gerencia de la Planta de Tocopilla; y la Gerencia de Relaciones Laborales.

En esa instancia de trabajo se fueron construyendo las condiciones de base en los contratos colectivos y en los acuerdos en general, que incorporaron herramientas tales como: planes de salida con condiciones ventajosas, de movilidad interna y de reconversión para facilitar la empleabilidad, entre otros beneficios.

En el ámbito de la movilidad interna, tempranamente comenzamos a integrar a quienes mostraron competencias para la gestión de activos renovables, en los equipos de proyectos de implementación y generación.

En cuanto a la reconversión laboral, entregamos las herramientas necesarias para el desarrollo de las personas, reforzando su liderazgo, ofreciendo nuevos aprendizajes y nuevas capacidades para desarrollar proyectos de emprendimiento personal y nuevas actividades.

Salidas de Personal



Formación	Status	Participantes	Objetivo	Carga de estudio
Programa de Apoyo al emprendimiento Tocopilla (Etapa II)	Terminado	10	Proyecto busca trabajar con el personal identificado y capacitado en emprendimiento, desarrollando el modelo de negocio y evaluando su factibilidad de ejecución.	Reunión a la semana + Talleres de capacitación 12 horas. Los talleres a ejecutar son: 1. Cómo formar tu empresa 2. Finanzas para PYMES 3. Evaluación de Proyectos 4. Digitalización
Formación en Operación y Mantenimiento CSP	Terminado	5	Formación dictada por el CEIM con apoyo directo de Cerro Dominador y CORFO.	Jueves, Viernes y Sábado por 90 horas + 8 prácticas in situ.
Profesionalización de Personal Femenino y Masculino (Continuación)	En ejecución	23	Continuación del proceso de estudio de apoyo profesional.	2 años
Certificación Clase D de personal con aprendizaje previo en Fotovoltaico	En ejecución	17	Cierre de la certificación de instaladores de Paneles Fotovoltaicos con la certificación de instalado clase D.	24 horas

TRANSICIÓN ENERGÉTICA Y EMPLEO

De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (IEA), actualmente cerca de 40 millones de personas en el mundo trabajan directamente en el sector energético. La agencia proyecta que al 2030 los empleos dedicados a las energías limpias se incrementarán en 14 millones adicionales, y aquellos dedicados a combustibles fósiles se reducirán en 5 millones, llevando a un incremento neto del sector de 9 millones de nuevos empleos. En Chile se estima que proyectos de energías renovables generarán más de 43 mil nuevos empleos, contabilizando la etapa de construcción y operación.

De esta manera, los empleos que dejarán de entregar las centrales de carbón, cuya cifra al 2018 alcanzaba a 4.390 directos y cerca de 9.500 indirectos[2], serán ampliamente incrementados por el desarrollo de la industria de las energías renovables y el hidrógeno verde, transformando la transición energética en una importante fuente de nuevos empleos para el país.

*(2) "Impacto económico y laboral del retiro y/o reconversión de unidades a carbón en Chile" desarrollado por Alicia Viteri y financiado por el BID: **https://energia.gob.cl/sites/default/files/Informe_Final_BID_con_resumen_ejecutivo_y_anexos.pdf***

II. Desarrollo Territorial

Durante todo el proceso de descarbonización mantuvimos una comunicación permanente con los representantes de la comunidad tocopillana. Las mesas de trabajo, que por años hemos utilizado como plataforma para vincularnos activamente con los vecinos, fueron cruciales para mantener una comunicación fluida con las uniones comunales, juntas de vecinos independientes, autoridades locales o asociaciones gremiales con las que realizamos un trabajo conjunto, entre otras. A estos esfuerzos, sumamos nuevos canales de comunicación a través de Facebook y WhatsAPP para estar siempre disponibles.

En 2022, nos invitaron a participar en la Mesa de Transición SocioEcológica Justa, establecida por el Gobierno. Se crearon cuatro instancias dividida en las siguientes mesas de trabajo: -Desarrollo local sustentable; Salud; Medio ambiente; Relaciones laborales- y en todas tuvimos participación. A la fecha, y derivado de este trabajo, formamos parte del Comité Regional para Transición Socioecológica Justa instancia de diálogo y participación que, junto a estamentos gubernamentales regionales se ha encargado de sistematizar y priorizar los resultados, de las mesas de trabajo realizadas en Tocopilla. En 2023, tendrá la misión de entregar al Comité de Ministros los resultados y las necesidades que requiere la comunidad de Tocopilla para su desarrollo futuro.

ENTREGA DEL POLICLÍNICO

Como parte de nuestras actividades de cierre, en conjunto con Codelco, entregamos nuestro Policlínico a la comunidad, para que ingrese a la red de salud local, reforzando las instalaciones locales existentes. El centro de salud operó por más de 60 años, otorgando atención ambulatoria a nuestro equipo interno y a sus familias. Gracias al apoyo del Gobierno Regional de Antofagasta, las instalaciones del centro de salud, junto al equipamiento médico, fueron traspasadas por ambas compañías, al Hospital de Tocopilla Marcos Macuada, para que queden a disposición de las necesidades de la comunidad.

III. Gestión Ambiental y Desarme

Las obras de desmantelamiento, demolición y disposición final de las Unidades 12 y 13 del Complejo Térmico de Tocopilla (CTT), comenzaron en 2020 y continuaron con las Unidades 9, 10 y 11 en 2022. No existía una experiencia previa en Chile, ni tampoco en el Grupo ENGIE, sobre un proceso de desmantelamiento de la magnitud que desarrollamos. Adicionalmente, los trabajos de desarme ocurrieron durante la pandemia de COVID-19, en una ciudad acogida al Plan de Descontaminación Ambiental y con prohibición de generación de toda clase de contaminación, en particular, de polución, ruido y vibraciones.

Desarme circular

Se identificaron oportunidades para la reutilización y reciclaje de materiales y, adicionalmente, se organizaron visitas técnicas dirigidas al personal técnico de las otras unidades, quienes estaban interesados en piezas y repuestos. Con el mismo objetivo, invitamos al Sindicato de Trabajadores Independientes de Pescadores de Tocopilla y Sindicato de Marineros Auxiliadores de la Bahía de Tocopilla, para que revisaran materiales y piezas posibles de utilizar en sus actividades. La empresa Flesan, a cargo del proceso, recuperó carretes, pilares y escaleras metálicas, entre otros materiales solicitados por el Sindicato.

(*) Fotografía publicadas por Flesan.

5.1.4 PRINCIPALES LOGROS TRANSICIÓN JUSTA TOCOPILLA

100%
Carbón cerrado en Tocopilla

34
Fondos concursables entregados en Tocopilla en 2022

1
Estudio open Society Stanford University

1
Plan de reconversión portuario + otros actores de la comuna

267
participantes en cursos de capacitación

14.000
horas de instrucción en capacitación

0
Accidentes

1
Inicio entrega instalaciones en desuso de la compañía. Policlínico Tocopilla

Unidades 12 y 13
desmanteladas

Gestión social de residuos

Pablo Villarino,
Gerente Corporativo de Asuntos Corporativos

Nos propusimos liderar la transición energética del país. Conscientes de que esta transformación implicaría cambios importantes, especialmente, para las personas que trabajan en las unidades que serán cerradas y las comunidades locales, con mucha antelación, entablamos un diálogo honesto y transparente con todos los actores involucrados, para buscar oportunidades de desarrollo y así cumplir con nuestro objetivo de liderar una transición justa y sostenible. ”

LAS VOCES DE UN EMOTIVO CIERRE

Con la participación del S.E Presidente de la República, Gabriel Boric, la CEO de nuestra compañía, Rosaline Corinthien, ejecutivos, colaboradores, autoridades locales y representantes de la comunidad, realizamos una emotiva y simbólica ceremonia para el cierre de la Unidad 15, la última de nuestro Plan de Descarbonización en Tocopilla. Previamente, el Primer Mandatario visitó nuestro Parque Solar PV Tamaya, ubicado a 11 km de nuestro complejo.

"Agradezco la visita del Presidente Boric por haber elegido nuestras instalaciones para destacar la importancia de la descarbonización y los desafíos que conlleva. Quiero rendir un homenaje especial a todos los colaboradores que formaron parte de esta historia y que fueron actores claves en la operación de las unidades a carbón que permitieron abastecer de energía al país, así como también en el proceso de desconexión y desmantelamiento de éstas", señaló la **CEO de ENGIE Chile, Rosaline Corinthien.**

"Este cierre impulsado por ENGIE tiene un valor especial. No solo porque es de los primeros esfuerzos de implementar una estrategia de transición productiva de una empresa, sino también porque ha sido fruto de su visión, tal como lo mencionaba en sus palabras la CEO, Rosaline Corinthien, han logrado permear a toda su estructura. *Hoy cierra la última unidad a carbón del Complejo Térmico de Tocopilla, pero además se abre un futuro para esta ciudad puerto, porque el Parque Solar Tamaya, donde estuvimos recién, va a beneficiar a más de 50 mil hogares, con una reducción de 210.100 toneladas de CO2. Es muy significativo lo que estamos haciendo…y también se abre la perspectiva de que esta comuna se transforme en un polo de desarrollo energético"*, **expresó el Primer Mandatario.**

ETAPAS DEL CIERRE EN TOCOPILLA

2018
- Anunciamos el cierre de las unidades a carbón 12 y 13 del Complejo Térmico de Tocopilla (173 MW).
- Conformamos la Mesa de Descarbonización junto a los sindicatos para abordar planes de reinserción y reconversión laboral.
- Lanzamos nuestro Plan de Transición Justa en la comuna de Tocopilla.

2019
- Concretamos el cierre de las Unidades 12 y 13.
- Anunciamos el calendario de cierre de las Unidades 14 y 15 (268 MW) para el año 2021.

2020
- Comenzamos con el proceso de desmantelamiento de las unidades 12 y 13.

2021
- El Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) nos solicita postergar el cierre de las unidades 14 y 15 de Tocopilla debido a la estrechez del sistema.

2022
- Concretamos el cierre de las unidades 14 y 15, la primera en junio y la segunda en septiembre.

5.2 GESTIÓN TERRITORIAL

NUESTRO ENFOQUE

Nuestras unidades de negocios requieren construir y operar infraestructura para la generación de energía (unidades térmicas, parques solares, éolicos, sistema de almacenamientos) y la entrega de servicios de transmisión (subestaciones y líneas de transmisión). En ambos casos, este despliegue conlleva impactos para las comunidades donde emplazamos nuestros proyectos. En este contexto, nuestro objetivo es insertarnos como un vecino que, junto con gestionar los impactos que genera, aporta al desarrollo local.

En cada una de las zonas en las que operamos, contamos con un equipo territorial, encargado de mantener un relacionamiento permanente. Desde nuestra Política de Asociatividad, impulsamos el empleo local y el fortalecimiento de las PYMES locales, como también el acceso a energías renovables para los espacios públicos.

Nuestra gestión territorial la desarrollamos en tres zonas que comprenden el norte (Arica- Antofagasta); centro (Taltal - Maule); y sur del país (Ñuble - Los Lagos). En cada una contamos con un equipo de personas, liderado por un encargado zonal con reporte directo a la Gerencia de Sostenibilidad y Territorio, a cargo de entregar las directrices. El equipo territorial es responsable de tender los puentes y vinculación con cada una de las comunidades y autoridades locales. También, de la habilitación socioambiental y territorial de los nuevos proyectos, y de las iniciativas que gestionamos en el marco del Plan de Transición Justa en Tocopilla.

A partir de los lineamientos que nos entrega nuestra Política de Asociatividad, dirigimos nuestros esfuerzos a potenciar el desarrollo local con una perspectiva económica, social y ambiental. Fomentamos proyectos que faciliten el acceso a las energías limpias; el desarrollo local, el fortalecimiento de nuestra cadena de valor local, a través de la creación de oportunidades para el empleo, PYMES y emprendimientos locales; y brindamos apoyo a iniciativas que potencien la participación y convivencia en las comunidades.

I. Mesas de Trabajo y Fondos Concursables en la Zona Norte

En la zona norte se concentran nuestras operaciones más antiguas y, por lo mismo, tenemos una larga historia de relaciones comunitarias, que comenzó en Tocopilla y Mejillones. En ambas localidades tenemos mesas de trabajo, en donde participan las organizacionales sociales más representativas, juntas de vecinos, uniones comunales, municipios y, en el caso de Mejillones, se suman representantes del comercio y proveedores locales.

En 2022, en estas instancias seguimos avanzando en la dirección de promover el desarrollo de proyectos vinculados a los ejes de nuestra Política de Asociatividad. De manera gradual, hemos logrado que parte de los proyectos que postulan a los fondos concursables, estén relacionados con el desarrollo local y proyectos de acceso a la energía. En este último caso, hemos reforzado este trabajo a través de convenios con los municipios de las comunas en donde están emplazados nuestros proyectos energéticos.

También, en pandemia, se abrió la posibilidad de que postularan a estos fondos emprendimientos de personas naturales, como una manera de mitigar el alto desempleo en la zona. Con el regreso a la normalidad, esta iniciativa se fue redireccionando hacia emprendimientos formales, para que pudieran fortalecer su oferta de productos y servicios para la comunidad, así como también potenciar su capacidad de creación de más y mejores plazas laborales a nivel local.

FONDOS CONCUSABLES 2022

Tocopilla. Se presentaron 35 proyectos y un tercio tuvo relación con iniciativas de acceso a energías renovables. Entre los ganadores están las propuestas presentadas por las Caletas y Juntas de Vecinos de la comuna, que buscaron en la iluminación solar una oportunidad de aportar a la seguridad de sus entornos. En la misma línea, se sumó un proyecto especial en favor de la Agrupación de Ayuda al Enfermo de Cáncer, en el que realizamos un aporte extra para reforzar la seguridad de sus instalaciones incorporando un sistema de cámaras de vigilancia integral.

Mejillones. Se financiaron 21 proyectos que favorecieron de manera casi equitativa, a emprendedores locales y a organizaciones sociales o deportivas, lo que demuestra que el diálogo sostenido en la mesa de trabajo de desarrollo local, ha permeado a la comunidad de manera transversal. En 2022, la mesa de trabajo acordó potenciar los emprendimientos femeninos, que lograron capturar el 75% de los fondos asignados al sector.

II. Habilitación socioambiental de los nuevos proyectos

En línea con nuestro Modelo de Aproximación Temprana, en 2022 preparamos el camino para el proyecto Eólico Lomas de Taltal, que emplazaremos en esa comuna. Además, realizamos una ronda de reuniones con las autoridades locales para presentarles el proyecto y responder sus inquietudes. Bajo esas mismas directrices establecimos una mesa de trabajo con la Comunidad de Chaca para abordar el proyecto Pampa Camarones 2.

Con la construcción de nuestro sistema de almacenamiento BESS Coya, incorporamos al Cuerpo de Bomberos en nuestro mapa de grupos de interés. A esta institución le correspondió validar el plan de seguridad requerido en el proceso de obtención de la RCA y con seguridad serán claves en los futuros proyectos de almacenamiento.

Iniciamos el proceso de Participación Ciudadana de la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) para el proyecto Parque Eólico Pemuco. Con la comunidad de Pemuco mantenemos una relación de al menos cinco años, cuando exploramos la posibilidad de instalar una central a gas. Desde entonces contamos con una oficina abierta a los vecinos y que ahora estamos usando para este nuevo proceso.

Modelo de aproximación temprana a comunidades ENGIE Energía Chile

5.2.1 INVERSIÓN SOCIAL

En 2022 nuestra inversión social ascendió a USD 670.000 que fueron destinados a financiar proyectos enmarcados en los cuatro ejes que hemos definido.

USD 273.350 Desarrollo Local → 41%

USD 138.000 Aporte a la Cadena de Valor → 21%

USD 138.000 Acceso a Energía → 26%

USD 82.300 Participación y Convivencia → 12%

Por unidad de negocio, de esta inversión se destinó el 56% a la GBU Networks, el 39% a la GBU Flexible Generation & Retail, y el 55% a la GBU Renovables.

5.2.2 PRINCIPALES INICIATIVAS FINANCIADAS EN 2022

I. Desarrollo Local

Zona Norte

Iniciativas educativas para las niñas y niños de Arica. Apoyamos a la ONG CERJAP, que trabaja con menores vulnerables y busca, a través del reconocimiento del propio esfuerzo y el apoyo familiar, que los estudiantes se mantengan en el sistema escolar y así tengan un futuro mejor aspectado. También, contribuimos con la fundación EDUBOTIC, orientada a niños y niñas que les gusta la robótica. A través de la metodología de trabajo de LEGO League, se les incentiva a identificar problemáticas sociales de su entorno y proponer soluciones innovadoras con un impacto directo en sus comunidades. Además, los prepara para el campeonato mundial de Lego.

Veterinaria móvil. Esta iniciativa fue levantada por la comunidad debido a la gran cantidad de animales callejeros y los riesgos sanitarios y de seguridad que conlleva. Con su implementación se podrán desarrollar planes de esterilización, vacunación, entre otras prestaciones requeridas por la comunidad de Tocopilla, especialmente en zonas aisladas como las caletas.

Primer parque urbano para María Elena. Nos sumamos a la iniciativa de dar forma a este nuevo espacio que estará ubicado a un costado de la piscina municipal, y cuyo propósito es construir un área de esparcimiento que contará con quinchos y sombreadores equipados para las familias. En la segunda etapa se sumarán espacios para jóvenes y niños, en los cuales también esperamos colaborar.

Zona Sur

Becas para estudiantes. Entregamos 31 becas a estudiantes que están cursando educación superior para apoyarlos en sus estudios e incentivar un buen desempeño académico. Adicionalmente, con la finalidad de destacar a los alumnos de enseñanza básica más destacados, premiamos con 17 becas de excelencia académica a las familias de esos alumnos.

Construcción de lazos con vecinos del Parque Eólico San Pedro. Siguiendo los lineamientos de nuestro Modelo de Aproximación Temprana, formamos una mesa de trabajo con los vecinos más cercanos a las instalaciones del Parque Eólico San Pedro, para definir en conjunto cómo nos insertamos y aportamos al desarrollo local. Nuestro primer aporte fue dirigido al personal de seguridad del proyecto, en su mayoría vecinos del parque, para que pudieran obtener el certificado que entrega la División OS.10 de Carabineros de Chile, necesario para que puedan ser contratados por la nueva empresa de seguridad que se hará cargo del Parque.

Balneario en Laja. Junto a las organizaciones sociales de Puente Perales, estamos apoyando el mejoramiento de este espacio público. Los trabajos incluyen la rehabilitación de quinchos, señaléticas, vías de acceso, entre otras mejoras.

II. Acceso a la Energía

Proyecto de iluminación para Calama. Creamos una mesa con la Municipalidad de Calama en la que acordamos apoyarlos en la implementación de luminarias con el objetivo de reducir la delincuencia en un sector céntrico de la ciudad. Esto se ha trabajado con la Secretaría Comunal de Planificación y Coordinación (SECPLAC) y Carabineros de Chile, entre otros organismos, para garantizar que el proyecto cumpla con todos los parámetros de seguridad.

A estas iniciativas se suman los que ya tenemos ejecutados:

Proyectos Fotovoltaicos para las comunidades

Proyecto	Ubicación	Potencia PV (KW)	Inversión total ($)	Inversión ENGIE($)
Museo Lasana	Calama (Lasana)	2,3	9.979.696	9.979.696
Iglesia Ayquina	Calama (Ayquina)	3	13.083.987	13.083.987
JJVV Caspana	Calama (Caspana)	1,115	5.996.272	5.996.272
APR La Aguada	Yumbel (La Aguada)	6,32	6.000.000	1.000.000
Negocio Verónica Carrillo	Yumbel (La Aguada)	2,96	4.070.000	1.334.000
JJVV Puente Perales	Yumbel (Puente Perales)	3,28	3.990.676	3.990.676
Negocio María Montoya	Laja (Puente Perales)	2,96	4.070.000	1.334.000
Cocinería Anita Reyes	Mulchén	2,96	4.070.000	1.334.000

Postes de Alumbrado eléctrico solar

Proyecto	Ubicación	Número de Postes	Inversión total ($)	Inversión ENGIE ($)
Cancha municipal Calama	Calama	26	19.944.400	19.944.400
Pueblo Toconce	Calama (Toconce)	6	4.924.220	4.924.220

III. Aporte a la Cadena de valor

Zona Norte

Pueblito Artesanal de Mejillones. Gracias a una alianza estratégica entre la Municipalidad de Mejillones, la Asociación de Industriales de Mejillones, ENGIE y GNLM, construimos el primer Pueblito Artesanal de la comuna. Ubicado en el borde costero de la ciudad y frente al terminal pesquero, este espacio alberga a 20 artesanos locales, que pueden ofrecer sus productos a los visitantes y, de esta manera, se contribuye al desarrollo turístico sustentable de la comuna.

Zona Centro

Catálogo de proveedores locales en Taltal. Realizamos un trabajo puerta a puerta y logramos identificar a cerca de 40 empresas locales, prestadoras de servicios de alimentos, de arriendo de maquinarias, transporte y alojamiento. Ellas conformarán el catálogo que le presentaremos a las empresas contratistas en la reunión de arranque del proyecto, junto con nuestra Política de Asociatividad, desde donde surge el compromiso que asumen las empresas que trabajan con nosotros en relación a preferir las prestaciones de servicios locales.

Catálogo de proveedores locales en Coya. Entregamos nuestro primer catálogo de proveedores locales a nuestras empresas contratistas y a las autoridades locales para que lo puedan difundir con otras empresas que operan en la región.

CRISIS DE PROVEEDORES EN EL NORTE

En 2022 se provocó una compleja situación en el norte del país ocasionada por una cadena de incumplimientos de pago de parte de empresas contratistas, vinculadas a proyectos del sector eléctrico y minero, a las empresas locales. Las prestaciones adeudadas se referían a servicios de alimentación, alojamiento, transporte y arriendo de maquinaria. En nuestro caso, siete empresas contratistas presentaron estos problemas. Abordamos esta situación de manera temprana para evitar que el conflicto tuviera un alcance mayor. Designamos a una persona a cargo de establecer un contacto directo con las empresas contratistas y los proveedores locales, para indagar las posibles vías de solución. Así surgió una propuesta de pago por subrogación, en donde nuestra compañía asumió el pago de los montos adeudados a las empresas locales, con la condición de que serán traspasados a las empresas deudoras, bajo la modalidad más conveniente y según la situación particular de cada uno. Para respaldar esta operación, los proveedores locales debieron acreditar la entrega del servicio, a través de órdenes de compra, estados de pago y facturas. En su gran mayoría contaban con facturas ya emitidas y no pagadas, y estados de pago pendientes de aprobación. Logramos cerrar este capítulo en un clima pacífico, de mucha confianza de parte de todos.

IV. Participación y Convivencia

En este ámbito realizamos iniciativas que apuntan a fortalecer nuestra vinculación social con las comunidades.

Zona Norte

Lanzamiento libro "El mundo del dirigente vecinal" de Juan Rivero. Este libro fue escrito por el dirigente tocopillano, Juan Rivero, que quiso compartir sus experiencias y aprendizajes sobre cómo se deben educar los líderes sociales para que puedan servir a su comunidad. Apoyamos esta iniciativa y también organizamos un lanzamiento que contó con la presencia de la familia del dirigente, quien falleció meses antes de su publicación.

Zona Sur

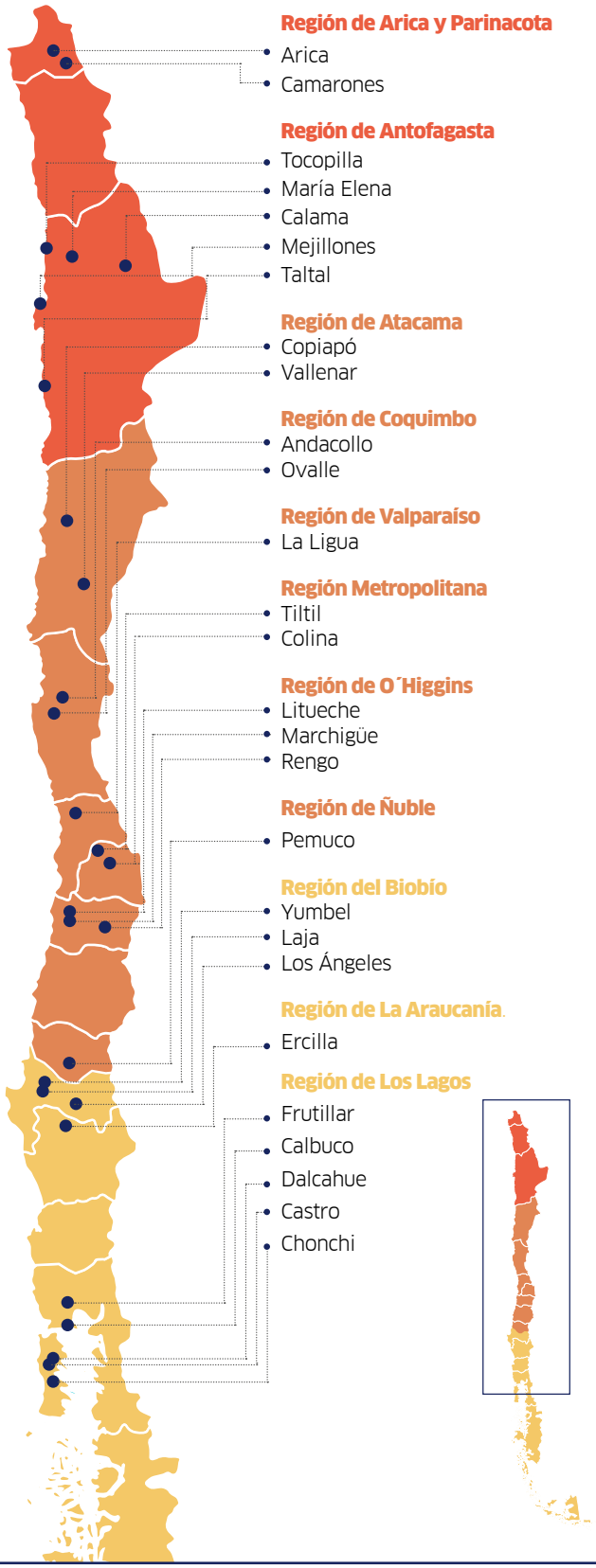
Encuentro líderes sociales. Se realizó en la zona sur, donde confluyeron dirigentes desde las regiones de Ñuble hasta Los Lagos, tanto de los proyectos que ya están operativos como los que están en desarrollo. En esta ocasión también invitamos a dirigentes de Tocopilla. En el encuentro pudimos compartir experiencias de las distintas zonas y conversar sobre las expectativas de los vecinos respecto del rol que juega la compañía en sus territorios. También, presentamos el libro "El mundo del dirigente vecinal".

Participamos en EREDE 2022, Región del Biobío

Participación en eventos

- Apoyamos el Festival de innovación VIBRA en Frutillar y un concurso de incubación colaborativa, enfocado a niños y jóvenes de la Región Los Lagos, que aportará al desarrollo sostenible de la cuenca del Lago Llanquihue.
- Participamos en el Encuentro Regional de Empresas (EREDE) en Concepción y aprovechamos esta instancia para organizar una visita de empresas de la Región del Biobio a la Central Laja.
- Aporte a dos concursos de innovación en el Biobío. El primero, buscaba promover el uso de las tendencias tecnológicas en la comunidad escolar de la provincia del Biobío, como medio de generación de innovación y nuevas oportunidades de desarrollo a través de la transferencia didáctica del conocimiento. El segundo corresponde a la primera versión de formación en emprendimiento e innovación realizado por SmartGround Biobío, el que agrupa a cinco casas de estudio de Enseñanza Técnico Profesional.

COBERTURA GESTIÓN TERRITORIAL DE ENGIE ENERGÍA CHILE



5.3 SEGURIDAD LABORAL

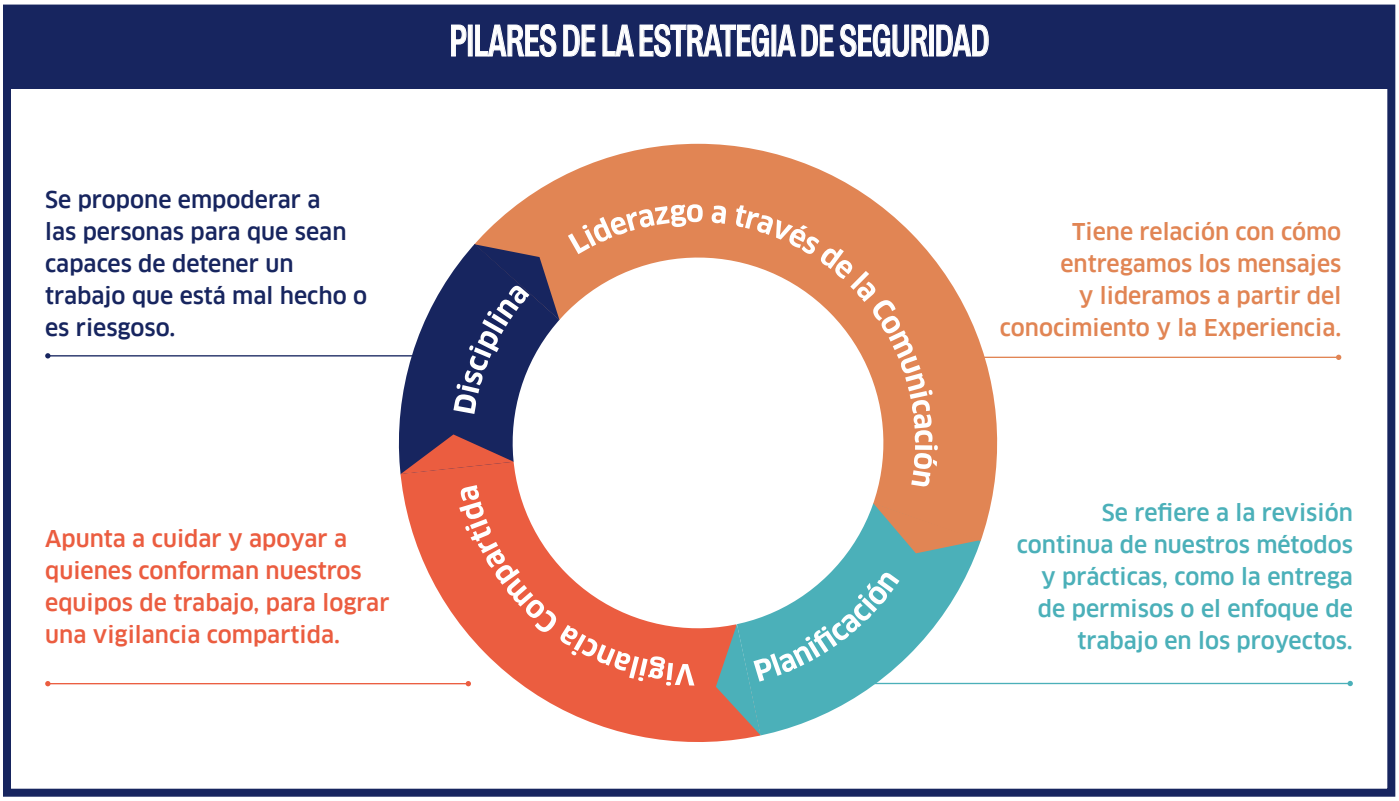
NUESTRO ENFOQUE

La seguridad laboral es un objetivo transversal, que abordamos desde una perspectiva cultural, para involucrar a todos los estamentos de la compañía. Fortalecemos de manera permanente nuestros esfuerzos en sensibilización y planes de acción, los que extendemos a las empresas contratistas. Para abordar los desafíos que nos proponemos en estas materias, contamos con un Sistema Integrado de Gestión de Salud y Seguridad en el Trabajo, certificado bajo la norma ISO 45.001, entre otras herramientas.

Alineados con nuestro compromiso prioritario, **Ninguna Vida en Riesgo,** nos preocupamos de crear condiciones laborales seguras que permitan prevenir y evitar lesiones mientras las personas desarrollan su actividad. Con ese fin, establecemos procesos para eliminar y controlar peligros, como también, reducir los riesgos para la seguridad y salud en el trabajo.

Todos estos aspectos son abordados desde nuestro Sistema Integrado de Gestión de Salud y Seguridad en el Trabajo, certificado bajo la norma ISO 45.001. Tenemos un área con dedicación exclusiva integrada por un equipo humano de primer de nivel. Son apoyados en su labor por expertos externos de la Mutual de Seguridad de la Cámara Chilena de la Construcción y por especialistas internacionales del Grupo ENGIE.

Nuestra estrategia en seguridad considera los siguientes ámbitos de acción:



5.3.1 AVANCES 2022

I. Programa One Safety

En 2022, continuamos profundizando nuestra estrategia a través de nuevas iniciativas alineadas con los cuatro pilares que son intransables para nuestra empresa:

- SI No es Seguro, No lo Hagas (Stop Work)
- 9 Reglas que Salvan Vidas
- Vigilancia Compartida (Te cuido, Me cuidas, Nos Cuidamos)
- Gestión de HIPOs (incidentes con alto potencial de pérdida)

Entre las nuevas medidas, adoptamos el Programa de Seguridad Conductual **"One Safety"**, una iniciativa del Grupo ENGIE enmarcada en un gran plan de transformación cultural, que busca erradicar los accidentes fatales y graves en todas sus operaciones. Este programa pone énfasis en la implementación de acciones de mejora que fueron identificadas en una etapa de evaluación, que consideró siete pilotos en el mundo, uno de ellos se realizó en nuestra unidad de negocios renovables.

El plan introduce cinco rituales para gestionar y reducir, masivamente, los actos y condiciones inseguras, de acuerdo con los principales riesgos identificados. Esta iniciativa pone especial acento en el rol de los líderes en la gestión de la seguridad. Para apoyarlos en esta tarea, el programa contempla un plan para el desarrollo de liderazgo.

Cada ritual de **One Safety**, tiene indicadores de desempeño e incluye actividades a cargo de los gerentes corporativos, gerentes y supervisores. Considera un calendario de visitas en terreno que todos tienen que cumplir, y cuyo funcionamiento se reporta directamente a la gerente general.

Los cinco rituales son:

1. **Chequeo de Cumplimiento de Reglas que Salvan Vidas.**
2. **Visita Gerencial de Seguridad.**
3. **Revisión del desempeño del área.**
4. **Recorrido de seguridad conjunto de contratistas.**
5. **Charla informativas previas al trabajo.**

II. Disminución de los accidentes

Durante este ejercicio, tuvimos una reducción significativa de los accidentes laborales. La Tasa de Frecuencia, que mide la accidentabilidad sobre horas trabajadas, bajó de 2,45 en 2021, a 1,38 durante 2022, una disminución del 44%. Ninguno de los accidentes ocurridos en el año, fue de carácter grave. De los eventos ocurridos, tres correspondieron a accidentes de tránsito y seis sucedieron durante la jornada laboral, mayoritariamente, en proyectos de construcción y todos de carácter leve.

En relación a los accidentes de tránsito, adoptamos medidas para proteger a nuestros conductores a través de instancias de capacitación, acompañamiento y reconocimiento de su aptitud médica para enfrentar condiciones adversas, como puede ser la conducción en alta montaña o en caminos con huellas no asfaltadas. En esa dirección, lanzamos una campaña de conducción que entrega directrices para gestionar los riesgos asociados al tipo de ruta.

También definimos niveles que van desde la conducción más liviana a la más compleja. Cada nivel de conducción tiene requisitos de capacitación específicos, exámenes médicos y el equipamiento adecuado, de acuerdo a los riesgos y las emergencias que se pueden suscitar en el trayecto. Las competencias que consideramos son las siguientes:

	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Competencia demostrada			
Licencia válida para el vehículo que va a conducir	✓	✓	✓
Curso **APROBADO** de "manejo a la defensiva"	✓	✓	✓
Evaluación de entendimiento del estándar	✓	✓	✓
Exámenes ocupacionales			
Psicosensotécnico riguroso para vehículo liviano	✗	✓	✓
Examen aversión al riesgo	✗	✓	✓

Adicionalmente, hemos incorporado un sistema de asistencia a la conducción conocido como "Tercer Ojo", con el fin de poder acompañar y asistir al conductor en caso de fatiga y somnolencia, una de las principales causas de accidentes automovilísticos de origen laboral.

TERCER OJO

III. Campaña Anual 2022

Lanzamos la campaña anual **"Tú Puedes"** (Observar, Alertar, Detener y Reportar) destinada a empoderar a las personas para detener un trabajo que presenta riesgos. En esta oportunidad, el llamado a las personas es a informar, especialmente, aquellos eventos cuyo reporte pueden evitar accidentes fatales. Nos enfocamos en dos tipos eventos: el primero tiene relación con las situaciones de peligro que se advierten durante el desarrollo del trabajo y que cuyo reporte implica la paralización de la tareas (Stop Works), mientras que el segundo se vincula con los HIPOs, que son eventos con un alto potencial de convertirse en un accidente grave o fatal.

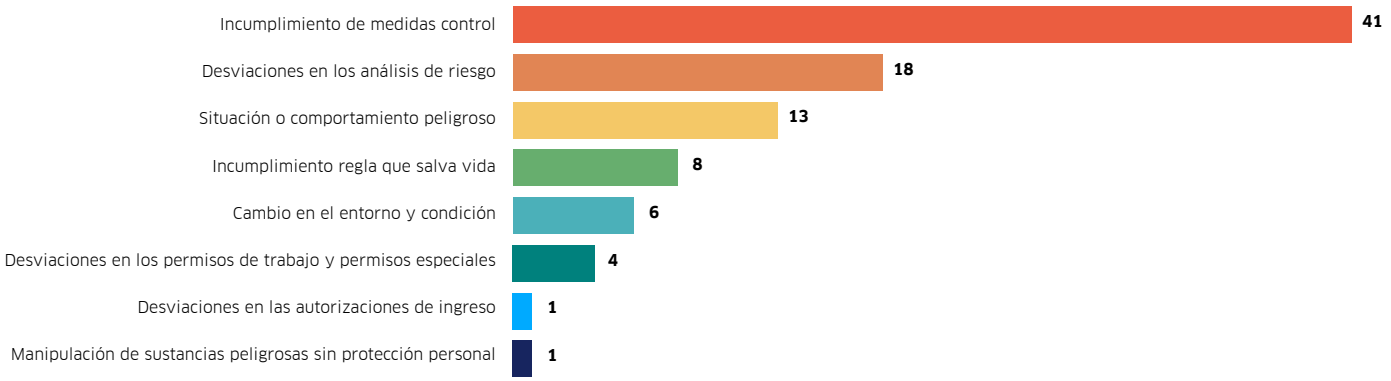
Realizamos un gran esfuerzo de difusión que tuvo grandes resultados. Logramos triplicar los reportes Stop Works y aumentamos a 47 los reportes de los HIPOs.

Como parte de este trabajo redefinimos la cobertura de los HIPOs, ahora no sólo se consideran eventos con alto potencial de fatalidad, sino que también poniendo acento en el incumplimiento de las Reglas que Salvan Vidas, de tal modo de hacer la herramienta aún más preventiva.

Nuestro objetivo es abordar los HIPOs de la misma manera como enfrentamos una fatalidad, donde ponemos el énfasis en las lecciones aprendidas, de tal modo de evitar eventos posteriores.

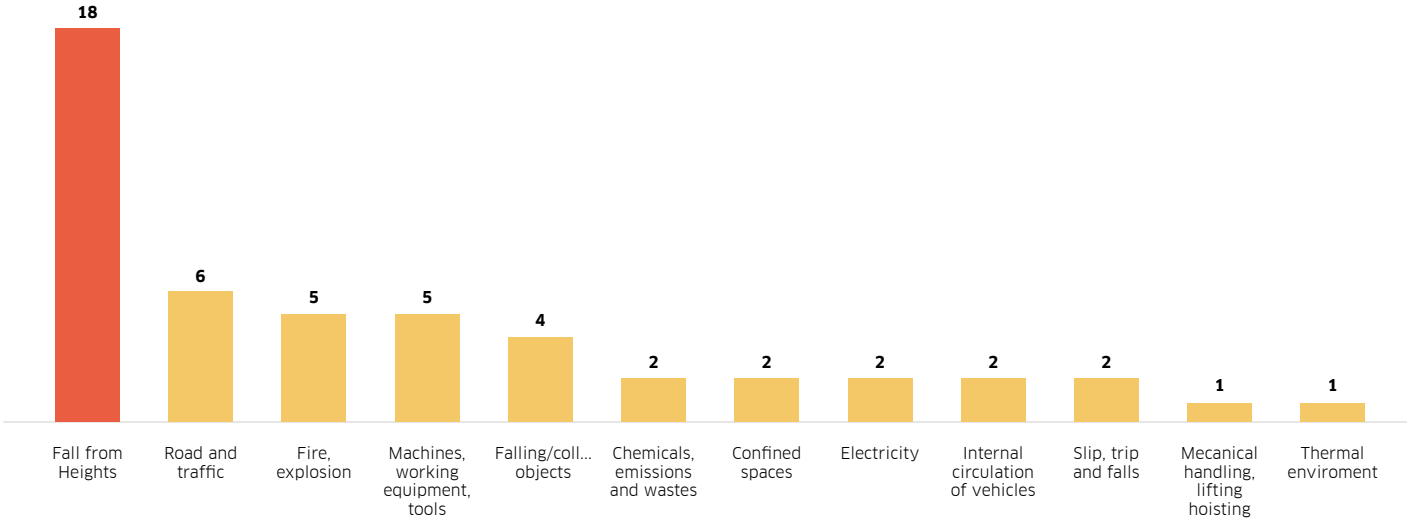
En el caso de los Stop Work en 2022, las causas que motivaron la detención de trabajos, fueron las siguientes:

Casos Stop Work



De los HIPOs reportados, pudimos identificar categorías de riesgo que serán abordadas a través de programas específicos. Los riesgos identificados fueron los siguientes:

Categoría de Riesgo de HIPOs



SEGURIDAD LABORAL EN CIFRAS

(Al cierre de 2022)

3 Número de accidentes de trabajo	**0,34** Tasa de accidentabilidad	**0** Número de fatalidades por accidentes de trabajo	**0** Tasa de fatalidad
1 Número de enfermedades profesionales	**0,11** Tasa de enfermedades profesionales	**358** Número de días perdidos por accidentes	**119** Promedio días perdidos por accidente

Tasa accidentabilidad
*(número de accidentes de trabajo/número de trabajadores)*100.*

Tasa fatalidad
*(número de fatalidades por accidentes de trabajo/número de trabajadores)*100.000.*

Tasa enfermedades profesionales
*(número de enfermedades profesionales/número de trabajadores)*100.*

Promedio días perdidos por accidentes
(número de días perdidos por accidentes/número de accidentes de trabajo).

Observación
Número de trabajadores es el promedio mensual de trabajadores contratados.

SALUD MENTAL: EL MEJOR FILTRO ERES TÚ

La preocupación por la salud mental está tomando una mayor relevancia a nivel país.

En 2022 realizamos la encuesta ISTAS 21 de la Superintendencia de Seguridad Social, que es aplicada por las mutualidades que administran el seguro de accidentes del trabajo.

Implementamos la encuesta en seis regiones geográficas, logrando una participación del 76% de nuestros colaboradores.

Los resultados a nivel nacional se observan en la siguiente tabla:

Evaluación de Riesgos Psicosociales en el trabajo:
Aplicación Cuestionario SUSESO/ISTAS21

841 personas Convocatoria

641 personas Participantes

76,12% % Participación Global

Regiones evaluadas	Centros de trabajo	No personas que contestaron	% cumplimiento normativa	Resultados Nivel de Riesgo	Indicaciones
Arica	Central Diésel, Solares, Chapiquiña, Subestación Arica.	27	100%	**Medio**	Aplicar medidas preventivas y reevaluar en **2 años.**
Iquique	Subestación Iquique.	16	94%	Bajo	Reevaluar en 4 años.
Tocopilla	CTT y Transmisión	109	81%	Bajo	Reevaluar en 4 años.
Mejillones	CT Mejillones. Otros colaboradores Zona Antofagasta.	228	72%	Bajo	Reevaluar en 4 años.
Antofagasta	Subestación Antofagasta.	58	87%	Bajo	Reevaluar en 4 años.
Santiago	Torre Titanium.	203	71%	**Medio**	Aplicar medidas preventivas y reevaluar en **2 años.**

En base a estos resultados, además de los obtenidos en la encuesta de clima laboral "ENGIE & Me", lanzamos nuestra campaña de salud mental "El mejor filtro eres tú", en línea con nuestro pilar **"Ninguna Mente en Riesgo".** Este concepto está basado en los filtros que establecemos en nuestra relación con el trabajo, que nos impiden levantar la mano y pedir ayuda cuando es necesario. Pusimos en marcha planes y programas específicos para seguir mejorando en este importante aspecto de la salud ocupacional.

La campaña consideró:

- Focus Group específicos para capturar el sentir de los equipos de trabajo.
- Entrevistas personales a colaboradores clave.
- Un Programa de Asistencia al Empleado, con soporte 24/7 para dar soporte a nuestros colaboradores en salud mental y otros tópicos familiares.
- Reforzamiento de los 9 Compromisos para el Bienestar en ENGIE.
- Celebración del Mes de la Salud Mental – Octubre 2022.

SEGURIDAD LABORAL DE LAS EMPRESAS CONTRATISTAS

Como parte de nuestro compromiso con el cuidado de las personas, extendemos nuestros requerimientos y preocupación por la seguridad laboral, a nuestras empresas contratistas. Realizamos capacitaciones y asesorías para que puedan desarrollar sus labores sin accidentes. Nuestro compromiso con la seguridad del personal contratista está reflejado en nuestros indicadores y metas de gestión, que consideran, entre otras métricas, la tasa de accidentabilidad de las empresas contratistas.

5.4 PERSONAS Y CULTURA

NUESTRO ENFOQUE

Estamos comprometidos con un ambiente de trabajo motivador, equitativo, que da espacios para el desarrollo profesional y personal, y que, a su vez, en lo colectivo sea desafiante, diverso e inclusivo.

Contamos con una amplia y diversa oferta de beneficios enfocados, un plan anual de capacitaciones y un sistema de evaluación de desempeño dirigido a toda la organización. En el marco de nuestro compromiso con los derechos humanos y el buen clima laboral, todas las contrataciones deben pasar por un proceso de Debida Diligencia para constar la historia laboral reciente de los candidatos y las candidatas.

Al cierre de 2022, nuestra empresa estaba conformada por 897 personas, el 81% hombres (723) y un 19% por mujeres (174). El 100% de nuestro equipo interno cuenta con un contrato de trabajo fijo.

En el marco de nuestra preocupación por crear espacios de trabajo flexibles, hace al menos cinco años que estamos impulsando la modalidad del telebrajo. Comenzamos con nuestro beneficio Home Office, que fue la antesala de nuestra Política de Trabajo Híbrido, que entre otras especificaciones, ofrece la posibilidad de trabajar 2 días desde la casa y 3 días presenciales, para quienes desarrollan un trabajo compatible con esta opción.

En 2022, el 35% de la dotación (317 personas) optó por la modalidad híbrida de trabajo. El 65% correspondió a hombres (205) y el 35% a mujeres (112). En el caso de las mujeres, esta cifra significa que el 64% del total de mujeres que trabaja en ENGIE tomó esta modalidad de trabajo.

I. Equidad salarial

Contamos con una Política de Equidad Salarial que está enfocada en **ATRAER, RETENER y DESARROLLAR** a nuestro equipo interno, a través de un sistema basado en la equidad interna, la retribución y competitividad respecto del mercado laboral.

Continuamente estamos enfocados en **RECONOCER y PROMOVER** la excelencia en el desempeño y el desarrollo profesional como elemento fundamental para el mejoramiento continuo de los procesos y el cumplimiento de objetivos y metas.

Adicionalmente, tenemos un equipo responsable de monitorear las remuneraciones de las personas que trabajan en nuestra empresa.

Principales elementos de nuestra Política de Equidad salarial

- **Referencia Salarial con el Mercado Laboral,** está compuesta por un grupo de compañías comparables, las cuales pertenecen a industrias similares y competidores directos. La decisión sobre con cuales empresas compararse, estará determinada por la definición de la estrategia de la compañía.
- **Bandas Salariales,** se implementan a nivel de empresa e indican un rango de remuneración que los colaboradores pueden obtener por el valor del cargo que ocupa.
- **Posicionamiento de los Colaboradores,** dentro de la Banda Salarial respectiva.
- **Encuestas de Mercado,** participamos y adquirimos en forma recurrente las encuestas de remuneraciones, donde participan empresas que utilizan metodologías de evaluación de cargo.
- **Niveles o Grados de la Posición,** considerando los roles y responsabilidades de la posición en la estructura organizacional.
- **Procesos de incremento por mérito,** reconociendo el desempeño del colaborador.
- **Reglas y criterios sobre la compensación** para nuevos ingresos, movilidades y promociones.
- **Incentivos de corto plazo,** alineados al desempeño del colaborador.

PERMISO PARENTAL

En el ámbito del permiso postnatal, buscamos que las personas puedan vivir esta etapa con tranquilidad. Para eso les garantizamos el pago total de su remuneración fija y variable durante todo el periodo que se extiende la licencia pre y postnatal.

En nuestra revisión permanente, nos propusimos el desafío de evaluar en 2023 la posibilidad de aumentar la licencia para los hombres, más allá de las exigencias legales. Estamos apuntando a cuatro semanas en 2024.

Personas acogidas al permiso parental

22 HOMBRES

7 MUJERES

III. Beneficios

En ENGIE Energía Chile contamos con una amplia y diversa oferta de beneficios diseñada pensando en el bienestar de las personas que trabajan en nuestra empresa y de sus familias. Los agrupamos en los siguientes cuatro ámbitos:

BIENESTAR FÍSICO Y EMOCIONAL

Beneficios que permiten al colaborador cuidar su salud física y mental.

- Seguro Complementario de Salud
- Seguro Dental
- Seguro Enfermedades Catastróficas
- Seguro de Vida e Invalidez
- Subsidio por Enfermedad/ Accidente del Trabajo
- Seguro COVID
- Reembolso Actividades Deportivas
- Silla Ergonométrica
- Programa acompañamiento al Colaborador (PAE)

BALANCE VIDA Y TRABAJO

Beneficios que permiten al colaborador mantener un balance equilibrado entre sus actividades dentro y fuera del trabajo.

- Feriado Adicional
- Feriado Progresivo
- Trabajo Flexible
- Permisos por Matrimonio o Unión Civil
- Permiso por Nacimiento
- Permiso por Fallecimiento
- Permisos con Goce de Remuneración
- Permisos sin Goce de Remuneración

BIENESTAR FINANCIERO

Beneficios que buscan aportar al colaborador una vida financieramente saludable.

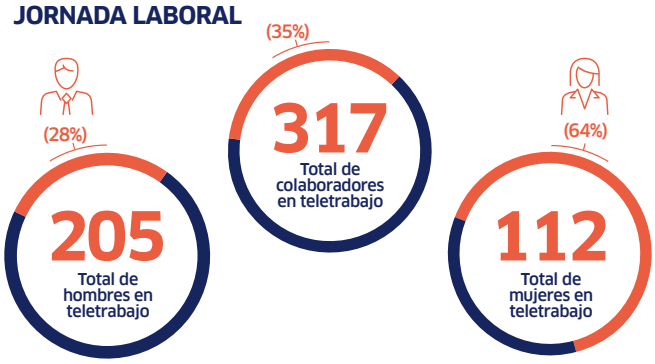
- Asignación de Alimentación
- Asignación de Matrimonio o Unión Civil
- Asignación de Nacimiento
- Asignación Fallecimiento
- Depósito Convenido
- Asignación Fiestas Patrias
- Asignación Navidad
- Asignación de Vacaciones

EQUIDAD

Beneficios que entregan al colaborador un ambiente de trabajo sano y mejoran su calidad de vida.

- Pago de Sala Cuna o Reembolso
- Caja de Compensación: beneficio, educación, apoyo financiero, turismo y recreación.
- Asignación de Escolaridad Enseñanza Básica y Media para hijos
- Beca Instituto de Formación Técnica para hijos.
- Beca Universidad para hijos
- Regalos de Navidad Gift Card.
- Convenio Ayuda Estacionamiento

NUESTRA DOTACIÓN EN CIFRAS



5.4.1 CULTURA Y DESARROLLO ORGANIZACIONAL

Con el propósito de acompañar al negocio en el logro de sus objetivos, en 2022 nuestra Gerencia de Recursos Humanos se reestructuró y adoptó un nuevo modelo de gestión, que consideró la implementación de Centros de Expertise (Compensaciones&Beneficios, Desarrollo Organizacional, Relaciones Laborales, entre otros) y la creación de un nuevo rol, de Human Resources Business Partner (HRBP) a cargo de ser el punto de contacto entre las unidades de negocio (GBU) y Recursos Humanos. Cada GBU tiene su propio HRBP, encargado de dar soporte y consultoría respecto de sus requerimientos en el ámbito de las personas.

Adicionalmente, este año fortalecimos nuestro proceso de Onboarding, para asegurar que estamos brindando la experiencia ENGIE que queremos, desde el primer día que una persona se suma a nuestro equipo.

I. Pilares culturales

En el ámbito de cultura interna, en 2022 continuamos trabajando en el fortalecimiento de nuestros pilares estratégicos (Seguridad Laboral, Liderazgo y Compromiso Sustentable) que se impulsan desde nuestra matriz y que monitoreamos anualmente, a través de la encuesta interna ENGIE&ME. Esta herramienta, que se responde de manera voluntaria, nos permite recoger la percepción de nuestro equipo interno sobre cómo vamos avanzando en estas materias. Adicionalmente, en 2022 incluimos en esta encuesta preguntas relacionadas con Diversidad e Inclusión, especialmente, con enfoque de género, para indagar en la percepción y expectativas que tienen las personas que trabajan en nuestra empresa, sobre esta temática.

En todas las categorías que mide ENGIE&ME, este 2022 obtuvimos resultados superiores a los benchmarks que utilizamos. De un puntaje de 1 a 100, obtuvimos 93 en Compromiso Sustentable, 88 en Liderazgo y 93 puntos en Seguridad Laboral.

El Compromiso Sostenible es uno de los temas que el Grupo ENGIE quiere impulsar con más fuerza. A través de este indicador, lo que se busca medir es si las personas sienten que disponen de las herramientas necesarias para abordar los desafíos de su trabajo. A partir de este año, también se le dio una mayor visibilidad al indicador que mide el Disengagement. En Chile, alcanzamos el 9% en 2022, inferior al 11% de 2021. Ambos indicadores, Compromiso Sostenible y Disengagement, son monitoreados desde nuestro Balanced Scorecard.

En materia de Liderazgo, diseñamos un programa interno que comenzó en septiembre y que continuará durante 2023. Está enfocado en los desafíos actuales y futuros que tiene la compañía y está dirigido a todos los líderes o personas que tienen personas a su cargo. En línea con la implementación del modelo de gestión del cambio WOW ***(Ways of Working)***, que define nuestra manera de trabajar y lo que esperamos de los equipos internos, en 2022 se sumó EWOL ***(Ways of Leading)*** las formas de liderar, que considera los comportamientos y conductas que esperamos de los líderes.

Resultados Encuesta Interna ENGIE&ME 2022

Participación equipo interno → 85%

	ENGIE Chile en 2022
Compromiso sustentable	93
Liderazgo	88
Seguridad Laboral	93
Disengagement	9%

CEO DEL GRUPO ENGIE SE REÚNE CON COLABORADORES DE CHILE.

En el marco de su visita a Chile, en abril de 2022, la CEO del grupo ENGIE, Catherine MacGregor, sostuvo un encuentro con parte de las colaboradoras de ENGIE en Chile. La instancia denominada "Women in ENGIE" tuvo como objetivo compartir y conocer las inquietudes y opiniones de las personas, lo cual fue muy valorado.

II. Capacitación y Desarrollo de Personas

Para promover una misma cultura y valores corporativos a lo largo de sus operaciones, el Grupo ENGIE dispone de cursos mandatorios para todas las personas que trabajan en la compañía. En 2022 se priorizaron tres cursos obligatorios a nivel global: Salud y Seguridad Laboral, Ciberseguridad y Ética, específicamente, sobre acoso sexual y laboral.

En Chile, adicionalmente, incorporamos un cuarto curso mandatario sobre Diversidad e Inclusión, para apalancar la estrategia y planes de acción que estamos impulsando en este ámbito. Los cursos son impartidos en modo on line desde la plataforma elearning, U.learn, y están disponibles en distintos idiomas. A través de nuestro Balance Scorecard monitoreamos la participación de las personas, la que en 2022 alcanzó al 97% de la dotación.

Adicionalmente, contamos con Planes de Capacitación Técnica y no Técnica, que se implementan según la detección de necesidades de capacitación que se realiza anualmente, para asegurarnos de que todas las personas que trabajan en nuestra compañía tienen los conocimientos y competencias que su rol requiere.

En 2022 la inversión en capacitación alcanzó a USD 448.979, levemente inferior respecto de 2021.

897
Total personas capacitadas

USD 448.979
Inversión en capacitación 2022

100%
Personal capacitado en relación a la dotación total

MATERIAS ABORDADAS POR DICHAS CAPACITACIONES

- Capacitaciones Técnicas y requisitos legales
- Seguridad y Salud
- Ciberseguridad
- Medio Ambiente
- Ética y Acoso Laboral
- Diversidad e Inclusión
- Liderazgo
- Idiomas

PROMEDIO HORAS DE CAPACITACIÓN POR CATEGORÍA

El promedio anual de horas de capacitación que el personal destinó, por cuenta de la entidad, a actividades de capacitación, clasificado por sexo y categoría de funciones

Tipo de Cargo	Promedio anual de horas de capacitación hombres	Promedio anual de horas de capacitación mujeres
Alta Gerencia	135,7	112,7
Gerencia	34,20	11
Jefatura	5,70	4,6
Operario	1,50	11,6
Fuerza de Venta	435	32,3
Admninistrativo	90	13,7
Auxilar	0	0
Otros profesionales	14,50	2,10
Otros técnicos	45	36,50
Promedio horas	**51 horas promedio anual hombres**	**15 horas promedio anual mujeres**
Total horas	**36.779**	**2.649,60**

III. Gestión del Talento

En una industria competitiva, la gestión del talento es una de las herramientas que utilizamos para la atracción y retención de personas con un desempeño y liderazgo destacado, con alto potencial, y que quieran proyectarse con nosotros.

Para identificar a estos perfiles, utilizamos la herramienta Nine Box, para mapear desempeño y potencial, que nos permite visibilizar los talentos actualizados, basado en información objetiva. Nuestro interés es que las personas identificadas logren su mayor potencial y, para eso, el Grupo ENGIE cuenta con el Programa de Desarrollo Booster. Esta iniciativa tiene un plan de desarrollo que le ofrece a los postulantes trabajar en otras operaciones de nuestra matriz, en lo posible en la misma GBU a la que pertenecen, para que puedan aprovechar y compartir su conocimiento y experticia. Considera un plan de trabajo intensivo entre 12 y 24 meses, dependiendo del programa al que ingresan los candidatos y candidatas.

EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO

Para nosotros es esencial que todas las personas que trabajan en nuestra empresa tengan acceso a un proceso de feedback formal con su jefatura, para así alinear el desarrollo individual de las personas con la estrategia de nuestra compañía. En 2022, el 100% de nuestra dotación participó en este proceso, cuyo objetivo es definir metas y estándares, entregar herramientas y promover la retroalimentación continua del desempeño.

IV. Planes de Sucesión

Como parte de nuestra gestión de riesgos y planificación de contrataciones futuras, tenemos identificadas a las personas cuyo rol es clave para el funcionamiento del negocio y cuya salida requiere de un plan de sucesión. Para el 100% de los cargos críticos tenemos mapeados candidatos y candidatas internos (mayoritariamente) y externos.

Con el propósito de fortalecer este ámbito, pusimos énfasis en la formación y capacitación de nuestros líderes y lideresas, para identificar a más personas candidatas a integrar los planes de sucesión. En esa dirección, potenciamos los planes de desarrollo para cada uno de ellos, con foco en el on the job training y experiencias significativas, que impactan su desempeño y apoyo al logro de los resultados de la organización.

También, hemos definido cuáles son las posiciones riesgosas en materias legales y, en esa línea, en 2022 agregamos al proceso de selección una declaración para trabajadores y candidatos respecto a no tener conflictos de interés con la compañía, ya sea en términos de relaciones de parentesco, interés económico o vinculación con entes reguladores.

5.4.2 RELACIONES LABORALES

Las Relaciones Laborales las entendemos en un sentido amplio, tanto en la relación individual de trabajo, como en la relación colectiva, principalmente a través del diálogo permanente (semanal) con las dirigencias sindicales y otras organizaciones internas, como los Comités de Comportamiento Seguro, los Comités Paritarios y otros.

Nuestra preocupación es la de fortalecer nuestro ambiente de trabajo, cuidando el estándar de las condiciones comunes de trabajo, las normas internas, el cumplimiento de los derechos laborales de todas las personas, internas o externas, que trabajan para nuestra empresa, y el respeto de los contratos colectivos de trabajo. Para abordar estos objetivos, contamos con una Gerencia de Relaciones Laborales.

Esta área también apoya a nuestras unidades de negocios en sus problemáticas e intereses propios, lo cual hace que los acentos y las necesidades de la agenda laboral sean también diferentes para cada Unidad de Negocio.

En esa dirección, en 2022, nuestras principales líneas de trabajo por GBU fueron los siguientes:

- **GBU Flexible Generation & Retail.** La gestión principal fue apoyar el cierre de las unidades a carbón 14 y 15, un proceso que, desde la perspectiva laboral, duró poco más de tres años **(Ver más en la página 76).**
- **GBU Renovables.** En conjunto con el equipo de Proyectos mantuvimos un monitoreo permanente durante todo el año, sobre el cumplimiento de las obligaciones laborales de las empresas contratistas. El foco estuvo en la permanencia de estos trabajadores en los procesos de desmovilización de los equipos de trabajo al cierre de los proyectos. Con ese propósito, reforzamos las instancias de control y de pagos, para así asegurar que no existan incumplimientos laborales.

Acoso Laboral

También nos preocupamos de impulsar acciones y buenas prácticas para toda la organización que apuntan a fortalecer nuestro ambiente de trabajo. En 2022 pusimos especial atención en el acoso laboral, un flagelo que está creciendo a nivel país y que condenamos, explícitamente, en nuestro Código de Ética y Reglamento Interno. Profundizamos nuestro compromiso con la elaboración de nuestra Política de Acoso Laboral.

Dictamos un curso de carácter obligatorio para todas las personas que integran nuestro equipo, donde abordamos el acoso sexual y laboral y, adicionalmente, lanzamos una campaña interna.

Habilitamos una línea especial para efectuar denuncias seguras y anónimas sobre acoso e incorporamos en nuestros procesos de reclutamiento chequeos preventivos para comprobar que las y los candidatos no tengan denuncias en estas materias en sus trabajos anteriores.

Al cierre de 2022 habíamos recibido cuatro denuncias de acoso laboral y una de acoso sexual. Todas fueron recibidas e investigadas por el Comité de Ética de la compañía. **(Ver más en las páginas 22 y 113).**

5.5 DIVERSIDAD E INCLUSIÓN

NUESTRO ENFOQUE

En nuestra industria, la representación femenina alcanza al 23%, y mientras que en los cargos directivos ese número cae sustancialmente. En nuestra compañía estamos desarrollando acciones concretas y vinculantes, que nos permitan seguir avanzando en la disminución de las brechas, en el fortalecmiento de las condiciones para atraer talentos femeninos, generando políticas de diversidad e inclusión, principalmente. Estamos adheridos a la metas que el Grupo ENGIE tiene en estas materias, entre ellas, lograr la paridad de género, "Fifty- Fifty al 2030".

En ENGIE Energía Chile estamos comprometidos con la diversidad en el más amplio sentido. Sabemos que crear espacios laborales diversos e inclusivos requiere de un trabajo a nivel cultural y también en sintonía con las preocupaciones de nuestra organización. Este año relanzamos nuestra Política de Diversidad e Inclusión y definimos como ámbitos prioritarios de gestión, la diversidad de género, sexual y la inclusión.

Esta decisión la tomamos considerando las inquietudes expresadas por las personas que trabajan en nuestra empresa y que recogimos a través de nuestra encuesta interna ENGIE&ME. Específicamente, aprovechamos esta herramienta para indagar en la percepción interna sobre la equidad en el acceso a planes de capacitación, promoción, contratación, entre otros, para hombres, mujeres y grupos diversos que trabajan en la empresa. Obtuvimos un diagnóstico y estamos trabajando en planes de acción.

I. Gestión de las barreras y sesgos

Conscientes de que existen sesgos sociales y culturales que se traspasan a las organizaciones, contamos con herramientas que nos permiten identificar y mitigar potenciales barreras para la incorporación de capacidades diversas. Una de ellas es la encuesta ENGIE&ME.

Nuestra área de Recursos Humanos realizó una masterclass para evitar sesgos en los procesos de reclutamiento e

incorporamos criterios inclusivos que promueven la igualdad de oportunidades para quienes aspiran a trabajar con nosotros, sin distinción de origen, nacionalidad, género, discapacidad u orientación sexual. Adicionalmente, estamos trabajando en la obtención de la certificación empresarial EDGE (Economic Dividends for Gender Equality), para la igualdad de género, que incorpora una evaluación comparativa, métricas y rendición de cuentas. La certificación EDGE fortalecerá aún más nuestro trabajo permanente en brindar lugares de trabajo justos y mutuamente beneficiosos para mujeres y hombres.

II. Género: Desafío 50 y 50

Al cierre de 2022, las mujeres representaban el 19% de la dotación de nuestra compañía. Nuestro desafío es seguir aumentando este porcentaje, como también la participación de las mujeres en los cargos de liderazgo.

Entre los hitos más importantes de este ejercicio, fue el nombramiento de nuestra CEO, la ingeniera Rosaline Corinthien, la primera mujer que asume la gerencia general en nuestra compañía. También, este año se integró a nuestro Directorio una directora titular, con lo cual, la participación femenina total se elevó a dos integrantes, ya que contamos con una directora suplente.

REDUCIENDO LOS SESGOS Y LAS BARRERAS

Queremos compartir la historia de Salomé Osorio, una de nuestras Operadoras de Sala de Control, un puesto tradicionalmente ocupado por hombres en la industria.

En el contexto de la visita de la CEO Global del Grupo ENGIE, Catherine MacGregor, ocurrido el primer semestre de 2022, se desarrolló un conversatorio donde las mujeres de toda la compañía tuvieron la oportunidad de analizar el rol de la mujer en la industria de la energía y las oportunidades de desarrollo en la empresa.

Nuestras principales líneas de acción y avances en materia de género son:

- **Programa Fifty- Fifty para el 2030.** Con mucho compromiso y sentido de realidad, adherimos a la meta de paridad de género de nuestra matriz, conocida como Fifty- Fifty para el 2030. Desde nuestras operaciones, esperamos aportar con un número de mujeres que representen al menos el 30% de nuestra dotación al 2025 y 50% al 2030. En 2022, estuvimos entre las cinco empresas finalistas en la premiación anual Fifty-Fifty Global, organizada por el grupo ENGIE, por el número de mujeres manager en nuestras operaciones.

- **Reclutamiento para cargos de liderazgo.** Estamos conscientes de que pertenecemos a una industria masculinizada y por eso realizamos esfuerzos adicionales para invitar a las mujeres a ser parte de ENGIE. Durante 2022, aumentamos el reclutamiento de mujeres en posiciones de liderazgo, incrementando de un 26% a un 42%.
- **Programa Energía + Mujer.** Hemos formado alianzas para los procesos de reclutamiento y selección de cargos para mujeres. Trabajamos con los ministerios de la Mujer y de Energía, este último a través del Programa Energía + Mujer, un plan público-privado que este ministerio desarrolla junto con la industria energética chilena y su cadena de suministro, para disminuir las barreras y brechas de género que permitan incorporar más talento femenino al sector.
- **"Women in Energy".** Somos sponsor oficial del programa "Women in Energy" del World Energy Council (WEC) en Chile, iniciativa que se alinea con los objetivos que tiene la compañía de potenciar el liderazgo femenino en el sector.

NUEVAS CONTRATACIONES

En 2022 ingresaron 137 personas a nuestro equipo: 66,4% hombres y un 33,6% mujeres.

Los nuevos ingresos para cargos de jefatura fueron cubiertos en un 40% por mujeres, elevando a 42 las mujeres en cargos de liderazgo.

Categoria de cargo	Hombres	Mujeres
Alta Gerencia	3	2
Gerencia	10	5
Jefatura	9	7
Operario	15	0
Fuerza de Venta	0	0
Administrativo	2	0
Otros profesionales	48	32
Otros técnicos	4	0
Total	91	46
TOTAL	**137**	

COMUNIDAD DIVERSIDAD E INCLUSIÓN

En 2022 conformamos la primera Comunidad de Diversidad e Inclusión, a través de un llamado abierto a toda la organización. La comunidad está integrada por 14 participantes, quienes han desarrollado un plan de trabajo con el fin de aportar a la construcción de una cultura interna que respete y promueva la diversidad y la inclusión. Tiene un líder y una contraparte en nuestra área de Personas que se encargan de articular las necesidades e inquietudes del grupo.

Entre las actividades realizadas, durante el ejercicio se levantó información desde los diferentes sitios donde se emplaza la empresa para mapear todas las iniciativas que se llevan a cabo en pro de la equidad de género. También, se abordó el eje de capacitación y sensibilización, donde se han realizado diversos cursos sobre D&I, sesgos inconscientes, igualdad de género y el programa de nuevas masculinidades, facilitado por el Hub SouthAm. A través de la Escuela de Diversidad e Inclusión de ENGIE, abordamos temas como la Ley Zamudio y la Ley Nº 21.015 de Inclusión Laboral.

Otra actividad relevante del año fue la reunión que sostuvo la Comunidad de Diversidad e Inclusión con Renata Spada, Group Vicepresidente Talent Acquisition & Global Chief Diversity Equity Inclusion Officer de ENGIE, para conversar sobre los objetivos del grupo en estas materias.

Te invitamos a revisar este video para conocer las principales temáticas abordadas en esta visita: **https://www.youtube.com/watch?v=8iDRYwKxmE4**

Lucy Oporto,
Gerente Corporativo de Recursos Humanos

"Está en nuestro propósito trabajar en comunidad para promover la diversidad e inclusión en el sector, generando un espacio laboral igualitario."

Brecha Salarial

En nuestra compañía cautelamos que nuestra estructura de remuneraciones esté libre de sesgos, y sea justa y equitativa. Con ese propósito, la definición de las compensaciones está basada en la metodología HAY, que nos entrega un método que define niveles para cada posición, considerando los siguientes criterios:

- Conocimientos, habilidades, destrezas necesarias para desempeñar una posición.
- Procesos en los que participa y habilidad para solucionar los problemas concretos que surjan en el desarrollo profesional de la posición.
- Contribución de la posición a los resultados de la empresa.

Esto implica que las y los colaboradores que se desempeñan en una misma categoría profesional -por ejemplo, Jefatura- pueden tener distintos niveles HAY, porque los conocimientos, procesos y funciones de cada posición son diferentes.

De esta manera, las diferencias que se advierten en la brecha salarial que presentamos a continuación, se explican fundamentalmente porque las estructuras de compensación están alineadas a las características de cada posición, más que a una categoría profesional.

Adicionalmente, está el factor de la antigüedad, la compañía presenta una antigüedad promedio de alrededor de 13 años, donde los colaboradores van teniendo ajustes salariales por IPC, siendo los hombres quienes tienen mayor antigüedad que las mujeres. Por las características de nuestra industria, históricamente, la participación de las mujeres es inferior a la de los hombres, una situación que intentamos revertir con distintas iniciativas.

En la categoría Alta Gerencia, no nos fue posible entregar datos porque solo hay una mujer. El puesto de CEO, que en nuestro caso es desempeñado por una mujer, también está excluido, dado que su remuneración considera otras variables, vinculadas a un Colaborador Expatriado, de manera que no es comparable.

BRECHA SALARIAL

Categoria de cargo	Media	Mediana
Alta Gerencia	N/A	N/A
Gerencia	105%	97%
Jefatura	98%	104%
Operario	89%	94%
Fuerza de Venta	101%	74%
Administrativo	95%	109%
Auxiliar	N/A	N/A
Otros profesionales	96%	89%
Otros técnicos	103%	98%

GESTIÓN DE LA INCLUSIÓN

Durante 2022 realizamos distintos esfuerzos para reclutar personas en situación de discapacidad, para alcanzar el 1% que nos obliga la Ley de Inclusión. Así, creamos perfiles específicos, y participamos en distintas ferias de inclusión para buscar personas candidatas. Pese a nuestros esfuerzos no cumplimos con la meta. Tenemos dos colaboradores en situación de discapacidad y otros dos que están en proceso de certificación en el Registro Nacional de Discapacidad.

En 2022, sumamos a un Gestor de Diversidad e Inclusión a la gerencia, con lo cual llegamos a dos personas certificadas.

En 2023, realizaremos nuevos procesos y sumaremos a una reclutadora experta en inclusión. Haremos llamados para cargos en los distintos estamentos de nuestra dotación.

DIVERSIDAD EN ENGIE ENERGÍA CHILE

Participación de mujeres en cargos de jefatura

1 CEO	**1** Alta Gerencia
12 Gerencia	**28** Jefatura

42 Total de mujeres en cargos de jefatura

24%

% mujeres en cargos de jefatura respecto del total de mujeres en ENGIE.

18%

% total cargos de jefatura desempeñados por mujeres.

40% de los cargos de liderazgo contratados en 2022 fueron ocupados por mujeres

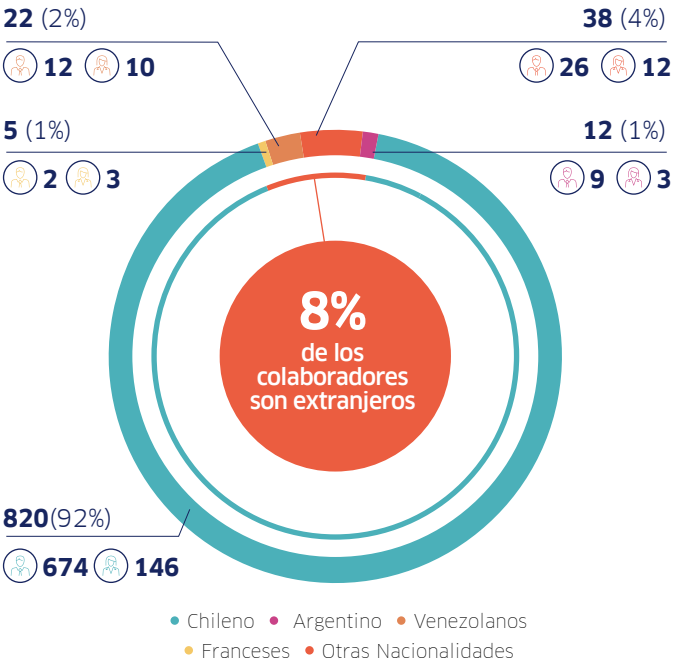
Colaboradores por rango de edad y género

	HOMBRES	MUJERES
Menores de 30 años	27	8
Entre 30 y 40 años	264	91
Entre 41 y 50 años	224	55
Entre 51 y 60 años	153	17
Entre 61 y 70 años	53	3
Más de 70 años	2	0

Colaboradores por antigüedad y género

	HOMBRES	MUJERES
Menos de 3 años	162	70
Entre 3 y 6 años	133	45
Más de 6 y menos de 9 años	64	20
Entre 9 y 12 años	84	10
Más de 12 años	280	29

Colaboradores por nacionalidad



TABLAS ANEXAS NCG 461

NÚMERO DE PERSONAS POR SEXO

Categoria de cargo	Total de hombres	Total de mujeres
Alta Gerencia	8	2
Gerencia	51	12
Jefatura	134	28
Operario	316	9
Fuerza de Venta	5	10
Admninistrativo	15	22
Auxilar	0	0
Otros profesionales	165	88
Otros técnicos	29	3
TOTAL	**723**	**174**

NÚMERO DE PERSONAS POR SEXO, NACIONALIDAD, POR CATEGORIA DE FUNCIONES

Número de personas por sexo, nacionalidad, por categoria de funciones	Sexo		Nacionalidad										Total 2022
	Hombres	Mujeres	Chilenos		Argentinos		Franceses		Venezolanos		Otras nacionalidades		
			H	M	H	M	H	M	H	M	H	M	
Alta Gerencia	8	2	3	1	2	0	1	1	0	0	2	0	10
Gerencia	51	12	40	9	4	0	1	1	0	0	6	2	63
Jefatura	134	28	124	23	1	1	0	0	4	1	5	3	162
Operario	316	9	315	9	0	0	0	0	0	0	1	0	325
Fuerza de Venta	5	10	5	9	0	0	0	0	0	1	0	0	15
Admninistrativo	15	22	15	18	0	2	0	1	0	1	0	0	37
Auxilar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otros profesionales	165	88	143	74	2	0	0	0	8	7	12	7	253
Otros técnicos	29	3	29	3	0	0	0	0	0	0	0	0	32
TOTAL	**723**	**174**	**674**	**146**	**9**	**3**	**2**	**3**	**12**	**10**	**26**	**12**	**897**

NÚMERO DE PERSONAS POR RANGO DE EDAD

Número de personas por sexo, rango de edad por categoria de funciones	Menores de 30 años		Entre 30 y 40 años		Entre 41 y 50 años		Entre 51 y 60 años		Entre 61 y 70 años		Más de 70 años	
	H	M	H	M	H	M	H	M	H	M	H	M
Alta Gerencia	0	0	1	1	3	1	0	0	0	0	0	0
Gerencia	0	0	20	5	16	3	4		1	1	0	0
Jefatura	0	0	35	12	66	15	14	3	9	0	0	0
Operario	12	2	117	7	89	0	24	1	27	0	0	0
Fuerza de Venta	0	0	3	3	2	3	71	0	0	0	0	0
Admninistrativo	3	0	3	6	1	11	0	4	3	1	0	0
Auxilar	0	0	0	0	0	0	5	4	0	0	0	0
Otros profesionales	11	6	79	55	43	21	0	0	5	1	2	0
Otros técnicos	1	0	6	2	4	1	25	5	8	0	0	0
TOTAL	**27**	**8**	**264**	**91**	**224**	**55**	**143**	**17**	**53**	**3**	**2**	**0**

NÚMERO DE PERSONAS POR SEXO, ANTIGÜEDAD, POR CATEGORIA DE FUNCIONES

Número de personas por sexo, antigüedad, por categoria de funciones	Menores de 30 años		Entre 30 y 40 años		Entre 41 y 50 años		Entre 51y 60 años		Entre 61 y 70 años	
	H	M	H	M	H	M	H	M	H	M
Alta Gerencia	3	2	2	0	1	0	1	0	1	0
Gerencia	16	6	12	3	8	2	5	0	10	1
Jefatura	28	11	29	7	5	4	21	2	51	4
Operario	32	1	40	5	35	3	45	0	164	0
Fuerza de Venta	1	0	3	3	1	0	0	0	0	7
Admninistrativo	3	2	4	7	0	3	1	3	7	7
Auxilar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otros profesionales	74	48	40	19	10	8	11	5	30	8
Otros técnicos	5	0	3	1	4	0	0	0	17	2
TOTAL	**162**	**70**	**133**	**45**	**64**	**20**	**84**	**10**	**280**	**29**

NÚMERO DE PERSONAS EN SITUACIÓN DE DISCAPACIDAD

Número de personas en situación de discapacidad, por sexo y categoria de funciones	Sexo		Total
	Hombres	Mujeres	
Alta Gerencia	0	0	0
Gerencia	0	1	1
Jefatura	0	0	0
Operario	0	0	0
Fuerza de Venta	0	0	0
Admninistrativo	1	0	1
Auxilar	0	0	0
Otros profesionales	0	0	0
Otros técnicos	0	0	0
TOTAL	**1**	**1**	**2**

FORMALIDAD LABORAL

EMPLEADOS INDEFINIDOS

Hombres	Mujeres	Total
723	174	**897**

EMPLEADOS A PLAZO FIJO

Hombres	Mujeres	Total
0	0	**0**

EMPLEADOS POR OBRA O FAENA

Hombres	Mujeres	Total
0	0	**0**

EMPLEADOS CON CONTRATOS HONORARIOS

Hombres	Mujeres	Total
0	0	**0**

EMPLEADOS A TIEMPO COMPLETO

Hombres	Mujeres	Total
723	174	**897**

EMPLEADOS A TIEMPO PARCIAL

Hombres	Mujeres	Total
0	0	**0**

ADAPTABILIDAD LABORAL

NÚMERO DE PERSONAS CON JORNADA ORDINARIA

Item	Total de hombres	Total de mujeres	Total dotación
Número de personas con jornada ordinaria	518	62	580
% respecto al total de la dotación	72%	36%	65%

NÚMERO DE PERSONAS CON JORNADA DE TIEMPO PARCIAL

Item	Total de hombres	Total de mujeres	Total dotación
Número de personas con jornada de tiempo parcial	0	0	0
% respecto al total de la dotación	0%	0%	0%

NÚMERO DE PERSONAS CON PACTO DE ADAPTABILIDAD PARA TRABAJADORES CON RESPONSABILIDADES FAMILIARES

Item	Total de hombres	Total de mujeres	Total dotación
Número de personas con pacto de adaptabilidad para trabajadores con responsabilidades familiares	0	0	0
% respecto al total de la dotación	0%	0%	0%

NÚMERO DE PERSONAS ACOGIDAS A TELETRABAJO

Item	Total de hombres	Total de mujeres	Total dotación
Número de personas acogidas a teletrabajo	205	112	317
% respecto al total de la dotación	28%	64%	35%

NÚMERO DE PERSONAS ACOGIDAS A A PACTOS DE ADAPTABILIDAD DE JORNADA LABORAL

Item	Total de hombres	Total de mujeres	Total dotación
Número de personas acogidas a a pactos de adaptabilidad de jornada laboral	0	0	0
% respecto al total de la dotación	0%	0%	0%

ACOSO LABORAL Y SEXUAL

ACOSO LABORAL Y SEXUAL

¿Cuenta con política para prevenir y gestionar el acoso laboral?	Sí
¿Cuenta con programas de capacitación sobre acoso laboral?	Sí
¿Cuenta con política para prevenir y gestionar el acoso sexual?	Sí
¿Cuenta con programas de capacitación sobre acoso laboral?	Sí
Porcentaje del total del personal que fue capacitado durante el año en materia de prevención y gestión del acoso laboral	98%
Porcentaje del total del personal que fue capacitado durante el año en materia de prevención y gestión del acoso sexual	98%
N° total de denuncias de acoso sexual	1
N° de esas denuncias presentadas ante la entidad	0
N° de denuncias presentadas ante la Dirección del Trabajo o equivalente	0
N° total de denuncias de acoso laboral	4
N° de denuncias presentadas ante la Dirección del Trabajo o equivalente	0

PERMISO POSNATAL

PERMISO POSNATAL: NACIONALIDAD

Nacionalidad	Mujeres como % del total de personas que hicieron uso de permiso postnatal	Hombres como % del total de personas que hicieron uso de permiso postnatal
Chilena	64%	18%%
Argentina	0%	4%%
Venezolana	0%	4%
Alemana	0%	4%
Brasileña	0%	0%
Colombiana	4%	0%
Española	0%	4%

PERMISO POSNATAL: CARGO

Tipo de cargo	Promedio de días de posnatal durante el año de hombres	Promedio de días de posnatal durante el año de mujeres	Promedio de dias de postnatal parental durante el año de hombres
Alta Gerencia	0	0	0
Gerencia	5	66	0
Jefatura	5	0	0
Operario	5	83	0
Fuerza de Venta	0	0	0
Admninistrativo	0	0	0
Auxilar	0	0	0
Otros profesionales	5	56	0
Otros técnicos	0	0	0

5.6 GESTIÓN DE PROVEEDORES

NUESTRO ENFOQUE

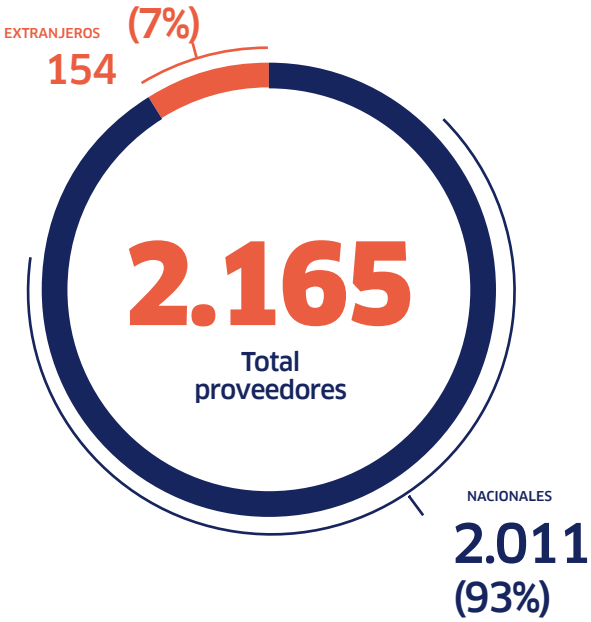
Desde nuestra perspectiva, los proveedores de servicios y empresas contratistas son nuestros socios y por eso los incorporamos en todos nuestros esfuerzos y avances en sostenibilidad, convencidos de que así crecemos juntos. Con ese propósito, estamos permanentemente generando espacios para compartir buenas prácticas corporativas y, al mismo tiempo, nuestra Política de Subcontratación establece compromisos y reglas claras, para nosotros y para todas las empresas que quieran prestarnos sus servicios. Contamos con un sistema de evaluación de proveedores enfocado en los ámbitos laboral, derechos humanos, ética y ambiental, y aplicamos un monitoreo permanente al cumplimiento y de los compromisos en estas materias.

Al cierre de 2022, en ENGIE trabajamos con 2.165 proveedores. De ellos, un 93% corresponde a empresas nacionales y un 7% a empresas extranjeras.

En nuestro desafío por profundizar y ampliar el alcance de nuestros compromisos con la sostenibilidad, integramos a nuestros proveedores y empresas contratistas en los esfuerzos que realizamos por desarrollar nuestro quehacer empresarial basado en buenas prácticas corporativas. En esa dirección, nuestra Política de Subcontratación contempla criterios de evaluación para la etapa de contratación de las empresas y también posterior a la entrega de los servicios. En la primera etapa, se consideran aspectos legales, regulatorios, de responsabilidad sociales empresarial y éticos. Para la etapa posterior, junto con el cumplimiento de los compromisos comerciales y de plazos, se considera el desempeño en materia de salud y seguridad laboral. Disponemos de mecanismos que nos permiten promover una cadena de suministro responsable, segmentamos a nuestros proveedores y, para aquellos que están en la categoría de Contratos Estratégicos, contamos con sistemas de evaluación. Disponemos de una plataforma externa ECOVADIS, que evalúa la Responsabilidad Social Empresarial (RSE) de las empresas en cuatro ámbitos: Medio Ambiente, Prácticas Laborales y Derechos Humanos, Ética y Compras Sostenibles. Estos resultados generan un scorecard para cada empresa, una vez que es evaluada.

GESTIÓN DE PROVEEDORES

(cifras al cierre de 2022)



Adicionalmente, la plataforma cuenta con un sistema de debida diligencia para evaluar a nuestros nuevos proveedores en materia de derechos humanos, de manera de garantizar los principios universales, como la erradicación del trabajo infantil y el trabajo forzado. Para fortalecer esta gestión, incorporamos en los contratos de las nuevas adjudicaciones, una cláusula de enrolamiento a esta plataforma.

También ponemos a disposición de nuestros proveedores y empresas contratistas, plataformas digitales que les permiten agilizar trámites y procesos, como, por ejemplo, los vinculados a sus pagos.

EN 2022, FUERON EVALUADAS CON CRITERIOS DE SOSTENIBILIDAD 28 EMPRESAS.

	Proveedores Nacionales	Proveedores Extranjeros
N° de proveedores evaluados	361	24
N° de proveedores analizados bajo criterios de sostenibilidad	14	4
% de proveedores analizados bajo criterios de sostenibilidad sobre el total de evaluados	3,9%	16,7%
Monto compras totales	MUSD 422,3	MUSD 286,9
Monto compras que corresponde a proveedores analizados bajo criterios de sostenibilidad	MUSD 62,0	MUSD 159,9
% de las compras totales que corresponde a proveedores analizados bajo criterios de sostenibilidad	14,7%	55,7%

I. Control al cumplimiento de las obligaciones laborales

Monitoreamos el cumplimiento de las obligaciones laborales de nuestros proveedores que realizan sus servicios en nuestros sitios. Con ese fin, utilizamos dos mecanismos:

- **Servicios Recurrentes.** En este caso, el monitoreo es realizado a través de la empresa externa "Check Laboral", la que se encarga de recepcionar los formularios F/30 y F/30-1 desde nuestros proveedores y verificar, a través de ellos, el cumplimiento en regla para las obligaciones laborales de sus trabajadores.
- **Servicios Spot.** Realizamos un monitoreo interno a las órdenes de compra que presentan ingreso de personal a sitio en el Servicio relacionado, verificando el cumplimiento normativo también a través de los formularios F/30 y F/30 - 1.

Para profundizar esta gestión, cada vez que existe algún incumplimiento, ENGIE Energía Chile está facultada para la retención de parte del estado de pago, hasta que el contratista presente la documentación de respaldo que acredita la regularización de este incumplimiento legal.

II. Monitoreo del cumplimiento ambiental

También contamos con requisitos específicos vinculados al transporte, manejo y disposición de sustancias y residuos peligrosos, materiales y componentes, descritos en nuestro Reglamento Especial para Empresas Contratistas y Subcontratistas. El cumplimiento de estas exigencias, compromisos y obligaciones ambientales, establecidas en nuestro Sistema de Gestión Integrado, tienen un impacto directo en nuestra empresa. Este sistema está conformado por normas internacionales - ISO 9001/2015, ISO 14001/2015 e ISO 45001/2018.

Para monitorear y dar seguimiento al cumplimiento de estas exigencias, nuestra compañía desarrolla auditorías internas, auditorías legales, charlas, inspecciones, simulacros y talleres, por mencionar algunas actividades, para sus proveedores. Estas instancia son muy valoradas, ya que ofrecen espacios de retroalimentación para nuestras empresas proveedoras a fin de potenciar su mejora continua.

En caso de existir un potencial incumplimiento, la situación es analizada y evaluada, y da pie para elaborar un plan de acción que elimine las causas de dicha situación. En este análisis participa el representante de la empresa proveedora, el administrador del contrato por parte de ENGIE Energía Chile y el asesor ambiental. Finalmente, una vez elaborado el plan de acción, se determinan los responsables y plazos para dar seguimiento a las acciones definidas y, en caso de ser necesario, se coordinan nuevas reuniones con el responsable de la empresa proveedora, con el objetivo de asegurar la implementación de acciones. De no cumplirse los compromisos se envían cartas de advertencia, y en el caso que lo amerite, se aplican multas de acuerdo a lo estipulado en el contrato de servicios.

III. Ámbito de la Gobernanza: Cumplimiento Prevención de Delitos

En este ámbito abordamos materias como prevención del delito, anticorrupción o conflictos de interés. Nos preocupamos que nuestros proveedores cumplan con las normativas vigentes, lo que queda estipulado en los Términos y Condiciones de las Órdenes de Compra y/o Cláusulas de nuestros contratos.

5.6.1 HITOS DE NUESTRA GESTIÓN EN 2022

En 2022 avanzamos en la promoción y reforzamiento de la ejecución de procesos de cotización y licitación competitivos al interior de la compañía. En esa dirección, este año comenzamos a aplicar la versión actualizada de la Gobernanza de Compras, que refuerza el perímetro de acción del Líder de Compras en Chile (Gerente Abastecimiento), a la vez que destaca el liderazgo exclusivo de la Gerencia de Abastecimiento en la gestión de proveedores.

Potenciamos la utilización de la Plataforma FEBOS, la cual está orientada a las consultas que nuestros proveedores tengan respecto de sus pagos. Bajo este marco de gestión, notificamos nuevamente a nuestros proveedores sobre el ingreso y utilización de esta herramienta.

Adicionalmente, participamos en el proceso de elaboración de un instrumento impulsado por la Asociación de Generadoras de Chile, que busca establecer estándares comunes en el proceso de relacionamiento que tienen las empresas generadoras con las empresas contratistas y subcontratistas. El propósito es mitigar potenciales problemas que afecten a la cadena.

También participamos de una jornada de trabajo organizada por SOFOFA, instancia que brindó un espacio de comunicación entre representantes de grandes empresas, pymes y entidades de Gobierno. El principal objetivo de esta reunión fue analizar los obstáculos que existen hoy en el relacionamiento de las empresas con sus proveedores.

ENCUENTRO CON PROVEEDORES

En ENGIE Energía Chile nos preocupamos de establecer una vinculación permanente con nuestros proveedores. Mantenemos reuniones de seguimiento con aquellas empresas con las que tenemos una relación cotidiana (contratos recurrentes), en las que revisamos aspectos comerciales, de seguridad, medio ambiente, operacionales, principalmente.

Durante 2022 desarrollamos dos instancias de encuentro. La primera fue un **Taller de Proveedores,** junto al programa Red + Energía, que tuvo lugar en las dependencias de la Fundación Minera Escondida, en la ciudad de Antofagasta. En esta ocasión, convocamos a proveedores locales en los distintos rubros, con el objetivo de que pudieran conocer los procesos asociados a la relación que mantenemos con nuestros proveedores.

La segunda fue en diciembre, cuando realizamos la primera versión del **Supplier Day ENGIE Chile**, un evento presencial en nuestras oficinas de Santiago. Contó con la participación de 15 de nuestros proveedores estratégicos.

En esta ocasión, se revisaron los principales desafíos que nuestra compañía tiene en temas como la transición energética sustentable; el proyecto Fifty Fifty asociado a equidad de género, diversidad e inclusión. El encuentro fue muy valorados por nuestros proveedores, porque tuvieron la posibilidad de compartir con nuestros equipos, entregarnos su feedback sobre los principales temas que nos vinculan, en un ***network space*** realizado durante el evento.

5.6.2 PAGOS A PROVEEDORES

Gestionamos los procesos de pago a proveedores acorde Ley Nº 21.131, la cual establece un plazo de pago máximo de 30 días. En casos excepcionales en los cuales la negociación incluye términos asociados al pago, es posible pactar un plazo distinto y menor al establecido, el cual debe ser autorizado por el Gerente de Abastecimiento.

Al cierre de 2022, sólo una empresa representaba más del 1% de las compras realizadas durante el año.

0 **Monto Total intereses por mora en pago de facturas: la suma del valor de los intereses que se pagaron o deberán pagar por mora o simple retardo por las facturas emitidas durante el período reportado.**

0 **Número de acuerdos inscritos en el Registro de Acuerdos con Plazo Excepcional de Pago que lleva el Ministerio de Economía cuando corresponda.**

FACTURAS PAGADAS		
Número de facturas pagadas	A proveedores nacionales	33.269
	A proveedores extranjeros	631
Monto total pagado	A proveedores nacionales	US$ 1.515.961.638,94
	A proveedores extranjeros	US$ 776.755.715,78
Número de proveedores al que corresponden las facturas pagadas	A proveedores nacionales	2.011
	A proveedores extranjeros	154

CAPITULO 6
PLANETA

Estamos comprometidos con tomar acción para mitigar los impactos del cambio climático. Gestionamos nuestros impactos y cuidamos el medio ambiente.

6.1 Emisiones
6.2 Gestión de Residuos
6.3 Biodiversidad
6.4 Agua

6.1 EMISIONES

NUESTRO ENFOQUE

La generación térmica de energía, en base a combustibles fósiles, es una de las actividades que genera más emisiones de gases invernadero. El impacto del retiro de nuestras unidades a carbón ya se está reflejando en una pronunciada reducción de nuestra huella de carbono, la intensidad de las emisiones y gases contaminantes en general. De esta manera, en la medida que nuestro plan de descarbonización avanza, nos acercamos a nuestro objetivo principal, que es lograr la carbono neutralidad al año 2045.

En ENGIE Energía Chile medimos la huella de carbono, basándonos en la norma ISO 14.604, y en los factores de emisión para combustión estacionaria propuestos por la "Intergovernmental Panel on Climate Change" (IPCC). Además, contamos con un sistema de monitoreo mensual, cuyos resultados son presentados mensualmente al Directorio de la compañía, como parte de su seguimiento permanente.

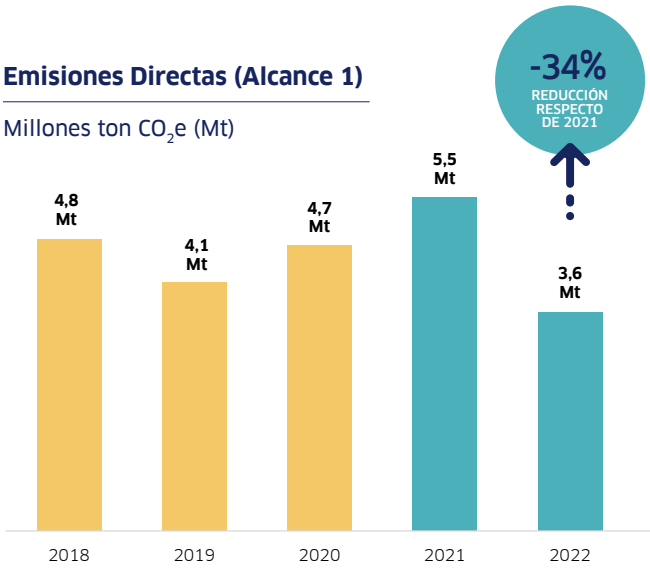
En 2022, la salida de nuestras dos últimas unidades a carbón en Tocopilla y la creciente participación de las energías renovables en nuestra capacidad instalada, tuvieron un impacto significativo en nuestro objetivo de lograr la carbono neutralidad en 2045. Durante este ejercicio, nuestras emisiones CO2eq registraron una caída del 34% respecto del año 2021. Respecto del año 2018, cuando anunciamos nuestra salida del carbón, la disminución llega al 25%.

TOTAL DE EMISIONES DE GEI (Mt CO_2e)

	2020	2021	2022
Alcance 1	4,7	5,5	3,6
Alcance 2 *	1,9	1,3	1,7
Alcance 3 **	0,2	0,2	0,4

** Aproximación en base a factor de emisión promedio del SEN.*

*** Considera solo CO2 de venta de gas a terceros.*



NUESTRAS EMISIONES DIRECTAS SE REDUJERON A 3,6 Mt CO_2eq, EL NIVEL MÁS BAJO ALCANZADO EN LOS ÚLTIMOS 5 AÑOS.

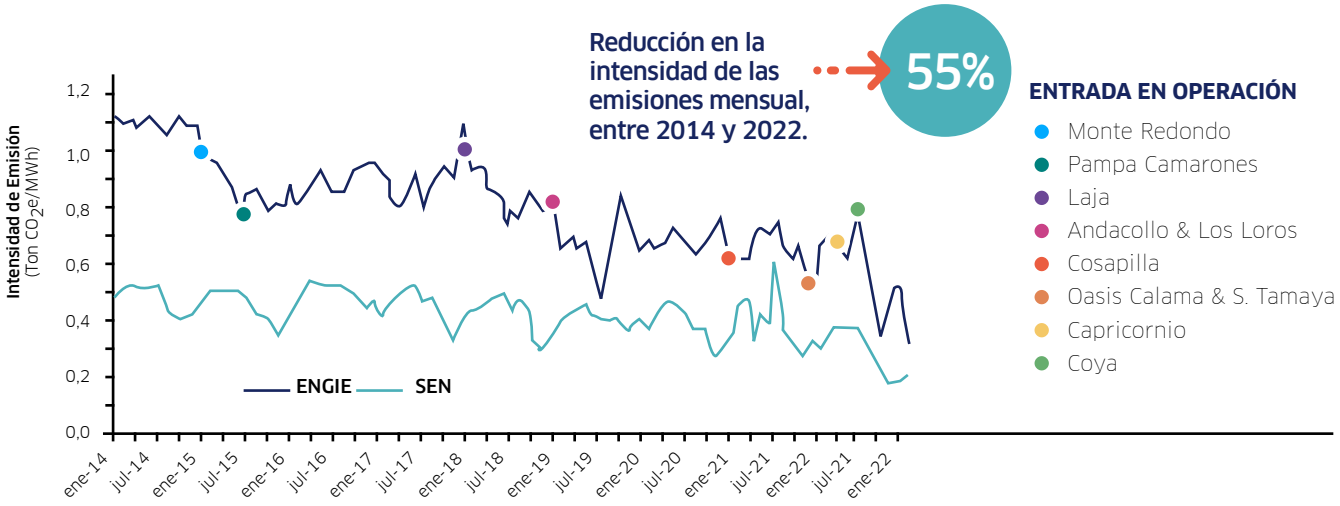
I. Intensidad de las Emisiones

La intensidad de las emisiones se calcula considerando las emisiones CO2eq por MW producido. A modo de referencia, una unidad carbonera antigua puede emitir del orden de 1,2 a 1,4 Ton CO2e/MWh producida.

En los últimos cinco años, en este indicador hemos registrado una disminución progresiva acercándonos a los niveles registrados en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Al cierre de 2022, alcanzó a 0,59 Ton CO2 eq/MWh, un 9,2 % inferior a los niveles registrados en 2021, cuando alcanzó a 0,65 Ton CO2 eq/MWh. Esta caída se explica por la desconexión de las unidades de Tocopilla y la entrada en operación del Parque Eólico Calama, el ingreso del Parque Eólico Monte Redondo y la Central Hidroeléctrica Laja (ambas unidades adquiridas en 2019) y los Parques Solares PV Tamaya y Capricornio.

Para las emisiones CO2 contamos con un sistema de monitoreo continuo, CEM, implementado en 2014. Desde entonces y hasta 2022, nuestras emisiones de CO2 a la atmósfera se han reducido en un 6,4%, lo que significa una reducción de 6.350.100 toneladas de CO2.



EMISIONES ATMOSFÉRICAS LOCALES

Emisiones MP Total (ton/año)

2021: **129,6**

2022: **101,4**

-22% VARIACIÓN ANUAL

Emisiones NOx (ton/año)

2021: **6.762**

2022: **4.372**

-35% VARIACIÓN ANUAL

Emisiones SOx (ton/año)

2021: **4.962**

2022: **3.098**

-38% VARIACIÓN ANUAL

II. Emisiones atmosféricas locales

El avance de nuestro plan de desacarbonización, es la causa principal de la reducción de las emisiones de material particulado (MP), de óxido de nitrógeno (NOx) y de dióxido de azufre (SOx), registradas en 2022. Durante el ejercicio, nuestras emisiones totales de MP10 se elevaron a 101,4 toneladas/año, un 22% inferior respecto de los niveles registrados en 2021. Por su parte, las emisiones NOx alcanzaron a las 4.372 toneladas/año, un 35% menor que en 2021. Una tendencia similar se observó en las emisiones SOx, con 3.098 toneladas/año, lo que representa una caída del 38% en el periodo analizado.

Cabe consignar que ENGIE Energía Chile monitorea desde hace varios años la calidad del aire en las ciudades de Tocopilla y Mejillones. De acuerdo con estas mediciones, ambas ciudades muestran índices de SO2 en línea con los parámetros establecidos en la Norma Primaria que comenzó a aplicarse en mayo de 2019.

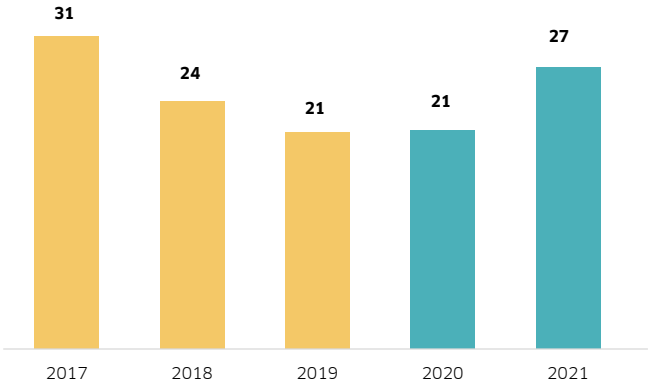
III. Impuestos verdes 2022

El impuesto verde es un instrumento tributario que busca incentivar la reducción de emisiones atmosféricas contaminantes por parte de las industrias. Este impuesto es aplicado por muchos países a lo largo de todo el mundo. Su objetivo es gravar a beneficio fiscal, las emisiones al aire de gases polutantes, producidas por industrias que sobrepasen los límites indicados en el Artículo 7 de la Ley Nº 20.780 del Ministerio de Hacienda.

Desde la implementación de esta ley, en 2018 se estableció que las organizaciones deben pagar sus impuestos verdes cada año según sus niveles de emisiones fijas registrados en el año anterior. Es así como las emisiones producidas por la compañía en 2021, fueron pagadas en 2022, por un monto equivalente a 27,5 millones de dólares, un 28% superior respecto de del año anterior (correspondiente a las emisiones del año 2020). El monto a pagar por las emisiones del año 2022 se informará en 2023.

Impuestos verdes

millones de dólares



HUELLA DE CARBONO DE NUESTRO TRABAJO

Las emisiones que generamos para realizar nuestro trabajo **(Way´s of Working)** son una piedra angular en nuestro proyecto de transformación hacia la carbono neutralidad.

A nivel de Grupo ENGIE, nos propusimos contabilizar la huella de nuestro trabajo y ,para eso, se definió una metodología transversal para todas las entidades del Grupo ENGIE, para contar con una línea base que permita elaborar planes de acción dirigidos a reducir y mitigar los impactos.

Los ámbitos en los que medimos nuestras emisiones en el trabajo son los siguientes:

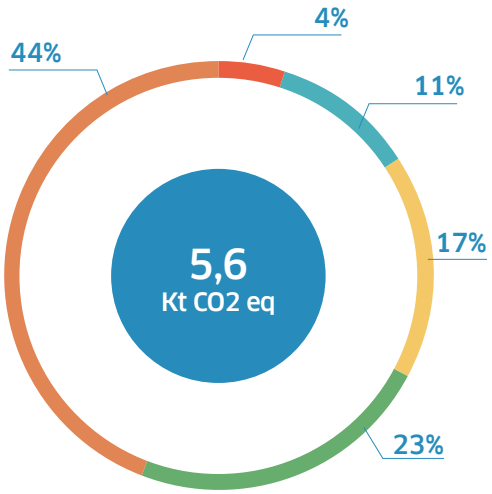
Ámbitos de medición de emisiones

Edificios de oficinas: se consideran las emisiones de fuentes fijas, compras de electricidad, principalmente.	**Medios de Transporte, públicos y particulares, utilizados por nuestros colaboradores para dirigirse a su lugar de trabajo.**	**Flota de vehículos de la compañía usados para cubrir sus necesidades de desplazamiento.**	**Viaje de negocios: se consideran traslados locales e internacionales.**	**Infraestructura digital y equipos: se considera el número de equipos utilizados -notebooks y fijos, el uso de data center, transferencia de datos, impresión de papel, principalmente.**

En el caso de Chile, en 2022 nuestra huella de carbono way of working fue de 5,6 kt CO2eq generados, principalmente, por los viajes de negocio y la flota de vehículos, ambos representan el 44% y el 23% respectivamente.

Total emisiones (Kt CO2 eq)	Alcance 1	Alcance 2(*)	Alcance 3
Edificio de oficinas	13	613	2
Medios de transporte usados por el personal			975
Flota de vehículos	1.128	-	182
Viaje de negocio			2.471
Infraestrutura digital y equipos		88	153

** Aproximación en base a factor de emisión promedio del SEN.*



6.2 GESTIÓN DE RESIDUOS

NUESTRO ENFOQUE

Nuestras operaciones generan residuos peligrosos y no peligrosos, asociados principalmente a la generación de energía térmica. Para los dos tipos de residuos, realizamos esfuerzos permanentes para reciclarlos. También contamos con depósitos propios para la disposición de nuestros residuos no peligrosos lo que nos permite garantizar el cumplimiento de la normativa.

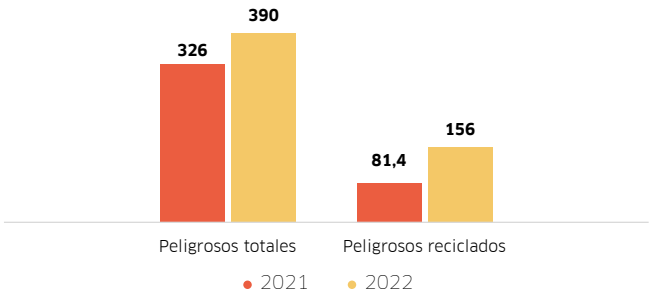
I. Residuos Peligrosos

Este grupo incluye desechos que se entregan a empresas que los reutilizan (por ejemplo, los aceites residuales, que son usados como combustibles alternativos) y residuos que se envían a rellenos de seguridad autorizados para su disposición final.

En 2022 tuvimos un incremento del 20% respecto de 2021. Este incremento se explica por el proceso de evacuación de estos residuos como consecuencia del desmantelamiento de las Unidades 12 y 13 del Complejo Térmico de Tocopilla.

Además, hicimos un gran esfuerzo por aumentar los volúmenes destinados a reciclaje, logrando que el 40% de los residuos peligrosos generados este año tuviera ese fin, muy superior al 25% del año 2021. Este aumento fue posible gracias a nuestra gestión para que los aceites usados, baterías y solventes, fueran reciclados o reutilizados en otros procesos productivos.

Residuos peligrosos evacuados y reciclados (ton)



II. Residuos no peligrosos

Esta categoría incluye principalmente los residuos de combustión (cenizas y escorias), chatarra metálica, lana mineral y basura doméstica. Para garantizar que los residuos de combustión mantengan su condición de no peligrosos, se realizan análisis de acuerdo a la normativa vigente y procesos de desclasificación con la autoridad sanitaria.

El volumen de los residuos no peligrosos también experimentó un incremento en 2022 respecto al 2021, debido al desmantelamiento de las unidades y la eliminación de biomasa que estaba almacenada en las instalaciones y que no sería utilizada en los proceso de generación.

Los residuos enviados a vertederos sanitarios, registraron un aumento explicado por las etapas de construcción de los nuevos proyectos

RESIDUOS NO PELIGROSOS

	2021	2022
Residuos no peligrosos, metales y domésticos (toneladas)		
Total reciclado	7.659	6.072
Traslado a vertederos sanitarios	1.149	5.814
Otras eliminaciones	0	0
Total	**8.808**	**11.885**
Residuos no peligrosos, originados por combustión (toneladas)		
Cenizas		
Total reciclado	39.006	26.379
Traslado a vertederos sanitarios	293.766	258.249
Total	**332.772**	**284.628**
Escoria		
Total reciclado	6.511	4.244
Traslado a vertederos sanitarios	0	0
Total	**6.511**	**4.244**
Total residuos no peligrosos	**348.091**	**300.757**

III. Gestión de las cenizas

En 2022 la generación térmica de nuestras unidades a carbón, produjo 284.627 toneladas de cenizas. Este volumen es inferior en un 15% respecto de 2021, como consecuencia del cierre de las unidades en Tocopilla. En este complejo las cenizas generadas alcanzaron a 13.361 toneladas, las que en un 100% fueron dispuestas en vertederos. En Mejillones se generaron un total de 185.340 toneladas de cenizas, de las cuales el 55% proviene de las unidades CTA-CTH. De este total, 26.379 toneladas fueron destinadas a reciclaje con empresas cementeras, para ser utilizadas en sus procesos productivos.

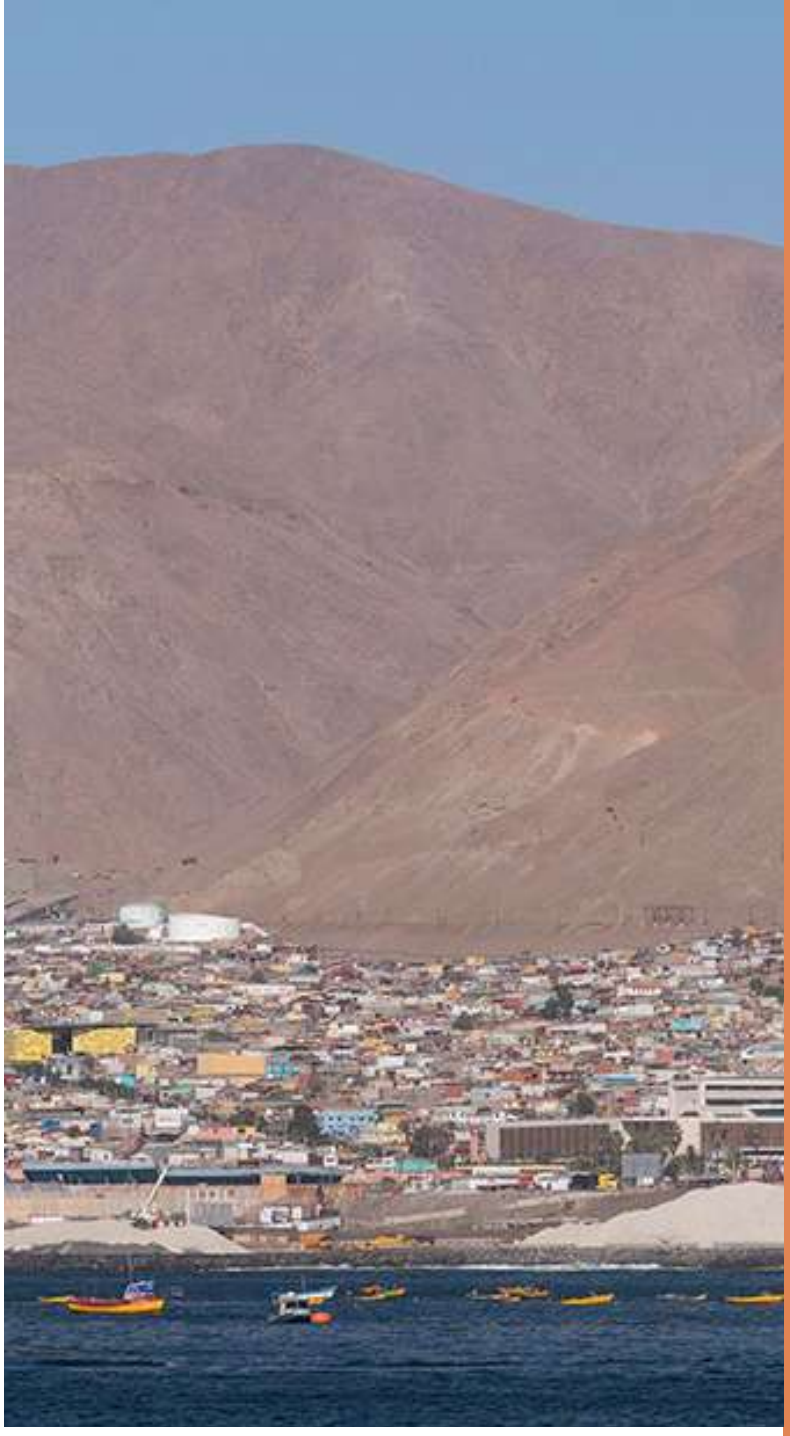
IV. Vertederos

Las cenizas que generamos son enviadas a los vertederos autorizados que dispone nuestra compañía, que cuentan con la autorización ambiental y sanitaria para la recepción de este tipo de residuos. Actualmente utilizamos los vertederos Cerro Gris y Barriles, ubicados en Mejillones y Tocopilla, respectivamente. Este último recibió cenizas hasta septiembre de 2022, debido a la desconexión de la Unidad 15.

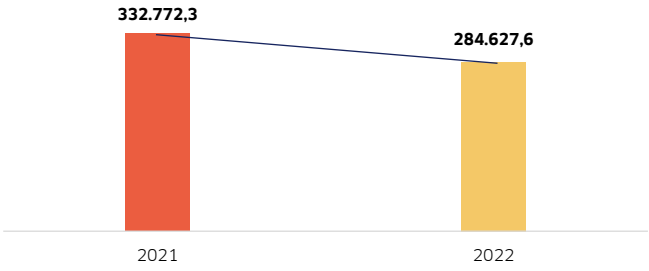
Con una vida útil de 30 años, levantamos un proyecto ambiental para ampliar el uso del vertedero Barriles hacia la disposición de escombros de demolición. En Tocopilla no hay vertederos para este tipo de residuos y nosotros vamos a necesitar este tipo de instalaciones para el desmantelamiento de las restantes unidades. En 2022 obtuvimos el permiso ambiental y, actualmente, estamos en proceso de obtención del permiso sanitario.

Nuestros vertederos reciben cenizas y escoria en estado sólido. No poseen diques o presas y son dispuestos directamente sobre el terreno formando terrazas compactadas. Las terrazas se construyen con una altura máxima de 3 metros y una pendiente máxima de 37°, de modo de lograr que el material naturalmente alcance un ángulo de reposo.

Por sus características, representan un bajo riesgo para las personas.



Residuos de la combustión en centrales térmicas (Toneladas)



6.3 BIODIVERSIDAD

NUESTRO ENFOQUE

Nuestra compañía gestiona sus impactos en el ecosistema a través de planes de gestión de la biodiversidad, asociados a los impactos de las unidades renovables. Estos planes surgen de los requerimientos de las Resoluciones de Calificación Ambiental (RCA) de cada proyecto, no obstante, nuestro objetivo es minimizar la afectación de la biodiversidad y fomentar el desarrollo de los ecosistemas.

La infraestructura de nuestros parques eólicos y líneas de transmisión, pueden ocasionar impactos en la avifauna. Específicamente, cuando las especies migran hacia sus lugares de reproducción y nidificación, pueden colisionar con nuestras instalaciones. También tenemos iniciativas de protección de la flora y especies locales, en la fauna y en los factores bióticos, tales como relocalización de vegetación y perturbación controlada de fauna. Estas últimas acciones, principalmente, en las etapas previas a la construcción de un nuevo proyecto.

Contamos con planes activos para las unidades renovables que están operativas. En 2022 se sumaron dos: el Parque Solar PV Capricornio y la Central Hidroeléctrica Laja.

- **Central Hidroeléctrica Laja.** Tenemos un compromiso de reforestación de 120 hectáreas en las provincias de Biobío y Concepción, el cual surge de la tala de árboles para la construcción del proyecto. La principal especie usada en las plantaciones ha sido Pinus radiata (exótica) y algunas especies nativas. Todas las reforestaciones hechas han sido aseguradas contra incendios forestales.

  En el caso que el área plantada no prospere o que presente porcentajes de sobrevivencia inferior a 75%, el impacto es pérdida de vegetación que fue cortada para ejecutar el proyecto y que no ha logrado ser recuperada. Esto, a su vez, deriva en la pérdida de hábitat para diferentes especies, así como de servicios ecosistémicos (regulación de la temperatura, pérdida de suelo por erosión, captura de CO2, entre otros).

- **Parque Solar PV Capricornio.** Por compromiso RCA se está evaluando el riesgo de colisión de aves en la línea

de transmisión, especialmente de la gaviota garuma (Leucophaeus modestus). Hasta el momento, y luego de dos años de monitoreo, no hemos registrado colisiones.

Adicionalmente, de acuerdo a la IUCN, la Leucophaeus modestus (gaviota garuma) está considerada como Preocupación Menor (LC). Sin embargo, de acuerdo al Reglamento de Clasificación de Especies del Ministerio del Medio Ambiente, esta especie es considerada como Vulnerable (VU, D.S. N°16/2020 MMA).

Unidades	Nombre del Hábitat protegido	Ubicación Geográfica	Área protegida (hectáreas)	Especies afectadas	Tipo de impacto	Medidas de restauración
Parque Solar Los Loros	Matorral desértico.	Región de Atacama, provincia de Copiapó, comuna de Tierra Amarilla.	4,5	Adesmia argyrophylla, Krameria cistoidea, Eriosyce aurata.	Reversible	• Colectar semillas. • Viverizar semillas. • Reforestar 5.492 plantas de Adesmia. • Reforestar 124 plantas de Krameria. • Relocalizar 2 individuos de Eriosyce.
Central Hidroeléctrica Chapiquiña	Matorral bajo de altitud, Parque Nacional Lauca, Reserva de la Biósfera Lauca.	Región Arica-Parinacota, Chapiquiña.	No cuantificada	Polylepis rugulosa.	Reversible	• Forestar 1,4 Ha con queñoas.
Parque Solar PV Capricornio	Desierto absoluto.	Región Antofagasta, Antofagasta.	No aplica	Gaviota garuma (Leucophaeus modestus).	Reversible	• Monitoreo colisión de aves en la línea de transmisión.
Parque Eólico Calama	Matorral bajo desértico.	Región Antofagasta, Calama.	100	Dragón de Torres-Mura (Liolaemus torresi).	Reversible	• Perturbación controlada durante la construcción. • Señalización y difusión al personal sobre la sensibilidad de la especie.
				No hay especie objetivo.	Reversible	• Monitoreo colisión de aves con aerogeneradores.
Central Hidroeléctrica Laja	Bosque caducifolio, bosque esclerófilo.	Región del Biobio, Provincias del Biobio y Concepción.	120	Pinus radiata, varias especies nativas de hábito herbáceo, arbustivo y arbóreo.	Reversible	• Señalización y difusión al personal sobre la sensibilidad de la especie.
Parque Eólico Monte Redondo	Matorral desértico.	Región de Coquimbo, Ovalle.	8	Piquero *(Sula variegata)*, Halcón peregrino *(Falco peregrinus)*, Pelícano de Humboldt *(Pelecanus thagus).*	Reversible	• Monitoreo colisión de aves con aerogeneradores.
				Puya chilensis, Guayacán (Porlieria chilensis), Eulychnia castanea, Quisquito rosado (Eriosyce subgibbosa), Quisco (Trichocereus chiloensis.	Reversible	• Revegetación y reforestación con las especies nativas afectadas.

6.4 AGUA

NUESTRO ENFOQUE

En nuestros procesos productivos utilizamos principalmente agua de mar que luego se reintegra. Contamos con sistema de monitoreo que nos permiten asegurar que el agua que devolvemos no sobrepase los 30ºC, de acuerdo a los requerimientos legales. El agua dulce la utilizamos para consumo humano y la proveen las empresas sanitarias.

Vertidos de Agua

En el marco de la normativa de vertidos de fuentes, las aguas descargadas al mar no pueden superar los 30 °C. En ENGIE Energía Chile, contamos con un sistema de mediciones semanales de temperatura del agua en los pozos de descarga que es informado a las autoridades ambientales.

La totalidad de nuestras unidades cumplen con los límites establecidos en el DS90/2000.

En 2022, se instaló un flujómetro en la descarga de la unidad de ciclo combinado en la Central Tocopilla, y está planificado instalar un segundo flujómetro en esta unidad. Adicionalmente, se ejecutaron las mantenciones preventivas de todos los flujómetros instalados en la Central Mejillones.

Respecto de 2021, en 2022 la extracción de agua de mar registró una baja por la salida de las Unidades 14 y 15 de la operación y debido al menor despacho de las otras unidades.

CONSUMO DE AGUA (m3)

	2021	2022
Consumo de agua	34.397.885	36.250.115
Consumo en estrés hídrico	0	0

EXTRACCIÓN TOTAL DE AGUA (m³)

	2021	2022
Captación agua de mar	1.276.742.914	977.223.054

VERTIDO DE AGUA (m³)

	2021	2022
Descarga al mar (RILES)	1.276.742.914	977.223.054
Entrega a terceros para uso industrial	34.397.914	34.010.054

SEGUIMIENTO FENÓMENO ESPUMA MARINA

Tal como lo hemos año anteriores reportamos el fenómeno de espuma marina que afecta a la Bahía de Mejillones. Durante 2022, se registró un evento de generación de espuma marina, que fue fiscalizado por la Superintendencia del Medio Ambiente.

Los análisis mediante imágenes satelitales, indicaron que la generación de espuma marina estuvo asociada al ingreso en forma natural de aguas frías y con alto contenido de clorofila que alcanzaron la costa. Adicionalmente, se tomaron muestras de aguas del circuito de refrigeración, donde la totalidad de los parámetros medidos y analizados cumplieron con los límites normativos establecidos en el DS90/2000. La información de los análisis y resultados de los muestreos fueron remitidos a la autoridad ambiental. Sin embargo, no existieron observaciones de parte de las autoridades.

Actualmente, el proyecto de “Monitoreo integrado de la Bahía de Mejillones” es liderado por la Asociación de Industriales de Mejillones (AIM). A fines de noviembre, el Directorio de la AIM autorizó la ejecución y financiamiento de nuevos estudios, que partirán en marzo 2023.

PROCEDIMIENTOS AMBIENTALES

Durante este ejercicio no tuvimos ningún incidente significativo que reportar. Tuvimos un total de once fiscalizaciones (cuatro de la Superintendencia del Medio Ambiente y siete de autoridades sanitarias), de las cuales nueve fueron en procesos térmicos y dos en renovables. En el caso de los procesos térmicos, se visitaron nuestras unidades en Tocopilla, Mejillones y Arica, identificándose en tres de ellos desviaciones que originaron sumarios sanitarios. Se presentaron los respectivos informes de descargos, y se encuentra aún pendiente la resolución de la autoridad.

Otro hito relevante fue el término del desmantelamiento de las unidades 12 y 13 del Complejo Térmico de Tocopilla, sin incidentes, ni reclamos de la comunidad, con una trazabilidad en la gestión de los residuos a través de los sistemas sectoriales SINADER y SIDREP.

Central Laja. Actualmente, se trabaja en un acuerdo de conciliación con la comunidad por la demanda ambiental en Central Laja, canalizado a través del Tercer Tribunal Ambiental e internamente en la estrategia de extensión de la continuidad operacional de los proyectos evaluados ambientalmente entre los años 1995 y 2000, que están llegando al término de la vigencia de la Resolución de Calificación Ambiental (RCA).

Disputa con ZOFRI. El 3 de noviembre de 2022 fuimos notificados de una demanda por daño ambiental presentada en nuestra contra, por la Zona Franca de Iquique S.A. (Zofri) ante el Primer Tribunal Ambiental. Ella funda su acción en que existiría daño ambiental sobre los componentes suelo y aguas subterráneas en el sitio de Zofri en el que se ubica la ex Central Diésel que fue operada por la Empresa Nacional de Electricidad y luego por Edelnor S.A., antecesor legal esta última de ENGIE Energía Chile S.A.

En respuesta, nuestra compañía contestó la demanda, controvirtiendo los hechos imputados, e interpuso una demanda reconvencional -ante el Primer Tribunal Ambiental- en contra de Zofri para hacer efectiva su responsabilidad en caso de establecerse la existencia de daño ambiental. Al cierre de esta memoria el juicio seguía su curso.

PRINCIPALES INVERSIONES

Las principales inversiones en temas ambientales tienen relación con la implementación de un sistema de abatimiento de óxidos de nitrógeno y un equipo de monitoreo continuo de emisiones en la unidad TG3 de la Central Tocopilla, que permitió levantar restricciones operacionales de esta unidad generadora y modificar la metodología de cuantificación de emisiones afectas a la norma de emisión para centrales termoeléctricas.

También se destinaron recursos a la reposición de boyas ultrasónicas para el control de las floraciones algales en Central Laja y la implementación de equipos de medición en línea de los caudales descargados al mar en algunas unidades generadoras.

0.000

CAPITULO 7

FACTORES DE RIESGO, ANTECEDENTES LEGALES E INDICADORES DE CUMPLIMIENTO

7.1 Factores de Riesgo
7.2 Antecedentes Legales
7.3 Informe Comité de Directores
7.4 Hechos Relevantes
7.5 Síntesis de Comentarios y Proposiciones de Accionistas y del Comité de Directores
7.6 Malla Societaria
7.7 Identificación de las compañías Filiales Coligadas
7.8 Indicadores de cumplimiento

7.1 FACTORES DE RIESGO

El sector de energía está sujeto a condiciones económicas, políticas, regulatorias, sociales, competitivas, diversas y cambiantes. Como parte del desarrollo normal del negocio, nuestra compañía se encuentra expuesta a una serie de factores de riesgo, tanto operacionales como financieros, que pueden impactar nuestro desempeño y condición financiera, y que son monitoreados periódicamente por cada "Risk Owner" de los distintos procesos de la compañía y coordinados por las áreas de Planificación y Control de Gestión de la empresa.

En ENGIE Energía Chile, tenemos procedimientos de Gestión de Riesgos en los que se describen la metodología de evaluación y análisis de riesgos, incluyendo la construcción de una matriz de riesgos, que es actualizada y revisada una vez al año. El monitoreo del avance de los planes de acción, junto con la actualización de los riesgos, es realizado de forma permanente en el marco del proceso denominado "ERM" o "Enterprise Risk Management", el cual tiene como objetivo preservar y mejorar de forma continua el valor, la reputación y la motivación interna de la empresa, fomentando un nivel de "risk-taking" que sea razonable en términos sociales, humanos y legales; aceptable para los "stakeholders" y económicamente sustentable.

ESTRATEGIA

La estrategia de gestión de riesgos financieros de la compañía está orientada a resguardar la estabilidad y sustentabilidad de ENGIE Energía Chile en relación con todos aquellos componentes de incertidumbre financiera o eventos de riesgos relevantes. Esta gestión es presentada al Directorio de la Compañía anualmente.

Área encargada

Para efectos de la gestión destinada al eficiente control de los riesgos del negocio, la sociedad cuenta con un sistema consolidado de monitoreo de riesgos. La consolidación de dichos riesgos se encuentra a cargo del área de Finanzas y Servicios Compartidos, la cual monitorea la gestión y controles de riesgos de forma periódica, dando cuenta al Directorio, el cual efectúa seguimiento a los riesgos significativos, sea desde un punto de vista cuantitativo o cualitativo, que puedan afectar el desempeño del negocio.

El Gerente Corporativo de Finanzas, o quien éste designe, se reúne a lo menos trimestralmente con el Directorio para analizar: el adecuado funcionamiento del proceso de gestión de riesgos; la matriz de riesgo empleada, así como las principales fuentes de riesgo y metodologías para la detección de nuevos riesgos y la probabilidad de impacto de ocurrencia de aquellos más relevantes; las recomendaciones y mejoras que serían pertinente realizar para gestionar de mejor manera los riesgos de la sociedad; y los planes de contingencia diseñados para reaccionar frente a la materialización de eventos críticos.

A continuación, se resume la gestión de riesgos de la sociedad y sus filiales, agrupados en:

1. **Riesgos relacionados con el negocio.**
2. **Riesgos vinculados a la situación del país.**
3. **Riesgos de mercado.**
4. **Riesgos que representen un daño reputacional.**
5. **Riesgos derivados de cambios en el marco regulatorio.**

7.1.1 RIESGOS RELACIONADOS CON EL NEGOCIO

PROCESO DE DESCARBONIZACIÓN

Nuestro negocio enfrenta tanto riesgos como oportunidades producto de los esfuerzos para promover la descarbonización de nuestra matriz de generación de energía y, de esta forma, hacer frente a la creciente demanda por energía generada con medios renovables. En este contexto, nuestras propias iniciativas, así como las acciones legislativas y normativas para abordar el cambio climático y temas ambientales, tienen un impacto relevante en nuestra industria y negocio.

El gobierno chileno ha emprendido una política de apoyar las fuentes de generación de energías renovables, para reducir su dependencia del carbón como fuente de producción de energía eléctrica, apuntando a la carbono-neutralidad hacia el año 2050.

Nuestra compañía ha participado activamente en todas las instancias y mesas de trabajo convocadas por el gobierno. En 2019, anunciamos el calendario de cierre de seis unidades a carbón para el período 2019-2024, en el marco de nuestro Plan de Descarbonización. En abril de 2021 anunciamos una expansión de nuestro programa de transformación que involucra la salida total de la generación con carbón. Este programa conlleva un plan de rotación de activos que reemplaza la generación térmica por energía renovable, así como una serie de iniciativas dirigidas a mitigar el impacto social que implica este recambio; entre ellas, la menor capacidad de generar empleo de los activos renovables. Al término de 2025, o en una fecha posterior que no involucre riesgo de suministro en el sistema, la que no podrá ser posterior al 31 de diciembre de 2027, habremos desconectado del sistema casi 800 MW de capacidad instalada a carbón. Ésta proviene de las unidades 12 y 13 del Complejo Térmico de Tocopilla (desconectadas en junio de 2019), de las Unidades 14 y 15 del Complejo Térmico de Tocopilla (la primera desconectada a fines de junio y la segunda a fines de septiembre de 2022), y de las Unidades CTM1 y CTM2 del Complejo Térmico de Mejillones (desconexión programada para fines de 2024, en la medida que no afecte la seguridad del sistema). Los restantes 700 MW de capacidad instalada a carbón serán sujetos a la reconversión de las unidades. Infraestructura Energética Mejillones (375 MW) sería reconvertida para operar con gas natural, mientras que Central Termoeléctrica Andina y Central Termoeléctrica Hornitos (350 MW) comenzarían a operar con biomasa a partir de 2026 o en una fecha que no afecte la seguridad de suministro, la que en ningún caso podrá ser posterior al 1° de enero de 2028.

El cierre anticipado de unidades de generación a carbón ha representado pérdidas por deterioro en el valor de activos por un total de US$187 millones netos de impuesto a la renta, las que fueron reconocidas en nuestros estados financieros de 2018 y 2019, además del impacto del test de deterioro del valor de la compañía que resultó en una pérdida neta de impuestos de US$325 millones que afectó el resultado neto de 2022. Se espera que la reconversión de centrales representará un costo total cercano a los US$75 millones. Nuestro plan de transformación considera la adición de cerca de 2.000 MW de capacidad instalada de energía renovable, de los cuales 762 MW ya han sido adquiridos o conectados entre 2019 y 2022, mientras que otros 481 MW de capacidad renovable se encuentran en construcción, con operación comercial programada para el año 2024. **(Más información páginas 45 a 49).**

Existen diversas iniciativas tramitándose en el Congreso Nacional, que podrían derivar en limitaciones o prohibiciones aún más estrictas en relación con las plantas de generación eléctrica a base de combustibles fósiles. Si bien nos encontramos abocados en encontrar formas de acelerar nuestro proceso de descarbonización, mediante el cierre o reconversión de las unidades remanentes, iniciativas legales de esta naturaleza podrían traducirse en mayores pérdidas por deterioro en el valor de nuestros activos, así como en necesidades adicionales de inversión en activos renovables y sistemas de almacenamiento de energía para honrar nuestros contratos de suministro.

Por otra parte, el proceso de descarbonización es un fenómeno mundial que no está exento de riesgos. De partida, el proceso de cierre de centrales a carbón ha producido deterioro en el valor de los activos, una mayor dependencia de combustibles más amigables con el proceso de transición energética, tales como el gas natural, y limitaciones de producción, transporte y financiamiento para la explotación de combustibles fósiles, que han redundado en alzas significativas de precio. El conflicto entre Rusia y Ucrania no ha hecho más que agravar esta situación de escasez de suministro, llevando los precios de combustibles fósiles a niveles nunca vistos. La construcción de activos de generación renovable a gran escala en el mundo también ha traído dificultades para conseguir suministros, dificultando y encareciendo su transporte. Asimismo, añadido a los efectos de la pandemia, ha quedado en evidencia la escasez de personal entrenado en la construcción de estos activos y de contratistas en situación operacional y financiera adecuada para sobrellevar los desafíos de la construcción de proyectos.

Debido a que el primer paso en el proceso de descarbonización ha sido reformular las tarifas de los contratos de suministro a algunos clientes no regulados, dejando de lado la indexación a los precios de combustibles fósiles y adoptando la inflación como único indexador, durante el proceso de transición se han producido descalces entre las tarifas del portafolio de contratos y los costos variables de la operación.

COMBUSTIBLES Y CADENA DE SUMINISTRO

Indisponibilidad o interrupciones en la cadena de suministro de combustibles.

Importamos una porción significativa de nuestro suministro de combustibles a través de contratos de corto, mediano y largo plazo, haciéndonos vulnerables a potenciales insuficiencias de suministro o incumplimientos de parte de nuestros proveedores. Asimismo, adquirimos una porción significativa del carbón, gas natural y otros combustibles a un número limitado de proveedores. Si cualquiera de nuestros proveedores relevantes sufriera una disrupción en su cadena de producción o fuera incapaz de cumplir sus obligaciones bajo los contratos de suministro, podríamos vernos forzados a adquirir a mayores precios, ya sea el mismo combustible o un sustituto, y podríamos ser incapaces de ajustar el precio de la electricidad vendida según los mecanismos de ajuste de tarifas incluidos en nuestros contratos con clientes, con la consiguiente reducción en nuestros márgenes operacionales. Este riesgo se ha materializado a inicios de 2023, debido que el principal proveedor de gas natural licuado no ha confirmado la provisión de suministro para el año 2023 bajo uno de los contratos a largo plazo por un volumen total cercano a 13,2 TBtu, exponiendo a la compañía a buscar fuentes alternativas de suministro de combustible y a iniciar acciones legales.

Riesgo de precio de combustibles.

ENGIE Energía Chile está expuesta a la volatilidad de precios de ciertos commodities, ya que sus actividades de generación requieren un suministro continuo de combustibles fósiles, principalmente carbón, gas natural licuado y petróleo diésel con precios internacionales que fluctúan de acuerdo con factores de mercado ajenos al control de la compañía. Las compras de carbón se

realizan en su mayor parte mediante contratos anuales, cuyos precios se encuentran vinculados a indexadores tradicionales en el mercado internacional del carbón, tales como API 2, API 10 o Newcastle. Las compras de petróleo diésel y ciertas compras de gas natural licuado se realizan con precios basados en los valores internacionales del petróleo (ULSD o Brent). La compañía cuenta con contratos de compra de gas natural licuado a largo plazo con precios vinculados a Henry Hub.

El precio y la disponibilidad de los combustibles son factores clave para el despacho de centrales de generación termoeléctrica, el costo medio de generación de la compañía y los costos marginales del sistema eléctrico en que ella opera. Históricamente, la compañía ha tenido como política introducir en sus contratos de venta de electricidad mecanismos de indexación de precio sobre la base de las fluctuaciones de precios de los combustibles relevantes en la determinación de sus costos variables de operación. De esta forma, la compañía ha procurado alinear sus costos de producción y suministro de energía con sus ingresos por ventas de energía contratada. Sin embargo, en su plan de transformación energética, ha considerado privilegiar la indexación de tarifas de ciertos contratos a la variación de los índices de precios al consumidor por sobre la indexación a precios de combustibles, especialmente a partir del año 2021, con lo que ha aumentado temporalmente su exposición al riesgo de precios de commodities hasta el momento en que cuente con una base de activos de generación renovable suficiente para respaldar todos los contratos de suministro indexados a la inflación. En el pasado, la empresa ha tomado contratos de productos derivados para cubrir las exposiciones de sus resultados y flujos de caja ante la volatilidad de precios de los combustibles, y se encuentra en proceso de implementar una estrategia de cobertura para 2023. Durante 2021 y 2022 se pudo constatar la materialización de este riesgo.

En nuestro país, el año hidrológico 2021-22 fue extremadamente seco, extendiéndose estas condiciones de sequía hasta el segundo trimestre de 2022, con la consiguiente disminución en la generación hidráulica. Esto coincidió con dificultades en el suministro de carbón y gas natural debido al alza en la demanda, junto a restricciones en la producción mundial de dichos combustibles, así como dificultades en la logística, lo que se tradujo en alzas de precios a niveles muy altos. Por consiguiente, los costos medios de generación propia y los costos marginales del sistema alcanzaron niveles muy superiores a los de años anteriores, reflejándose en la reducción de los márgenes operacionales del negocio eléctrico. Cabe mencionar que los costos marginales también se han visto afectados por otros factores tales como desacoples, congestión en los sistemas de transmisión e indisponibilidad de centrales de generación. La compañía mitiga parcialmente su exposición al riesgo de fluctuaciones en los precios de los combustibles a través de:

- La firma de contratos de suministro con otras generadoras del sistema que han permitido reducir sus compras de energía al mercado spot (3,2 TWh contratados para 2023, 2,1 TWh para 2022 y 0,7 TWh en 2021) y, por ende, su exposición al costo marginal.
- Sus contratos de suministro de GNL de largo plazo.
- La entrada en operaciones de nuevos proyectos de generación de energía renovable que reduce la dependencia en combustibles fósiles.
- Adquisiciones de activos renovables no contratados en áreas con mayor exposición al costo marginal.
- El traspaso de los mayores costos a tarifas finales.

Posibles incumplimientos de términos contractuales por parte de nuestros proveedores en el suministro de gas natural licuado o carbón también exponen a la compañía a sustituir su generación de energía con combustibles alternativos o bien con mayores compras de energía en el mercado spot, aumentando su exposición a las variables que determinan los costos marginales del sistema.

CLIENTES

Dependencia de un número limitado de clientes que representan un volumen significativo de nuestras ventas.

En nuestro negocio de venta de energía eléctrica dependemos de la capacidad y disposición de un número limitado de grandes clientes de cumplir sus compromisos contractuales para con nosotros en forma oportuna. Si alguno de estos clientes no pudiese o se negase a cumplir sus obligaciones de pago, nuestro flujo de caja y nuestra condición financiera podrían verse afectados. Adicionalmente, si alguno de estos clientes entrase en situación de insolvencia, nuestra capacidad de recuperar los pagos debidos bajo los contratos de suministro podría verse limitada. Por otra parte, no podemos asegurar la renovación de los contratos de suministro con clientes relevantes a su vencimiento o de renovarlos en condiciones que resulten ser al menos igualmente favorables que las actuales para nuestra compañía. La empresa considera que la concentración de riesgo con respecto a los deudores por venta es aceptable, ya que los clientes son principalmente grandes compañías mineras y compañías generadoras y distribuidoras de electricidad de elevada solvencia.

Impacto de la caída en el precio del cobre en nuestros principales clientes.

Aproximadamente un 48% de nuestra venta física de energía corresponde a empresas mineras, cuya condición financiera depende en gran medida del precio internacional del cobre. Históricamente, los precios del cobre han fluctuado debido a factores ajenos al control de nuestros clientes, tales como condiciones políticas y económicas internacionales, niveles de oferta y demanda, disponibilidad y costo de productos sustitutos, niveles de inventarios y diversas acciones de los agentes de los mercados de commodities. Si bien nuestros clientes están entre los mayores productores de cobre a nivel mundial, caídas sostenidas en los precios del cobre o caídas prolongadas en la demanda por cobre podrían tener impactos adversos en los ingresos y resultados financieros de nuestros clientes, quienes podrían verse forzados a reducir o suspender algunas de sus operaciones mineras, disminuyendo su demanda por electricidad y su capacidad de cumplir con sus obligaciones financieras bajo nuestros contratos de suministro de energía y potencia.

Planes de expansión de capacidad instalada y de nuestros clientes.

Históricamente, los aumentos en la demanda por electricidad en Chile han estado correlacionados con el desarrollo de grandes proyectos mineros. La creciente preocupación por el calentamiento global y la escasez de agua también han contribuido a limitaciones y regulaciones ambientales y sociales más estrictas para la industria minera, resultando en desafíos relevantes para el desarrollo de grandes proyectos mineros. Hemos respondido a los requerimientos de nuestros clientes en términos de la reducción de su propia huella de carbono mediante la renegociación de nuestros contratos de suministro de electricidad, cambiando la indexación de tarifas y las fuentes de suministro. Posibles fallas de nuestros clientes en completar la construcción de nuevos proyectos podrían resultar en la incapacidad de honrar sus compromisos de demanda contratada bajo sus contratos de suministro de electricidad o en la terminación anticipada de dichos contratos. Si bien habitualmente este tipo de contratos está respaldado por garantías, podríamos quedar expuestos a la venta de electricidad en el mercado spot o a buscar contratos alternativos, lo que podría tener resultados adversos en nuestra condición financiera y nuestros resultados operacionales.

Multas por fallas en nuestro suministro a clientes.

La sociedad está expuesta a multas por infracción de las normativas vigentes en Chile, incluyendo apagones totales o parciales del sistema eléctrico y/o demoras en restaurar la energía después de aquello. Estas multas se podrán imponer a todas las compañías eléctricas que participan en el SEN cuando el apagón del sistema es producto de un error operativo de cualquier empresa generadora u operadora del sistema de transmisión, incluyendo las fallas relacionadas con la coordinación de las obligaciones de los participantes del sistema. Las compañías generadoras también podrían verse obligadas a pagar indemnizaciones a los clientes no regulados o a los clientes regulados afectados por escasez de suministro eléctrico.

Suministro de electricidad a clientes regulados.

Las compañías generadoras que suministran electricidad a los clientes regulados están expuestas a riesgos adicionales. Aproximadamente un 47% de nuestras ventas de electricidad medidas en dólares de Estados Unidos se hacen a compañías de distribución reguladas. En primer lugar, una compañía generadora que celebra contratos de suministro con clientes regulados tiene la obligación de realizar pagos compensatorios a los clientes regulados afectados por fallas de suministro cuando dichas fallas sean atribuibles a la compañía generadora. Por ejemplo, si una compañía generadora no puede cumplir sus contratos de suministro con clientes regulados durante un período en que se encuentre vigente un decreto de racionamiento, tiene la obligación de indemnizar a dichos clientes por la escasez de energía resultante. Esto contrasta con los contratos de suministro con los clientes no regulados, los cuales requieren indemnización sólo si se estipula en el contrato de suministro.

Además, las compañías generadoras que tienen contratos de suministro con clientes regulados no podrán invocar fuerza mayor bajo dichos contratos cuando se haya promulgado un decreto de racionamiento, sea como consecuencia de una sequía, de una falla de las unidades generadoras o de la falta de gas transportado por ductos internacionales. Por ende, a diferencia de los contratos de suministro con clientes no regulados, la parte suministradora de un contrato de suministro con clientes regulados asume un mayor riesgo proveniente de la ocurrencia de eventos de fuerza mayor.

Juicios, arbitrajes u otras contingencias.

Vendemos electricidad bajo contratos a grandes clientes mineros e industriales, así como a compañías distribuidoras de electricidad. Adicionalmente, firmamos otros contratos comerciales y legales en el curso normal de nuestro negocio, incluyendo contratos con proveedores y contratistas para la construcción de nuestros proyectos de inversión. La interpretación y aplicación de ciertas provisiones o cláusulas en nuestros contratos podrían dar lugar a desacuerdos o disputas entre nosotros y nuestros clientes, proveedores u otras contrapartes.

Riesgos relacionados con restricciones en sistemas de transmisión.

Nuestras centrales están conectadas al principal sistema eléctrico de Chile, el SEN. Suministramos la energía utilizando las líneas de transmisión existentes a las que por ley existe un acceso abierto. En consecuencia, podemos despachar energía a una subestación, pero nuestros clientes podrán retirarla en otra subestación más cerca de sus instalaciones. También, dependemos de servicios entregados por terceros que poseen o controlan las líneas de transmisión y subestaciones que utilizamos para entregar energía. En el evento que se impongan restricciones de transmisión debido a condiciones técnicas o de diseño, nuestra capacidad de suministrar energía a nuestros clientes podría verse limitada, lo que podría afectar de manera importante nuestro negocio y condición financiera.

NUEVOS PROYECTOS

Retrasos o sobrecostos en la construcción o en la entrada en operaciones de nuestros nuevos proyectos.

Retrasos en la construcción o en la entrada en operación comercial de nuevos proyectos podrían afectar nuestro negocio en forma adversa, si bien contamos con seguros y cláusulas de protección en nuestros contratos con proveedores y contratistas. Entre los factores que podrían impactar nuestra capacidad de construir o comenzar operaciones de nuevos proyectos, podemos mencionar:

- Retrasos en la obtención de permisos, incluyendo permisos ambientales y sectoriales.
- Fallos legales adversos sobre aprobaciones gubernamentales ya otorgadas, tales como resoluciones de calificación ambiental.
- Escasez o aumentos en el precio de equipos, materiales o personal.
- Incapacidad de los contratistas para terminar las obras principales o auxiliares en las fechas acordadas por dificultades técnicas, operacionales o financieras.
- Oposición de grupos políticos, ambientales o étnicos, tanto locales como internacionales.
- Huelgas.
- Cambios políticos y regulatorios adversos en Chile.
- Condiciones meteorológicas adversas.
- Condiciones geológicas adversas.
- Desastres naturales, accidentes u otros eventos imprevistos tales como la pandemia COVID-19 que se desató en nuestro país en 2020 y que tuvo variados efectos adversos debido a cuarentenas, cierres de puertos y restricciones a transportes de suministros, entre otros. Cabe destacar que la construcción simultánea de varios proyectos distintos, tanto de generación como transmisión, en distintas localidades geográficas, supone un importante esfuerzo de preparación, trabajo y coordinación de diferentes áreas de la empresa y de sus asesores, contratistas y financistas.

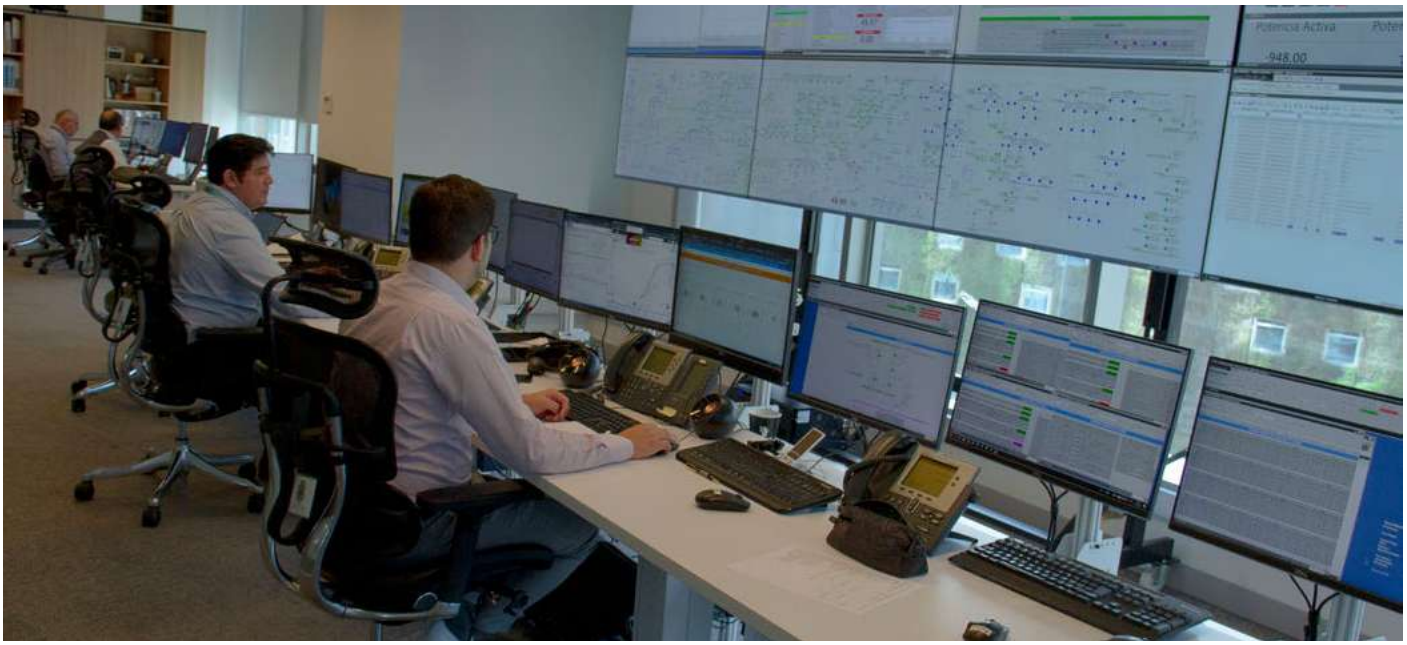
Inversiones de capital requeridas.

Nuestro negocio tiene un coeficiente alto de capital. Se requerirán gastos de capital importantes para construir, reparar, reemplazar y mejorar nuestras instalaciones de generación, transmisión y transporte de energía. La respuesta a aumentos de competencia, la satisfacción de nuevas demandas de clientes y el mejoramiento de las capacidades de nuestras instalaciones de generación, transmisión y transporte de energía podrían provocar un aumento de nuestros gastos de capital necesarios a futuro.

TECNOLOGÍA Y CIBERSEGURIDAD

Cambio tecnológico y una mayor competencia.

Gracias a la evolución tecnológica, el costo de desarrollo de proyectos de energía eólica y solar ha caído en forma significativa en años recientes en comparación con las tecnologías termoeléctricas o hidroeléctricas tradicionales. Esta es una de las principales razones para la entrada masiva de nuevos proveedores en un mercado tradicionalmente dominado por un número limitado de productores, lo que también ha llevado a una disminución en los precios de la energía ofrecidos en las últimas licitaciones de suministro de energía conducidas por el gobierno chileno por cuenta de las compañías de distribución eléctrica. Se espera que la instalación de plantas de generación de energía renovable no convencional (ERNC) cumplan con holgura las metas del estado chileno de contar con un 20% de ERNC hacia el año 2025. A medida que nuevos participantes y los actuales incumbentes aumenten su capacidad de generación de energía con fuentes renovables, las presiones por menores precios de energía, tanto de parte de nuestros clientes, competidores como de la sociedad seguirán en aumento, forzando cambios en las condiciones de nuestros contratos de suministro eléctrico. Este proceso ha sufrido una reversión debido a la pandemia, la guerra, y la demanda masiva de materiales, suministros y personal especializado para este tipo de proyectos, lo que se ha traducido en un alza generalizada en los costos y en una mayor percepción de riesgos de inversión en proyectos renovables. Esto quedó en evidencia en la última licitación de suministro de energía para clientes



regulados, que no tuvo el éxito esperado. La volatilidad de precios y costos marginales durante la transición puede tener un efecto temporal adverso en nuestra situación financiera y en nuestra capacidad de financiar la construcción de proyectos de energía renovable necesarios para nuestros planes de reconversión de activos. A futuro, se espera que la mayor participación de renovables en nuestra matriz de generación eléctrica se traduzca en una reducción significativa de nuestros costos de operación, que permitiría compensar la tendencia a menores precios de venta de energía. El país espera alcanzar precios de energía consistentes con una matriz energética predominantemente renovable y con sistemas de transmisión y de almacenamiento adecuados que permitan reducir los riesgos de desacople y de vertimiento de energía que se observan actualmente.

Informáticos o de cíberataques.

Los riesgos de la seguridad de la información han aumentado en general en los últimos años, producto de la proliferación de nuevas tecnologías y la mayor sofisticación y actividades de los cíber-atacantes, además del aumento de conexiones de equipos y sistemas a la internet. En el evento de un ciberataque, se podrían interrumpir nuestras operaciones comerciales, lo cual podría provocar pérdidas y costos de respuesta, además de litigios y daños a nuestra reputación. Un ciberataque podrá afectar adversamente nuestros negocios, resultados operacionales y condición financiera.

RIESGOS RELACIONADOS CON FALLAS MECÁNICAS, ELÉCTRICAS O ACCIDENTES QUE PUEDAN AFECTAR LA DISPONIBILIDAD DE NUESTROS ACTIVOS PARA SUMINISTRAR ENERGÍA.

Aunque realizamos mantención periódica y mejoras operacionales para garantizar la disponibilidad comercial de nuestras centrales y contamos con seguros con coberturas por daño físico y lucro cesante, fallas mecánicas o eléctricas o accidentes podrían provocar períodos de indisponibilidad de suministro. Períodos largos de inoperatividad de nuestras centrales eléctricas podrían tener un impacto adverso en nuestro desempeño financiero porque podríamos vernos obligados a comprar electricidad en el mercado spot a un precio más alto, o a suplir esta falta de disponibilidad aumentando la energía producida por nuestras centrales que operan a costos más altos para poder cumplir nuestras obligaciones contractuales. Para gestionar este riesgo, la compañía contrata seguros para cubrir tanto daños físicos como lucro cesante, derivados de eventos de interrupción de nuestros servicios. La mayor dificultad para contratar pólizas de seguro que cubran centrales a carbón y los mayores costos de primas asociadas a la mayor siniestralidad, tanto por razones de operación como por fenómenos geológicos o climáticos fuera de nuestro control, podrían tener un impacto negativo en nuestros negocios, resultados operacionales y condición financiera.

7.1.2 RIESGOS RELACIONADOS AL PAÍS

SITUACIÓN SOCIAL Y ECONÓMICA DEL PAÍS

Nuestro negocio, resultados operacionales y condición financiera dependen de manera considerable de las condiciones económicas imperantes en Chile. La economía chilena comprobó ser resistente durante la última crisis financiera internacional, pero es más pequeña que otras economías. Adicionalmente, las condiciones económicas en Chile dependen sustancialmente de la exportación de materias primas como el cobre, dependiendo dichas exportaciones, a su vez, de precios internacionales. A medida que los precios bajan, disminuyen las exportaciones de cobre, lo cual reduce la demanda eléctrica de nuestros clientes mineros, pudiendo impactar negativamente nuestras ventas y resultados operacionales. En particular, las ventas de electricidad de la compañía, incluyendo sus filiales, dependen en un grado importante de la industria minera, especialmente la industria de minería de cobre.

Además, cambios de las condiciones sociales, políticas, normativas y económicas o de las leyes y políticas que rigen el comercio exterior, la fabricación, desarrollo e inversión en Brasil, Estados Unidos, Asia y Europa, entre otras naciones y regiones, junto con las crisis e incertidumbres políticas en otros países de América Latina o del mundo, podrían afectar de manera negativa el crecimiento económico de Chile y los países vecinos y, en consecuencia, tener un efecto adverso en nuestro negocio.

El 18 de octubre de 2019, comenzó un período de protestas a través del país, inicialmente gatilladas por un aumento de las tarifas del Metro de Santiago. Las protestas incluyeron episodios de violencia con la destrucción de numerosas estaciones de metro y otros activos públicos y privados en Santiago y otras ciudades del país. Las protestas y la violencia asociadas causaron disrupciones en la industria, el transporte y el comercio, afectando entre otras cosas la demanda por electricidad en el cuarto trimestre de 2019. Numerosas demandas de la ciudadanía se hicieron visibles, ante lo cual el gobierno anunció una agenda social incluyendo aumento en las pensiones mínimas, expansión de la cobertura de salud, aumento de impuestos a los más ricos, reducción de la jornada laboral y reducción y estabilización de tarifas de servicios del transporte público y la electricidad. Para financiar la agenda social, el gobierno inició trámites para cambiar la reforma tributaria en discusión en el Congreso. El 15 de noviembre de 2019 el gobierno y los principales partidos políticos acordaron llamar a un plebiscito en abril de 2020 para determinar la disposición de la ciudadanía a cambiar la Constitución política del país. Este plebiscito, que tuvo que postergarse a octubre de 2020 a raíz de la pandemia de coronavirus, resultó en la aprobación, por amplia mayoría, de la redacción de una nueva Constitución mediante la elección de una Asamblea Constituyente. El 4 de septiembre de 2022 se realizó el plebiscito constitucional en el que el electorado manifestó su rechazo al texto propuesto por la Convención Constitucional, con un 61,86% de los votos. Un nuevo proceso fue aprobado en febrero de 2023, el que establece un nuevo Consejo Constitucional de al menos 50 integrantes que tendrá por único objeto discutir y aprobar una propuesta de texto de nueva Constitución. La ciudadanía deberá elegir sus integrantes en votación popular el 7 de mayo de 2023 y se elegirá igual número de mujeres que de hombres. Se podrán agregar también representantes de los pueblos originarios, cuyo número dependerá de la votación del padrón electoral indígena. Si bien los últimos acontecimientos han tendido a calmar los ánimos, el denonimado estallido social, seguido por la pandemia de COVID-19 y los retiros masivos de fondos de pensiones; han provocado diversas consecuencias económicas, como aumento des desempleo, desaceleración del tipo de cambio, entre otros, por lo cual sigue existiendo un ambiente de polarización en el país, caracterizado por episodios de violencia en distintas regiones.

Entre las medidas tomadas a raíz de estos factores, la de mayor impacto sobre la industria eléctrica y sobre nuestra compañía en particular ha sido la Ley de Precio Estabilizado al Cliente Regulado, aprobada en noviembre

de 2019, que fuera suplementada por la Ley de Mecanismo de Protección al Consumidor aprobada en agosto de 2022. El mayor grado de incertidumbre regulatoria, política, económica y social tiene impactos en nuestras operaciones y resultados **(Ver página 58).**

DESASTRES NATURALES

Los desastres naturales podrían dañar nuestras centrales eléctricas, afectar adversamente nuestra capacidad de generación y aumentar nuestros costos de producción, así como también podrían afectar a nuestros clientes y su demanda por electricidad. Si ocurrieran dichas dificultades operativas, podríamos vernos en la necesidad de comprar energía en el mercado spot o celebrar contratos de suministro adicionales, con el fin de cumplir nuestras obligaciones contractuales, todo lo cual podría impactar negativamente nuestra condición financiera y resultados operacionales. No podemos asegurar que los desastres naturales no tengan un impacto negativo en nuestras instalaciones a futuro, ya que Chile se encuentra en un área sísmica que expone nuestras instalaciones a terremotos y maremotos. Para mitigar los potenciales efectos de este riesgo, la administración de la sociedad toma las medidas que considera pertinentes, como contratación de pólizas de seguros de propiedad y lucro cesante, preparación de planes de evacuación coordinados con las autoridades, simulacros, sitios de contingencias y otras medidas de “business continuity”.

CRISIS SANITARIAS: EPIDEMIAS, ENDEMIAS, PANDEMIAS

Una crisis sanitaria, ya sea en la forma de epidemia o pandemia, podría tener efectos adversos en nuestro personal, nuestras operaciones, la demanda de energía y la capacidad de pago de nuestros clientes, entre otros múltiples efectos que podrían impactar nuestra condición financiera y resultados operacionales. En caso de una crisis sanitaria relevante, tal como la pandemia COVID-19 que comenzó a manifestarse en Chile en marzo de 2020, la compañía dispone la formación inmediata de un Comité de Crisis e implementa planes de contingencia con todas las medidas sanitarias correspondientes en los sitios, cumpliendo con las disposiciones de la autoridad para asegurar la salud y bienestar de nuestros colaboradores. De la misma forma, se hace seguimiento de las acciones tomadas por nuestras empresas contratistas y proveedores, y se exige el cumplimiento de los estándares necesarios para mantener seguros a sus respectivos trabajadores. En caso de una crisis sanitaria, privilegiamos tres líneas de acción:

- Asegurar el bienestar de nuestros trabajadores.
- Asegurar la continuidad operacional de nuestra empresa, fundamental para mantener el suministro eléctrico del país.
- Coordinarnos de la mejor forma posible con nuestros grupos de interés, tales como accionistas, clientes, proveedores y comunidades, para mantener un diálogo directo y colaborar con cada uno de ellos en lo que sea posible. La compañía cuenta con altos niveles de digitalización y un gran porcentaje de sus colaboradores están en condiciones de trabajar en forma remota, para así evitar contagios y propagación de virus. Una pandemia puede dar lugar a una crisis financiera internacional que podría afectar negativamente nuestra capacidad para obtener financiamientos en el mercado financiero o bien afectar los costos de financiamiento. Además, podría afectar al comercio internacional con impactos en suministros relevantes para asegurar nuestra operación y construcción de proyectos de inversión.

El 3 de marzo de 2020, se registró el primer caso de Coronavirus o COVID-19 en Chile. El 11 de marzo de 2020, la Organización Mundial de la Salud reconoció oficialmente al COVID-19 como una pandemia. En 2020 y 2021, los resultados de la compañía se vieron afectados por la pandemia en cuanto a una menor demanda de electricidad por parte de clientes regulados, un leve aumento de la morosidad en los pagos de nuestros clientes y retrasos en la construcción de proyectos debidos a interrupciones temporales en el suministro de equipos, cierres de puertos en los países de origen, dificultades en el transporte de materiales y contagios de personal de contratistas.

EXPOSICIÓN A LA INFLACIÓN

Chile ha experimentado altas tasas de inflación en el pasado. Aunque dichas tasas han estado relativamente bajas en los últimos años, esta tendencia cambió radicalmente, con tasas de inflación de 12,8% en Chile y 6,5% en Estados Unidos en 2022. Las medidas que la autoridad monetaria ha adoptado para controlar la inflación en los distintos países han causado incrementos en las tasas de interés, restringiendo la liquidez y la disponibilidad de crédito, ralentizando, de esta forma, el crecimiento económico. Si bien algunos de nuestros costos y gastos se incrementan como resultado de la inflación, esto se ve mitigado por las tarifas de nuestros contratos de suministro a clientes que, por lo general están denominadas en dólares e indexadas parcialmente al IPC de Estados Unidos.

RIESGOS RELACIONADOS CON REGÍMENES TRIBUTARIOS.

El 29 de septiembre de 2014, la Ley Nº 20.780 (modificada por la Ley Nº 20.899, "Reforma Tributaria 2014"), introdujo cambios significativos al sistema tributario de Chile y consolidó las facultades del Servicio de Impuestos Internos (SII) para controlar e impedir que se eviten impuestos. La Reforma Tributaria de 2014 introdujo cambios al sistema de impuestos al permitir la coexistencia de regímenes tributarios alternativos: (i) el régimen parcialmente integrado y (ii) el régimen de renta atribuida. En nuestra calidad de sociedad anónima abierta, el régimen que nos aplica es el de parcialmente integrado, que implica una tasa de impuesto a la sociedad de 27% a partir del año 2018.

Como consecuencia de los disturbios sociales acontecidos en octubre de 2019 en Chile, el gobierno chileno y parte de la oposición lograron un acuerdo que se tradujo en la promulgación de la Ley N° 21.210, que introduce principalmente las siguientes modificaciones:

(i) una nueva tasa marginal límite de 40%, en vez del 35%, para el tramo de impuestos personales.

(ii) una sobretasa de impuesto territorial sobre el conjunto de activos inmobiliarios de un mismo contribuyente cuyo avalúo fiscal exceda de un monto alrededor de US$ 0,6 millones con una tasa progresiva entre 0% y 0,275%.

(iii) la eliminación del pago provisional de las utilidades absorbidas (PPUA) a contar del año comercial 2024.

(iv) la eliminación del régimen de renta atribuida, manteniendo el régimen semi integrado como el sistema general y único de impuestos a la renta.

(v) un régimen tributario especial para contribuyentes PYME (entidades con ventas anuales menores a un monto de alrededor de US$3,1 millones), el cual incluye medidas tales como una tasa de impuesto a la renta de 25%, mayores incentivos para la reinversión de utilidades aumentando la posibilidad de deducir como gasto el 50% de las utilidades reinvertidas (con tope de hasta aproximadamente US$0,2 millones), depreciación instantánea y exención de sobretasa de contribuciones.

(vi) creación de una contribución especial de un 1% a los proyectos de inversión para contribuyentes de impuesto de primera categoría con contabilidad completa que impliquen una inversión igual o mayor a US$ 10 millones en activo tangible y que deban pasar por el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA).

vii) mantención del actual límite de 65% de crédito fiscal IVA para la construcción de viviendas.

Adicionalmente el 2 de septiembre de 2020 se publicó la Ley N° 21.256 que establece medidas tributarias que forman parte del plan de emergencia para la reactivación económica y del empleo en un marco de convergencia fiscal de mediano plazo. Las principales medidas son:

(i) disminución de la tasa de impuesto a 10% para contribuyentes del régimen Pro Pyme.

(ii) posibilidad para los contribuyentes Pro Pyme de solicitar un reembolso del remanente acumulado de crédito fiscal IVA de las declaraciones de impuesto en los meses de julio, agosto o septiembre de 2020.

(iii) posibilidad de aplicar depreciación instantánea e íntegra para los contribuyentes que declaren el impuesto de primera categoría sobre renta efectiva determinada según contabilidad completa, conforme a la Ley sobre Impuesto a la Renta, que adquieran bienes físicos del activo inmovilizado nuevos o importados en el periodo comprendido entre el 1 de junio de 2020 y el 31 de diciembre de 2022.

La reforma tributaria de 2014 también impuso un nuevo impuesto anual sobre emisiones de material particulado, NOx, SO2 y CO2 para establecimientos cuyas fuentes fijas, como calderas o turbinas, tengan una energía térmica individual o en su conjunto equivalente a 50 MW o más (el impuesto verde). Lo anterior aplica a la Sociedad.

Actualmente, el impuesto verde aplicable a las emisiones de CO2 es de aproximadamente US$5,00 por tonelada emitida, en tanto que el impuesto verde sobre NOx, SO2 y material particulado es de aproximadamente US$0,02 por tonelada emitida. En cada caso, la base imponible se multiplica según una fórmula que toma en cuenta el factor de dispersión del contaminante, el costo social per cápita del contaminante y la población del país. El impuesto verde se implementó y comenzó a devengarse sobre emisiones en el año 2017. La sociedad y sus filiales pagaron un total de US$28,1 millones por impuestos verdes en abril de 2022.

La reforma tributaria de febrero de 2020 contempla algunas modificaciones de las normas sobre el Impuesto Verde, principalmente en lo siguiente:

1. Se reemplaza el límite de 50 MW para la aplicación de los impuestos verdes, y dispone que todo establecimiento estará sujeto al Impuesto Verde (sin importar la capacidad técnica de sus fuentes fijas) si tiene emisiones en exceso de (i) 100 toneladas de material particulado o (ii) 25,000 toneladas de CO2 por año. Esta modificación regirá a partir del 1 de enero de 2025.
2. Para efectos de calcular el Impuesto Verde, la reforma define establecimiento (local donde se transforme materia prima u originen nuevos productos), fuente emisora (fuente fija que genere emisiones a partir de combustión); excluyendo el "sesgo tecnológico" a través de eliminar el requisito de capacidad instalada y combustión. Por último, se excluyen calderas de agua caliente.
3. La ley permite a los contribuyentes de impuestos verdes compensar todas o parte de sus emisiones tributables mediante la implementación de proyectos de reducción de emisiones del contaminante que provoca el impuesto. Dichos proyectos deben ser acreditados por la Superintendencia de Medio Ambiente (SMA). Esta modificación entrará en vigencia una vez transcurridos 3 años desde la publicación de la ley.

Se promulgó un nuevo impuesto específico aplicable a las emisiones atmosféricas en relación con la Reforma Tributaria 2014 que entró en vigencia en 2017, venciendo los pagos iniciales en 2018. Esto podría tener un efecto negativo en nuestro negocio, condición financiera y resultados operacionales si no podemos transferir a nuestros clientes el aumento de costos relacionados con este impuesto. Un nuevo proyecto de ley de reforma tributaria que se debate actualmente en el Congreso Chileno contempla modificaciones de algunos aspectos de este impuesto específico.

Actualmente, la Superintendencia del Medioambiente envía en marzo de cada año al Servicio de Impuestos Internos de Chile (SII), un informe sobre la cantidad de emisiones de cada contribuyente de impuestos verdes durante el año calendario anterior para que el SII determine el impuesto aplicable. Si el contribuyente de los impuestos verdes objeta el cálculo de la Superintendencia del Medioambiente, la ley sólo contempla el recurso para oponerse al informe en la forma de un reclamo tributario general ante los tribunales tributarios después de la determinación del impuesto verde aplicable. El proyecto de ley actualmente en debate otorga a los contribuyentes el derecho de presentar reclamos ante los tribunales ambientales, solicitando la revisión del cálculo de las emisiones sujetas al Impuesto Verde realizado por la Superintendencia del Medioambiente. Si el tribunal ambiental dicta una sentencia que modifica el informe, el SII deberá emitir una nueva determinación de impuestos.

De acuerdo con algunos de nuestros contratos de suministro, podemos transferir a nuestros clientes parte del aumento de costos producto de ciertos cambios legales. Sin embargo, es posible que no siempre podamos transferir a nuestros clientes todo el aumento de los costos por concepto de estos impuestos verdes específicos, según lo dispuesto sobre cambios de ley en nuestros contratos de suministro. Si no podemos transferirlos a algunos de nuestros clientes existentes y futuros, podría verse afectado nuestro negocio, condición financiera y resultados operacionales. Además, no podemos asegurar que no haya más cambios de las normas sobre impuestos verdes producto de las modificaciones del nuevo proyecto de ley de reforma tributaria, que no aumenten a futuro los impuestos verdes, ni que podamos continuar transfiriendo todo el aumento de costos conforme a nuestros Contratos de Suministro, todo lo cual podrá tener un impacto adverso e importante en nuestro negocio, condición financiera y resultados operacionales. En todo caso, nuestra estrategia de conversión de nuestro parque generador hacia fuentes renovables de energía apunta, entre otras cosas, a reducir nuestra exposición al riesgo de aumentos en los impuestos verdes.

7.1.3 RIESGOS DE MERCADO

Es el riesgo de que el valor justo de los flujos de caja futuros de un instrumento financiero fluctúe debido a cambios en los precios del mercado. Este se compone de cuatro tipos de riesgo:

1. Riesgo de tasas de interés.
2. Riesgo de tipo de cambio.
3. Riesgo de "commodities".
4. Otros riesgos.

Los instrumentos financieros expuestos al riesgo de mercado son principalmente préstamos y obligaciones bancarias, depósitos a plazo y fondos mutuos, e instrumentos financieros derivados.

TIPO DE CAMBIO

El riesgo de tipo de cambio es el riesgo de que el valor de un activo o pasivo (incluyendo el valor justo de los flujos de caja futuros de un instrumento financiero) fluctúe debido a las variaciones de los tipos de cambio.

Debido a que la mayor parte de nuestros ingresos, costos y deuda financiera se encuentran denominados en dólares, nuestra exposición al riesgo de fluctuaciones en los tipos de cambio es acotada. Los ingresos de la compañía están mayoritariamente denominados en dólares o se encuentran indexados a dicha moneda. En el caso de los contratos regulados con distribuidoras, la tarifa se determina en dólares y se convierte a pesos según el tipo de cambio observado promedio mensual, por lo que la exposición al tipo de cambio de estos contratos se encuentra acotada en cuanto a su impacto en el estado de resultados de la compañía. Sin embargo, existe un impacto en el flujo de caja de la compañía relacionado con los rezagos en las publicaciones de los decretos de Precio de Nudo Promedio, lo que se traduce en facturaciones mensuales a tipos de cambio distintos a los tipos de cambio mensuales estipulados en cada contrato. Si bien estas diferencias temporales se reliquidan una vez publicados los decretos de Precio Nudo Promedio, la incertidumbre con respecto al momento de la reliquidación no permite realizar una cobertura efectiva mediante instrumentos derivados.

Este rezago en la recaudación de cuentas por cobrar a compañías distribuidoras por las diferencias entre los tipos de cambio efectivamente facturados y los tipos de cambio aplicables según la normativa vigente se ha visto incrementado significativamente con la aprobación de la Ley de Estabilización de Tarifas Eléctricas en noviembre de 2019, cuyas disposiciones técnicas de implementación fueron divulgadas en marzo de 2020 mediante la Resolución Exenta N°72 de la Comisión Nacional de Energía, y por la ley MPC aprobada en agosto de 2022.

Estas disposiciones han originado un aumento en las cuentas por cobrar a compañías distribuidoras, cuyo ritmo de aumento y posterior recuperación dependerán en gran medida del comportamiento de los tipos de cambio y los precios de combustibles entre otras variables. Para enfrentar este riesgo y mitigar sus efectos sobre su flujo de caja, a principios de 2021, la compañía firmó acuerdos con Goldman Sachs y BID Invest para vender, sin recurso a la compañía, estas cuentas por cobrar a una sociedad de propósito especial llamada Chile Electricity PEC SpA. El día 29 de enero de 2021, Chile Electricity PEC SpA colocó bonos en el mercado internacional bajo el formato 144 A/Reg S por un monto de USD 489 millones, de los cuales destinó una parte para comprar las cuentas por cobrar correspondientes al decreto de Precio de Nudo Promedio de enero de 2020 y el remanente para comprar las cuentas por cobrar correspondientes al decreto de Precio de Nudo Promedio de julio de 2020. El día 30 de junio de 2021, EECL concretó la venta de las cuentas por cobrar correspondientes al decreto de Precio de Nudo Promedio de enero de 2021 a Chile Electricity PEC SpA, que obtuvo financiamiento por medio de una colocación privada bajo el formato 4a2 con la participación de Allianz, BID Invest y Goldman Sachs. Al ser ventas en dólares a un descuento y sin recurso a las compañías generadoras, EECL y EMR han podido reducir su exposición al tipo de cambio y el riesgo de crédito asociado a estas cuentas por cobrar, mejorando su liquidez, a costa de un descuento que ha tenido impactos en los estados financieros de 2021 y 2022, y que se espera impacte los estados financieros del

año 2023 en la medida en que se publique el decreto de Precio de Nudo Promedio de julio de 2022. En 2021, este costo financiero ascendió a US$49,6 millones y en 2022 llegó a los US$15,6 millones.

El principal costo en pesos chilenos es el costo relativo al personal y gastos administrativos, que representa aproximadamente un 10% de nuestros costos de operación. Por lo tanto, debido a que la mayor parte de los ingresos de la compañía están denominados o vinculados al dólar, mientras que algunos costos operacionales son en pesos chilenos, la compañía ha decidido cubrir parcialmente los flujos de pago en pesos correspondientes a partidas recurrentes con fechas de pago conocidas, tales como las remuneraciones y algunos contratos de servicio, con contratos "forward" y opciones del tipo "zero-cost collars". Al 31 de diciembre de 2022, la compañía mantenía contratos de venta de dólares "forward" con bancos por un monto nocional total de USD 108 millones con vencimientos mensuales de USD 9 millones entre, enero y diciembre de 2023, con el fin de disminuir los efectos de las fluctuaciones de tipo de cambio dólar/peso, sobre los flujos de caja de la empresa y sus resultados financieros. Por otra parte, en el pasado, la compañía y su filial CTA, firmaron contratos de derivados de cobertura de flujos de caja asociados a los pagos bajo los contratos EPC relacionados con la construcción de proyectos, los que normalmente consideran flujos de pagos periódicos en monedas distintas al dólar (CLF y EUR) hasta el término de los respectivos períodos de construcción de los proyectos. De esta forma, la compañía ha evitado variaciones en el costo de la inversión en activo fijo producto de fluctuaciones en los tipos de cambio ajenas a su control. Al 31 de diciembre de 2022, no existían contratos derivados asociados a los flujos de caja de los proyectos de inversión.

Asimismo, con el fin de disminuir la exposición a la volatilidad del tipo de cambio, la Política de Inversiones de Excedentes de Caja de la compañía estipula que al menos el 80% de los excedentes de caja deben ser invertidos en dólares de Estados Unidos, salvo que sea necesario un porcentaje distinto para mantener un calce natural de activos y pasivos por moneda. Esta política permite una cobertura natural de los compromisos u obligaciones en monedas distintas al dólar. Al 31 de diciembre de 2022, un 92,7% de las cuentas corrientes e inversiones de corto plazo asociadas al manejo de caja estaban denominadas en dólares estadounidenses. La exposición de la compañía a otras monedas extranjeras no es material.

La sociedad presenta una exposición al riesgo cambiario de naturaleza puramente contable relacionada a los contratos de concesiones de uso oneroso u otros tipos de contratos tales como arriendo de flotas de vehículos

que se consideran como arrendamientos financieros bajo la norma IFRS16. Estos contratos comprenden activos por derechos de uso que corresponden a activos no monetarios que se registran a su costo inicial, en dólares, moneda funcional de la compañía. Su contrapartida corresponde a pasivos monetarios que reflejan el valor presente de las cuotas a pagar bajo los contratos financieros. La mayor parte de estos pasivos están denominados en Unidades de Fomento (UF) o Unidades Tributarias Mensuales (UTM). Por tratarse de pasivos monetarios, estos se reajustan periódicamente y se convierten a dólares al tipo de cambio observado al cierre de cada ejercicio contable. En definitiva, el pasivo denominado en CLP, UF o UTM está sujeto a reajustes periódicos, quedando expuesto a fluctuaciones en los tipos de cambio, mientras que el activo queda fijo en dólares. Este descalce puede dar origen a utilidades o pérdidas contables en nuestros estados de resultados. Sin embargo, financieramente, el valor del activo por derechos de uso está íntimamente relacionado con el valor del pasivo, ya que ambos deberían reflejar el valor presente de las cuotas a pagar bajo los contratos financieros. Al 31 de diciembre de 2022, los pasivos por arrendamientos denominados en monedas distintas al dólar ascendían a la cantidad de USD 141,6 millones.

TASA DE INTERÉS

Es el riesgo generado por cambios en el valor justo de los flujos de caja en los instrumentos financieros del balance, debido a los cambios de las tasas de interés del mercado. La exposición al riesgo de tasa de interés se produce principalmente por la deuda a largo plazo a tasas de interés flotante. La sociedad y sus filiales administran el riesgo de tasas de interés a través de obligaciones a tasa fija o coberturas de tasas de interés (Interest Rate Swaps o IRS), con los que la compañía acepta intercambiar en forma periódica un monto generado por las diferencias entre una tasa fija y una tasa variable calculadas sobre un monto nocional acordado. Al 31 de diciembre de 2022, un 83,8% de la deuda financiera consolidada de EECL se encontraba denominada en tasa fija o cubierta por derivados, mientras que un 16,2% o USD 287,5 millones se encontraban a tasa variable. Estas proporciones no consideran la deuda financiera por leasing según IFRS 16.

PRECIO DE ACCIONES

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, EECL y sus filiales no poseían inversiones en instrumentos de patrimonio.

CRÉDITO

Estamos expuestos al riesgo de crédito en el curso normal de nuestro negocio y al momento de invertir nuestros saldos de caja. En nuestro negocio de generación eléctrica, nuestros principales clientes son grandes compañías mineras de reconocida solvencia, que por lo general, presentan un bajo nivel de riesgo; sin embargo, dichas compañías se encuentran afectas a la variación de los precios mundiales del cobre y otras materias primas, así como a la disminución o el agotamiento de recursos mineros u otros problemas operacionales, climáticos, laborales, sociales, ambientales, políticos y tributarios. Aunque nuestros clientes han demostrado una gran fortaleza para enfrentar ciclos adversos, nuestra compañía lleva a cabo revisiones periódicas de los riesgos comerciales.

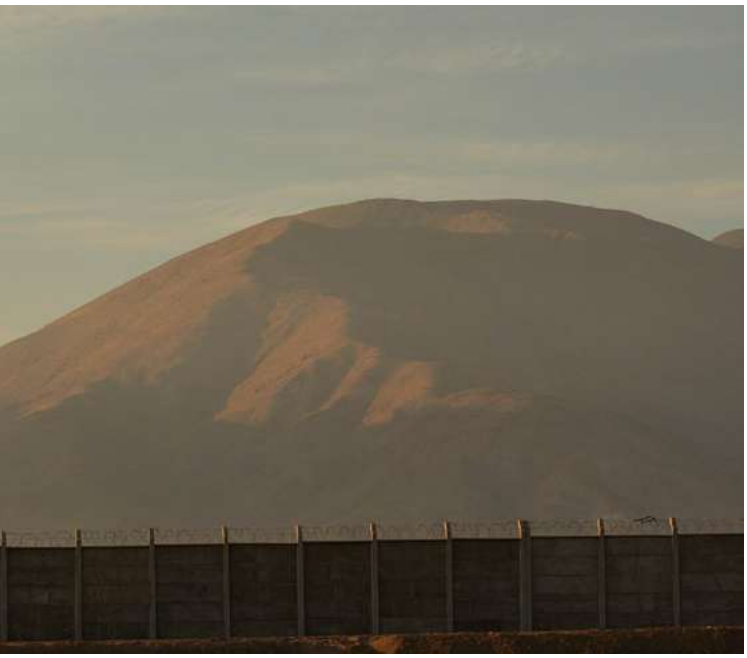
Por otra parte, contamos con clientes regulados que proporcionan suministro a clientes residenciales y comerciales, cuyo riesgo de crédito es bajo. En los últimos años la industria eléctrica ha evolucionado hacia una mayor atomización de su base de clientes, debido a la facultad de consumidores con demandas entre 500kV y 5MW de contratar su suministro de energía directamente

con empresas generadoras en lugar de hacerlo con empresas distribuidoras de energía. A raíz de esta desintermediación, la empresa ha firmado contratos con clientes comerciales e industriales más pequeños que podrían tener un mayor riesgo de crédito. Para mitigar este riesgo, la compañía ha puesto en práctica una política de riesgo de contraparte comercial que, entre otras cosas, exige una revisión del riesgo de crédito antes de la firma de contratos de energía. A la fecha, los contratos con pequeños y medianos clientes comerciales e industriales representan un porcentaje menor de nuestra cartera de contratos y la compañía no está activamente comercializando energía en este segmento con el fin de equilibrar su portafolio de contratos y reducir su posición compradora en el mercado spot de energía.

Por otra parte, contamos con clientes regulados que proporcionan suministro a clientes residenciales y comerciales, y cuyo riesgo de crédito es bajo. Un menor crecimiento en la demanda de energía de parte de consumidores finales podría afectar nuestra condición financiera, resultados operacionales y flujos de caja. Si bien la Ley de Estabilización de Tarifas Eléctricas promulgada en noviembre de 2019 no ha afectado significativamente nuestros ingresos según se reconocen en el estado de resultados, sí ha impactado negativamente nuestro flujo de caja con el consiguiente costo financiero asociado a un mayor nivel de capital de trabajo. Para enfrentar este riesgo y mitigar los efectos sobre su flujo de caja, a principios de 2021, la compañía firmó acuerdos con Goldman Sachs y BID Invest para vender, sin recurso a la compañía, estas cuentas por cobrar a una sociedad de propósito especial llamada Chile Electricity PEC SpA. En los días 8 de febrero, 31 de marzo y 30 de junio de 2021, la Sociedad vendió las cuentas por cobrar correspondientes a los decretos de Precio de Nudo Promedio de enero de 2020, julio de 2020 y enero de 2021, respectivamente, por un valor total nominal de US$167,3 millones, recibiendo recursos líquidos por US$118,6 millones y reportando un costo financiero de US$49,6 millones. El 4 de marzo y el 14 de julio de 2022, la sociedad vendió las cuentas por cobrar correspondientes al decreto de Precio de Nudo Promedio de julio de 2021 y enero de 2022 por un valor total nominal de US$54,8 millones, recibiendo recursos líquidos por US$39,3 millones y reportando un costo financiero de US$15,5 millones.

Aún queda un remanente por vender correspondiente a los saldos estipulados en el decreto de Precio de Nudo Promedio de julio de 2022, el cual aún se encuentra en Contraloría. Una vez publicado, se espera que la compañía pueda vender saldos de aproximadamente US$50 millones. Con la promulgación de la Ley MPC y hasta la publicación del decreto de Precio de Nudo Promedio de julio 2022 y la Resolución Exenta que sentarán las bases para aplicación efectiva de la Ley, se han seguido generando saldos a cobrar por el diferencial entre el precio estabilizado (PEC) y las tarifas contractuales. Una vez publicados el decreto y resolución exenta, la Tesorería emitirá Certificados de Pago que la compañía podrá vender bajo un mecanismo similar al implementado para la Ley PEC, pero esta vez sin asumir costos por descuentos financieros. El diferimiento en la recaudación producto del retraso en la publicación de decretos ha afectado significativamente la liquidez y el endeudamiento de la compañía.

Durante 2020, a causa de la pandemia originada por el Coronavirus, la demanda de energía eléctrica en Chile registró caídas del orden de 4,24% para el caso de los clientes regulados en relación con el año 2019. Asimismo, debido a la caída en actividad económica producto de las medidas preventivas adoptadas para aplanar la curva de contagios en el país, tales como cuarentenas obligatorias en ciertas comunas con mayor número de casos, se han registrado postergaciones en el pago de servicios esenciales tales como el suministro eléctrico por parte de los sectores más afectados. Si bien durante 2021 la demanda de energía eléctrica por parte de clientes regulados registró una recuperación, la extensión de la ley de servicios básicos se ha traducido en mayor lentitud



en la cobranza a ciertos clientes regulados de menor tamaño, con el consiguiente aumento en las necesidades de financiamiento de capital de trabajo de la compañía.

En los últimos años, la industria eléctrica ha evolucionado hacia una mayor atomización de su base de clientes debido a la facultad de consumidores con demandas entre 500kV y 5MW de contratar su suministro de energía directamente con empresas generadoras en lugar de hacerlo con empresas distribuidoras de energía. A raíz de esta desintermediación, la empresa ha firmado contratos con clientes comerciales e industriales más pequeños que podrían tener un mayor riesgo de crédito. Para mitigar este riesgo, la compañía ha puesto en práctica una política de riesgo de contraparte comercial que, entre otras cosas, exige una revisión del riesgo de crédito antes de la firma de contratos de energía. A la fecha, los contratos con pequeños y medianos clientes comerciales e industriales representan un porcentaje menor de nuestra cartera de contratos y la compañía ha dejado de comercializar energía en dicho segmento a raíz de su posición contractual y las actuales condiciones de mercado.

Nuestra política de inversiones contempla invertir nuestros recursos de caja en el corto plazo con instituciones con grado de inversión. También consideramos el riesgo financiero de nuestras contrapartes al momento de tomar instrumentos derivados de cobertura de tipo de cambio o de tasa de interés, y contamos con límites máximos para inversiones con cada contraparte para el manejo y diversificación de nuestro riesgo de crédito.

DEUDORES POR VENTA

El riesgo de crédito es administrado por cada unidad de negocio sujeto a la política, procedimientos y controles establecidos por la compañía. ENGIE Energía Chile determina límites de crédito para todos sus clientes de acuerdo a sus políticas internas, las que exigen la asignación de clasificaciones de riesgo para cada cliente. Tanto los límites de crédito, las clasificaciones de riesgo, como las políticas son revisados en forma periódica. Los deudores por venta son monitoreados en forma regular en función de su desempeño, considerando los diferentes factores de riesgo a los que están expuestos. El deterioro o impairment es analizado en cada fecha de reporte de manera individual para todos los clientes relevantes, efectuándose provisiones según las normas de IFRS 9 en que a cada cuenta por cobrar se le asigna una probabilidad de incumplimiento y un porcentaje de pérdida en caso de incumplimiento. La exposición máxima al riesgo de crédito a la fecha de reporte es el valor corriente de los deudores por venta. La compañía ha evaluado que la concentración de riesgo con respecto a los deudores por venta califica como nivel aceptable, ya que los clientes son principalmente grandes compañías mineras y compañías generadoras y distribuidoras de electricidad de elevada solvencia.

Por su posición contractual, la compañía es normalmente uno de los principales pagadores netos dentro de la cadena de pagos del sector eléctrico chileno. Si bien está expuesta a morosidades o incumplimientos de pago de operadores del sector eléctrico, estos montos representan un porcentaje relativamente menor de la recaudación mensual. Incumplimientos por parte de otros operadores del sistema eléctrico podrían exponer a la compañía a aumentar volúmenes de venta a clientes regulados a las tarifas de sus contratos vigentes.

ACTIVOS FINANCIEROS Y DERIVADOS

El riesgo de crédito al que se encuentra expuesta la compañía por las operaciones con bancos e instituciones financieras en cuentas corrientes, depósitos a plazo, fondos mutuos y derivados financieros, es administrado por la gerencia corporativa de finanzas de acuerdo con la política de la compañía. Las inversiones sólo pueden ser realizadas con contrapartes autorizadas y dentro de los límites de crédito asignados por cada/la contraparte. Asimismo, la compañía cuenta con límites por plazo y de diversificación de riesgos por contraparte financiera. Los límites de crédito para cada contraparte son determinados en función de la clasificación de riesgo nacional o internacional e indicadores de liquidez y solvencia de cada institución, y son revisados periódicamente por la administración. Los límites son establecidos para minimizar la concentración de riesgos y, por lo tanto, mitigar las pérdidas ante un potencial incumplimiento de las contrapartes.

LIQUIDEZ

El riesgo de liquidez está relacionado con las necesidades de fondos para hacer frente a las obligaciones de pago de forma oportuna. El objetivo de la sociedad es mantener un equilibrio entre disponibilidad de fondos y flexibilidad financiera, a través de flujos operacionales normales, préstamos, inversiones de corto plazo y líneas de crédito. La sociedad evalúa en forma recurrente la concentración de riesgo con respecto al refinanciamiento de deudas.

Durante 2022, la compañía tomó varios préstamos de corto plazo con bancos locales para financiar necesidades de capital de trabajo que se vieron incrementadas significativamente debido al alza de los precios de combustibles y costos marginales del sistema, así como por los efectos de la ley de precio estabilizado al cliente regulado. Todos estos préstamos se encuentran documentados con pagarés, sin restricciones financieras ni obligaciones de hacer o no hacer, y permiten prepagos sin costo para la compañía. Al 31 de diciembre de 2022, las obligaciones financieras de corto plazo incluían préstamos bancarios por un valor total de US$355 millones, además de intereses devengados, la porción circulante de arrendamientos financieros y US$4,3 millones correspondientes a la porción circulante del financiamiento de proyecto que mantenía Energías de Abtao S.A. al momento de su adquisición por parte de la compañía el 15 de diciembre de 2022. A esa misma fecha la compañía no mostraba otros vencimientos de deuda significativos sino hasta el año 2025.

La liquidez de la compañía se ha visto afectada por la ley de precio estabilizado al cliente regulado ya que esta ley limita la recaudación completa estipulada en los contratos de suministro con compañías distribuidoras, acumulándose saldos que se estiman en aproximadamente US$329 millones al 31 de diciembre de 2022. Si bien los saldos de efectivo se encuentran actualmente en niveles por debajo de los reportados en ejercicios anteriores, la sociedad cuenta con acceso abierto a los mercados financieros que le permiten enfrentar sus compromisos comerciales y financieros de corto plazo.

El 23 de diciembre de 2020, la compañía firmó un contrato de crédito con BID Invest por un total de USD 125 millones para financiar proyectos de energía renovable cuya generación reemplazará a la generación sobre la base de carbón que dejará de producirse debido al adelantamiento del cronograma de cierre de centrales. El 27 de agosto de 2021, la compañía giró la totalidad de este financiamiento. El 26 de julio de 2022, la compañía firmó un financiamiento verde con Scotiabank por un monto total de USD 250 millones, con USD 150 millones desembolsados el 28 de julio y USD 100 millones el 7 de septiembre de 2022. Este financiamiento es pagadero en una sola cuota de capital el 26 de julio de 2027. El 16 de noviembre de 2022, la compañía tomó un crédito verde con BCI por US$35 millones con vencimiento el 22 de mayo de 2024 con las mismas características contractuales que los demás créditos de corto plazo de la compañía. El 15 de diciembre de 2022, la compañía firmó un contrato de crédito a 5 años por un monto total comprometido de US$170 millones con Banco Santander. En esa fecha se desembolsaron los primeros US$77 millones de este financiamiento, con el objeto de pagar por la compra de acciones del Parque Eólico San Pedro en Chiloé. Los restantes US$93 millones fueron desembolsados el 15 de febrero de 2023. El 15 de diciembre de 2022, la compañía asumió la deuda de largo plazo del tipo financiamiento de proyecto que mantenía Energías de Abtao S.A. (dueña del Parque Eólico San Pedro 2) con los bancos Itaú, Consorcio Seguros de Vida y Banco Consorcio por un total de US$79,4 millones, de los cuales US$4,3 millones tenían vencimiento en el año 2023. Al hacerse cargo de esta deuda, EECL acordó prepagar la totalidad del capital adeudado antes del 15 de octubre de 2024. La compañía prepagó este financiamiento en su totalidad con los recursos provenientes del segundo desembolso del préstamo con Banco Santander descrito anteriormente.

7.1.4 RIESGOS VINCULADOS CON LA REPUTACIÓN

REPUTACIÓN E IMAGEN

Además de la normativa ambiental y de la industria eléctrica, nuestro negocio debe cumplir con una cantidad importante de leyes, normas y reglamentos, incluyendo aquellos relacionados con la competencia y antimonopolio, antisoborno y anticorrupción, salud, seguridad y medioambiente, mano de obra y empleo, y tributación, ya que podríamos ser objeto de investigaciones o procesos de parte de las autoridades debido a supuestas infracciones a estas leyes. El resultado de estos procesos podría traducirse en multas u otras formas de responsabilidad que podrían tener un efecto importante y adverso en nuestra reputación, negocio, condición financiera y resultados operacionales.

Para mitigar este riesgo, contamos con procedimientos de cumplimiento y sistemas de control interno para impedir o detectar prácticas inadecuadas, fraude o infracciones de la ley por parte de nuestras filiales, directores, funcionarios, empleados, contratistas u otras personas que actúan en nuestra representación.

SOSTENIBILIDAD

En el marco de la gestión de la sostenibilidad, en 2019 creamos un Indicador Socioambiental que mide la gestión de aquellos incidentes no deseados que, independientemente de si generan daño ambiental o no, sí pueden provocar una conmoción social con efecto en la reputación de la compañía. Dicho indicador considera la contención operativa del evento y la gestión oportuna de los stakeholders.

7.1.5 RIESGOS REGULATORIOS

La sociedad se encuentra sujeta a la regulación vigente en Chile, la que puede abarcar diversos aspectos del negocio. Las operaciones de la sociedad están sujetas a una amplia normativa sobre tarifas y otros aspectos que regulan sus actividades en Chile. En consecuencia, la introducción de nuevas leyes o normas, o la modificación de las leyes o normas vigentes, podría impactar en sus actividades, situación económica y resultados de sus operaciones. Las actividades de la sociedad están sujetas también a una amplia reglamentación medioambiental que se cumple de manera permanente. Eventuales modificaciones que se introduzcan en estas materias podrían afectar las actividades, situación económica y el resultado de las operaciones. Entre otras cosas, esta normativa ambiental exige la realización de estudios de impacto medioambiental para los proyectos en estudio, la obtención de licencias, permisos y otras autorizaciones preceptivas y el cumplimiento de todos los requisitos previstos en tales licencias, permisos y normas. Al igual que ocurre con cualquier empresa regulada, la sociedad no puede garantizar que las autoridades vayan a aprobar tales estudios de impacto medioambiental; que la oposición pública no derive en retrasos o modificaciones de cualquier proyecto propuesto; que las leyes o normas no se modificarán ni interpretarán de forma tal que aumenten los gastos o se vean afectadas las operaciones, plantas o planes para la empresa. **(Más información en página 36/**

Marco Regulatorio).

CAMBIOS EN LA NORMATIVA AMBIENTAL Y SU CUMPLIMIENTO.

Nuestras operaciones están sujetas a un amplio rango de exigencias ambientales. Hemos efectuado gastos e inversiones, que continuaremos haciendo, con el fin de mantener el cumplimiento de las leyes ambientales y los permisos requeridos para nuestras operaciones. El incumplimiento de las exigencias ambientales podría llevar a multas o sanciones civiles o penales, demandas por daños ambientales, obligaciones de reparación, la revocación de autorizaciones ambientales o el cierre provisorio o permanente de instalaciones. Muchos de nuestros contratos de suministro incluyen cláusulas de transferencia de costos de capital, de operación o de cumplimiento producto de determinados cambios de la ley, en especial de la ley ambiental.

Es posible que nuevas exigencias ambientales o cambios de la aplicación, interpretación o ejecución de exigencias existentes tengan por resultado un aumento sustancial de los costos de capital, operación o cumplimiento, pudiendo imponerse condiciones que restrinjan o limiten nuestras operaciones. Además, las modificaciones de la normativa ambiental podrán restringir aún más el uso de carbón o aumentar los costos de usarlo como fuente de combustible, pudiendo afectar adversamente nuestros ingresos y, por lo tanto, tener un efecto negativo en nuestra condición financiera y resultados operacionales. Estos cambios de la normativa ambiental podrían limitar la disponibilidad de nuestros fondos para otros propósitos, lo cual podría tener un impacto negativo en nuestro negocio, resultados operacionales y condición financiera.

LEY 21.185 Y MECANISMO TRANSITORIO DE ESTABILIZACIÓN DE PRECIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El 11 de marzo de 2020, la Comisión Nacional de Energía publicó la Resolución Exenta N°72 con reglas y disposiciones necesarias para la implementación del mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas establecido en la Ley Nº 21.185 del 2 de noviembre de 2019. Este mecanismo considera el congelamiento de tarifas de electricidad en los niveles vigentes en el primer semestre de 2019 hasta fines del año 2027, sujeto a ciertos mecanismos de ajuste determinados en la ley, mientras que los precios que las compañías generadoras cargan a las compañías distribuidoras se mantendrán según los contratos vigentes entre ellas. El mecanismo producirá un diferencial entre las tarifas que las compañías generadoras están facultadas a cobrar según sus contratos y las tarifas aplicadas en la recaudación a los clientes finales sujetos a regulación de precios. A raíz de este diferencial de tarifas, las compañías generadoras están reportando cuentas por cobrar a compañías distribuidoras, cuyo conjunto da origen al llamado fondo de estabilización. Según la Ley Nº 21.185, este fondo podrá crecer hasta julio de 2023 o hasta que acumule la cantidad total de US$1.350 millones, según lo que ocurra primero. Se espera que una vez que se hagan efectivos los contratos de suministro eléctrico adjudicados en licitaciones más recientes a precios más bajos, los precios promedio de los contratos entre compañías generadoras y distribuidoras comiencen a bajar gradualmente a partir de 2024, situándose por debajo del precio estabilizado que se mantendrá vigente con los ajustes que la ley establece hasta el 31 de diciembre de 2027. A partir del momento en que las tarifas contractuales promedio se sitúen por debajo del precio estabilizado, las compañías distribuidoras podrán comenzar a pagar las cuentas por cobrar que forman parte del fondo de estabilización. El fondo de estabilización alcanzó su tope de US$1.350 millones en enero de 2022. Con fecha 13 de julio, tras ratificar los cambios realizados por el Senado, el proyecto "Mecanismo de Protección al Cliente" (MPC) fue despachado a ley por la Cámara de Diputadas y Diputados. Esta ley estabilizará los precios de energía para los clientes sujetos a regulación de precios suministrados por empresas concesionarias de servicio público de distribución regulados por la Ley General de Servicios Eléctricos. El MPC tendrá por objeto pagar las diferencias que se produzcan entre la facturación de las empresas de distribución a los clientes finales por la componente de energía y potencia, y el monto que corresponda pagar por el suministro eléctrico a las empresas de generación, de acuerdo con sus condiciones contractuales respectivas o con el decreto respectivo para el caso de los sistemas medianos. Los recursos contabilizados en la operación del MPC no podrán superar los 1.800 millones de dólares, y su vigencia se extenderá hasta que se extingan los saldos originados por aplicación de esta ley. A partir del año 2023, la Comisión Nacional de Energía deberá proyectar semestralmente el pago total del Saldo Final Restante para una fecha que no podrá ser posterior al día 31 de diciembre de 2032. Con ese fin, determinará los cargos que permitan recaudar los montos requeridos para la restitución total de los recursos necesarios para la correcta operación del MPC. En marzo de 2023, la CNE publicó la Resolución Exenta con las reglas a aplicar para la correcta implementación de la Ley MPC. Al 31 de diciembre de 2022 las cuentas por cobrar no corrientes que mantenía EECL por este concepto llegaban a aproximadamente US$329 millones, después de haberse concretado la venta de US$222 millones en cuentas por cobrar entre enero de 2021 y julio de 2022 a un costo financiero total de US$64 millones.

Para enfrentar este riesgo y mitigar sus efectos sobre su flujo de caja, el 8 de febrero de 2021, ENGIE Energía Chile S.A. y su filial Eólica Monte Redondo SpA vendieron a Chile

Electricity PEC SpA, una sociedad de propósito especial, el primer grupo de saldos generados a su favor por la aplicación del mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica. Engie Energía Chile S.A. concretó la venta del segundo grupo de saldos el día 31 de marzo, mientras que su filial Eólica Monte Redondo SpA concretó la venta del segundo grupo de saldos generados a su favor el día 1 de abril de 2021. Estas ventas, realizadas según los términos y condiciones de los acuerdos firmados con Goldman Sachs y BID Invest, informados en Hechos Esenciales publicados los días 20 y 30 de enero de 2021, comprendieron cuentas por cobrar por un valor nominal total de US$141,9 millones. El día 30 de junio de 2021, ENGIE Energía Chile S.A. vendió a Chile Electricity PEC SpA el tercer grupo de saldos generados a su favor por la aplicación del mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica, mientras que Eólica Monte Redondo SpA concretó la venta de estos saldos el día 5 de julio de 2021. El valor nominal de los saldos vendidos fue de US$28,8 millones, obteniéndose recursos líquidos por US$20,8 millones. El diferencial entre el monto nominal de saldos vendidos y el precio de compra fue registrado como gasto financiero del ejercicio 2021 (US$40,9 millones en el primer trimestre, US$0,9 millones en abril de 2021 y US$8 millones en el tercer trimestre de 2021). Chile Electricity PEC SpA obtuvo financiamiento para la compra de los saldos incluidos en los dos primeros decretos de una emisión de bonos en el mercado internacional bajo el formato 144 A/Reg S por un monto de US$489 millones, los cuales destinó a la compra de cuentas por cobrar correspondientes a los decretos de Precio de Nudo Promedio de enero y julio de 2020 de siete compañías generadoras, entre ellas EECL y EMR. Posteriormente, Chile Electricity PEC obtuvo los fondos para la compra de saldos del decreto enero 2021 de una emisión internacional privada con giros diferidos bajo el formato 4a2 que contó con la participación de los fondos de inversión Allianz, IDB Invest y Goldman Sachs. Con fecha 4 de marzo de 2022, ENGIE Energía Chile S.A. y su filial Eólica Monte Redondo SpA vendieron a Chile Electricity PEC SpA el cuarto grupo de saldos generados a su favor por la aplicación del mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica. Con fecha 14 y 18 de julio, respectivamente, ENGIE Energía Chile S.A. y su filial Eólica Monte Redondo SpA vendieron a Chile Electricity PEC SpA el quinto grupo de saldos generados a su favor por la aplicación del mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica. Las ventas realizadas según los términos y condiciones de los acuerdos firmados con Goldman Sachs, IDB Invest y Allianz, comprendieron cuentas por cobrar por un valor nominal total de US$222,1 millones en 2021 y 2022, quedando un remanente de US$50 millones, cuya venta podrá hacerse efectiva luego de la publicación del Decreto de Precio de Nudo Promedio julio 2022. El gasto financiero total reconocido tras la venta de saldos de los cinco decretos en 2021 y 2022 alcanza a los US$64,1 millones. Al ser ventas en dólares, a un descuento y sin recurso a las compañías generadoras, EECL y EMR han podido reducir su exposición al tipo de cambio y al riesgo de crédito asociado a estas cuentas por cobrar, así como mejorar su liquidez, a costa de un descuento que tuvo impactos en los estados financieros de 2021 y 2022.

INICIATIVAS REGULATORIAS EN TRÁMITE

Producto de la permanente evolución tecnológica, política y socioambiental que enfrenta la industria de la energía, existe una variedad de iniciativas parlamentarias y de la autoridad que a la fecha de este informe se encontraban en distintas etapas de desarrollo y que, de materializarse, podrían tener efectos materiales sobre nuestras operaciones, resultados y evolución de nuestros negocios. Entre las principales iniciativas que podrían tener impacto en nuestras operaciones se encuentran (1) el proyecto de ley de Portabilidad Eléctrica que se centra en tres ejes principales (i) habilitación de la comercialización, (ii) modernización de las Licitaciones de Suministro, y (iii) creación del Gestor de Información; (2) la iniciativa parlamentaria de Descarbonización Acelerada; (3) la modificación de la Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que utilicen Gas Natural Regasificado (NT GNL); y (4) la Estrategia de Flexibilidad del Ministerio de Energía que incluye doce medidas y que hasta la fecha se ha centrado en (i) perfeccionar el mecanismo de remuneración de suficiencia para determinar la contribución de las distintas unidades de generación a la confiabilidad y suficiencia del sistema eléctrico e (ii) incorporar requerimientos de flexibilidad en el mecanismo de pago por potencia.

7.2 ANTECEDENTES LEGALES

7.2.1 DOCUMENTOS CONSTITUTIVOS

ENGIE Energía Chile S.A. fue formada con aportes de la Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa) y de la Corporación de Fomento de la Producción (Corfo). Fue constituida por escritura pública de fecha 22 de octubre de 1981, otorgada en la notaría de don Enrique Morgan Torres, bajo la razón social de Empresa Eléctrica del Norte Grande Limitada ("Edelnor"), cuyo extracto fue inscrito a fojas 556 vuelta, N° 314 en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Antofagasta y publicado en el Diario Oficial el 7 de noviembre de 1981.

7.2.2 PRINCIPALES MODIFICACIONES

El objeto de la sociedad es la producción, transporte, distribución y suministro de energía eléctrica; la compra, venta y transporte de toda clase de combustibles, ya sean estos líquidos, sólidos o gaseosos; la prestación de servicios de consultoría en todos los ámbitos y especialidades de la ingeniería y de la gestión de empresas; y la prestación de servicios de mantención y reparación de sistemas eléctricos.

Desde su constitución, ENGIE Energía Chile S.A. ha experimentado varias modificaciones, siendo las más importantes las que se detallan a continuación:

PRINCIPALES MODIFICACIONES

Fecha escritura pública	Modificación	Notaría	Inscripción	Registro	Publicación Diario Oficial
30/09/1983	La sociedad (entonces Edelnor) se transformó en sociedad anónima abierta de duración indefinida, transada en las bolsas de valores del país.	Enrique Morgan Torres, Santiago.	Fojas 467, N° 244.	Registro de Comercio Conservador de Bienes Raíces de Antofagasta de 1983.	03/11/1983
09/11/1988	En Junta Extraordinaria de Accionistas se acordó dividir la sociedad a partir del 1 de julio de 1988 en una sociedad continuadora de la misma, que conserva su razón social, y tres nuevas sociedades anónimas abiertas: Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. (Elecda S.A.), Empresa Eléctrica de Iquique S.A. (Eliqsa S.A.) y Empresa Eléctrica de Arica S.A. (Emelari S.A.).	Vicente Castillo Fernández, Antofagasta.	Fojas 1.141, N° 437.	Conservador de Bienes Raíces de Antofagasta de 1988.	03/01/1989
13/03/2002	En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con la misma fecha se acordó modificar los estatutos sociales en lo relativo al domicilio social, trasladándolo desde la ciudad de Antofagasta a la ciudad de Santiago, comuna de Las Condes.	María Soledad Santos Muñoz, Antofagasta.	Fojas 8.180, N° 6.673.	Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago de 2002.	23/03/2002

Fecha escritura pública	Modificación	Notaría	Inscripción	Registro	Publicación Diario Oficial
02/06/2004	En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el día 26 de abril de 2004, se acordó modificar el capital de la compañía con el objeto de expresar su capital social en dólares de los Estados Unidos de América.	Fernando Opazo Larraín, Santiago.	Fojas 17.684, N° 13.314.	Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago de 2004.	18/06/2004
29/12/2009	En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el 29 de diciembre de 2009, se acordó: a) Fusionar EDELNOR con Inversiones Tocopilla-1 S.A. ("Tocopilla" o la "Sociedad Absorbida"), mediante la absorción de esta última por EDELNOR. Como consecuencia, se disolvió Inversiones Tocopilla-1 S.A., transmitiendo a la compañía en bloque la totalidad de sus activos y pasivos, y recibiendo sus accionistas como única contraprestación acciones que emitió EDELNOR en la forma y plazos acordados por dicha Junta de Accionistas. B) Con motivo de la fusión de la compañía con Inversiones Tocopilla-1 S.A., y conforme las bases de la misma, aumentar el capital social en la suma de US$ 705.404.607,11 mediante la emisión de 604.176.440 nuevas acciones, sin valor nominal, de la misma serie y de igual valor que las restantes acciones de la compañía.	Iván Torrealba Acevedo, Santiago.	Fojas 3.581, N° 23.	Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago de 2010.	22/01/2010
04/05/2010	En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 27 de abril de 2010, se modificaron los estatutos de la compañía con el fin de sustituir el nombre de la compañía por "E.CL S.A.", pudiendo también usar o identificarse para cualquier efecto con la sigla "E.CL".	Iván Torrealba Acevedo, Santiago.	Fojas 22.767, N° 15.578.	Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago de 2010.	11/05/2010
30/03/2011	Declaró la disminución de capital social de pleno derecho.	Iván Torrealba Acevedo, Santiago.			
09/05/2016	En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 26 de abril de 2016, se modificaron los estatutos de la compañía con el fin de sustituir el nombre de la compañía por "ENGIE ENERGÍA CHILE S.A.".	Iván Torrealba Acevedo, Santiago	Fojas 34.238, N° 18.964.	Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago de 2016.	19/05/2016

7.2.3 TRANSACCIONES DE ACCIONES POR PARTES RELACIONADAS

Durante el año 2022, no se informaron a la administración de ENGIE Energía Chile S.A. compras de acciones de la compañía por parte de su presidente, directores, gerente general y/o principales ejecutivos.

7.2.4 PROPIEDAD

Nombre de los 12 Mayores Accionistas al 31 de diciembre de 2022:

Nombre o razón social	Número de Acciones	Participación
ENGIE Austral S.A.	631.924.219	59,99%
Banco Santander por cuenta de Inversionistas extranjeros	37.360.006	3,55%
Larrain Vial S.A. Corredora de Bolsa	30.157.543	2,86%
Banco de Chile por cuenta de State Street	29.943.552	2,84%
AFP Provida S.A. Fondo Tipo C	18.509.708	1,76%
AFP Habitat S.A. Fondo Tipo A	15.574.764	1,48%
AFP Capital S.A. Fondo Tipo A	18.367.789	1,74%
AFP Provida S.A. Fondo Tipo B	13.711.965	1,30%
BCI Corredores de Bolsa S.A.	13.659.637	1,30%
Bolsa Electrónica de Chile Bolsa de Valores	13.040.062	1,24%
AFP Provida S.A. Fondo Tipo A	12.883.096	1,22%
Moneda S.A. AFI Para Pionero Fondo de Inversión	12.700.000	1,21%
Banchile Corredores de Bolsa S.A.	12.447.046	1,18%
Otros accionistas	211.398.178	20,07%
Total	**1.053.309.776**	**100,00%**

TIPO DE ACCIONISTAS

Tipo de accionista	Número de accionistas	Porcentaje por tipo de accionistas	Número de acciones pagadas
Persona Natural	1.393	0,40%	4.178.491
Persona Jurídica	376	99,60%	1.049.131.285
Total	1.053.309.776	100%	1.053.309.776

TRANSACCIONES EN BOLSA ENGIE ENERGÍA CHILE 2022

La Bolsa de Comercio de Santiago certifica que las acciones de la sociedad que se señalan, en los meses que se indican, registraron transacciones de acuerdo al siguiente detalle:

	Mes	Unidades	Monto ($)	Precios ($)			
				Mayor	Menor	Medio	Cierre
1er. Trimestre	01.2022	30.731.024	18.292.003.134	650,00	506,20	594,65	650,00
	02.2022	13.520.100	7.495.269.378	654,99	451,00	553,23	485,00
	03.2022	78.154.099	35.136.597.651	498,90	399,00	449,87	479,00
2do. Trimestre	04.2022	38.175.779	16.956.661.073	487,95	370,50	446,12	387,86
	05.2022	33.940.498	12.935.513.927	402,00	350,90	381,28	395,45
	06.2022	17.437.591	6.900.264.743	430,01	350,91	396,49	357,00
3er. Trimestre	07.2022	25.300.471	9.394.125.363	415,00	330,10	372,01	408,00
	08.2022	44.039.423	19.935.109.557	505,00	388,35	452,85	495,00
	09.2022	33.830.427	17.537.215.541	590,00	451,00	518,98	455,00
4to. Trimestre	10.2022	14.391.606	7.191.813.923	557, 00	435,00	500,98	554,01
	11.2022	18.525.007	9.367.801.947	554,00	453,55	505,07	453,55
	12.2022	13.212.882	6.389.998.357	505,00	458,00	483,84	490,00

(*) Precio(s) y monto(s) expresados en pesos de el(los) mes(es) señalado(s).
(**) El(Los) precio(s) promedio(s) excluye(n) las transacciones menores a UF 20 y las operaciones Interbolsas (OIB).

7.2.5 POLÍTICA DE DIVIDENDOS

La política de dividendos de EECL, aprobada en la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el martes 26 de abril de 2022, consiste en distribuir durante el curso de cada ejercicio, a lo menos, el dividendo mínimo obligatorio en conformidad a la ley y los estatutos sociales. Asimismo, en la medida que la situación de los negocios sociales así lo permita y siempre teniendo en consideración los proyectos y planes de desarrollo de la sociedad, se podrá acordar la distribución de dividendos provisorios o definitivos en exceso del dividendo mínimo obligatorio. Sujeto a la aprobación del Directorio y, en su caso, de la Junta de Accionistas, se procurará que la distribución de utilidades de cada ejercicio se lleve a cabo mediante el reparto de dos dividendos provisorios, sobre la base de los resultados de los estados financieros del segundo trimestre y del tercer trimestre, más el dividendo definitivo a repartir en el mes de mayo de cada año.

El 26 de abril de 2022, en la Junta Ordinaria de Accionistas, se acordó no distribuir nuevos dividendos a cargo al ejercicio 2021 y destinar el saldo de las utilidades del referido ejercicio al fondo de utilidades acumuladas de la Sociedad, considerando para estos efectos que el monto de los dividendos provisorios pagados durante el año 2021 equivale a aproximadamente el 88% de las utilidades liquidas del ejercicio 2021, reparto que cumple ampliamente con el mínimo obligatorio de distribución del 30% de las utilidades del ejercicio que establecen la ley y la Política de Dividendos de la compañía.

No se distribuyeron dividendos provisorios con cargo a las utilidades del ejercicio 2021, durante el año 2022.

DIVIDENDOS PAGADOS POR ENGIE ENERGÍA CHILE S.A.

Fecha de Pago	Tipo de Dividendo	Monto (En millones de us$)	Us$ por acción
22 de mayo de 2018	Provisorio (a cuenta de resultados netos de 2017)	30,4	0,02888
25 de octubre de 2018	Provisorio (a cuenta de resultados 2018)	26,0	0,02468
24 de mayo de 2019	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2018)	22,1	0,02102
21 de junio de 2019	Provisorio (a cuenta de resultados de 2019)	50,0	0,04747
13 de diciembre de 2019	Provisorio (a cuenta de resultados de 2019)	40,0	0,03798
30 de noviembre de 2020	Provisorio (a cuenta de resultados de 2020)	66,6	0,06323
20 de mayo de 2021	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2020)	51,1	0,04847
26 de agosto de 2021	Provisorio (a cuenta de resultados de 2021)	41,5	0,03940

7.2.6 MARCAS, PATENTES, LICENCIAS, FRANQUICIAS, ROYALTIES Y/O CONCESIONES A DICIEMBRE 2021

Titular	País Marca	Denominación	Tipo	Formulario
Central Termoeléctrica Andina S.A.	Chile	CENTRAL TERMOELECTRICA ANDINA	Denominativa	Servicios
Central Termoeléctrica Andina S.A.	Chile	CTA	Denominativa	Servicios
Central Termoeléctrica Andina S.A.	Chile	PUERTO ANDINO	Denominativa	Servicios
Central Termoeléctrica Andina S.A.	Chile	PUERTO ANDINO	Denominativa	Servicios
Central Termoeléctrica Andina S.A.	Chile	PUERTO ANDINO	Denominativa	Servicios
Central Termoeléctrica Andina S.A.	Chile	PUERTO ANDINO	Denominativa	Servicios
E.CL S.A.	Chile	E·CL GREEN	Mixta	Servicios
Engie Energía Chile S.A.	Chile	E.CL	Mixta	Productos
Engie Energía Chile S.A.	Chile	EDELNOR	Denominativa	Servicios
Engie Energía Chile S.A.	Chile		Etiqueta	Servicios
Engie Energía Chile S.A.	Chile	T	Mixta	Servicios
Engie Energía Chile S.A.	Chile	E.CL	Mixta	Servicios
Engie Energía Chile S.A.	Chile		Etiqueta	Servicios
Engie Energía Chile S.A.	Chile	EDELNOR	Denominativa	Servicios
Engie Energía Chile S.A.	Chile	GNE GAS NATURAL ESENCIAL	Mixta	Productos y Servicios
Engie Energía Chile S.A.	Chile	IMA	Denominativa	Productos
Engie Energía Chile S.A.	Chile	IMA	Denominativa	Productos
Engie Energía Chile S.A.	Chile	IMA	Denominativa	Productos
Engie Energía Chile S.A.	Chile	IMA	Denominativa	Servicios
Engie Energía Chile S.A.	Chile	IMA	Denominativa	Servicios
Engie Energía Chile S.A.	Chile	IMA	Denominativa	Servicios
Engie Energía Chile S.A.	Chile	IMA	Denominativa	Servicios
Engie Energía Chile S.A.	Chile	IMA	Denominativa	Servicios
Engie Energía Chile S.A.	Chile	IMA	Denominativa	Servicios
Engie Energía Chile S.A.	Chile	ima	Mixta	Productos
Engie Energía Chile S.A.	Chile	ima	Mixta	Productos
Engie Energía Chile S.A.	Chile	ima	Mixta	Productos
Engie Energía Chile S.A.	Chile	ima	Mixta	Servicios
Engie Energía Chile S.A.	Chile	ima	Mixta	Servicios
Engie Energía Chile S.A.	Chile	ima	Mixta	Servicios
Engie Energía Chile S.A.	Chile	ima	Mixta	Servicios
Engie Energía Chile S.A.	Chile	ima	Mixta	Servicios
Engie Energía Chile S.A.	Chile	ima	Mixta	Servicios
Eólica Monte Redondo SpA	Chile	EÓLICA MONTE REDONDO	Denominativa	Productos
Eólica Monte Redondo SpA	Chile	EÓLICA MONTE REDONDO	Denominativa	Productos

Clase(s)	Nº Solicitud	Fecha Solicitud	Nº Registro	Fecha Registro	Fecha Vencimiento	Status
37 39 40 42	848563	17-12-08	873762	25-01-10	25-01-30	Registrada
37 39 40 42	848564	17-12-08	1027608	02-08-13	02-08-33	Registrada
36	1249504	06-04-17	1259247	14-09-17	14-09-27	Registrada
37	1249505	06-04-17	1269674	15-02-18	15-02-28	Registrada
39	1249507	06-04-17	1265467	13-12-17	13-12-27	Registrada
42	1249508	06-04-17	1261415	18-10-17	18-10-27	Registrada
37 39 40 42	1164325	30-07-15	1218377	26-08-16	26-08-26	Registrada
04 09 16	329044	28-02-20	896784	10-09-20	10-09-30	Registrada
42	1037224	10-12-12	1012123	18-02-13	18-02-23	En Renovación
35 36 37 38 39 40 42	1081618	06-11-13	1066231	27-11-13	27-11-23	Registrada
39 40	811926	18-03-08	828494	29-05-08	29-05-28	Registrada
35 36 37 39 40 42	891537	13-01-10	942347	17-01-12	17-01-32	Registrada
35 36 37 38 39 40 42	1081624	06-11-13	1069793	04-12-13	04-12-23	Registrada
35 37 39 40	329045	28-02-20	905136	16-12-20	16-12-30	Registrada
04 16 35 39 40	1027237	28-09-12	1131771	09-10-14	09-10-24	Registrada
07	1309692	17-12-18	1303829	14-08-19	14-08-29	Registrada
09	1309694	17-12-18	1298455	05-06-19	05-06-29	Registrada
11	1309699	17-12-18	1305934	12-09-19	12-09-29	Registrada
35	1309703	17-12-18	1311557	05-12-19	05-12-29	Registrada
36	1309704	17-12-18	1300274	28-06-19	28-06-29	Registrada
37	1309706	17-12-18	1375630	30-06-22	30-06-32	Registrada
39	1309708	17-12-18	1314736	17-01-20	17-01-30	Registrada
40	1309712	17-12-18	1317093	25-02-20	25-02-30	Registrada
41	1309713	17-12-18	1320764	23-04-20	23-04-30	Registrada
07	1309722	17-12-18	1303830	14-08-19	14-08-29	Registrada
09	1309728	17-12-18	1300275	28-06-19	28-06-29	Registrada
11	1309729	17-12-18	1305935	12-09-19	12-09-29	Registrada
35	1309731	17-12-18	1309642	12-11-19	12-11-29	Registrada
36	1309732	17-12-18	1300276	28-06-19	28-06-29	Registrada
37	1309734	17-12-18	1381847	24-10-22	24-10-32	Registrada
39	1309736	17-12-18	1314737	17-01-20	17-01-30	Registrada
40	1309741	17-12-18	1317094	25-02-20	25-02-30	Registrada
41	1309739	17-12-18	1320765	23-04-20	23-04-30	Registrada
04	976945	28-10-11	1146147	17-12-14	17-12-24	Registrada
07	976946	28-10-11	1143838	02-12-14	02-12-24	Registrada

Titular	País Marca	Denominación	Tipo	Formulario
Eólica Monte Redondo SpA	Chile	EÓLICA MONTE REDONDO	Denominativa	Productos
Eólica Monte Redondo SpA	Chile	EÓLICA MONTE REDONDO	Denominativa	Servicios
Eólica Monte Redondo SpA	Chile	EÓLICA MONTE REDONDO	Denominativa	Servicios
Eólica Monte Redondo SpA	Chile	EÓLICA MONTE REDONDO	Denominativa	Servicios
Eólica Monte Redondo SpA	Chile	EÓLICA MONTE REDONDO	Denominativa	Servicios
Eólica Monte Redondo SpA	Chile	EMR	Denominativa	Productos
Eólica Monte Redondo SpA	Chile	EMR	Denominativa	Productos
Eólica Monte Redondo SpA	Chile	EMR	Denominativa	Productos
Eólica Monte Redondo SpA	Chile	EMR	Denominativa	Servicios
Eólica Monte Redondo SpA	Chile	EMR	Denominativa	Servicios
Eólica Monte Redondo SpA	Chile	EMR	Denominativa	Servicios
Eólica Monte Redondo SpA	Chile	EMR	Denominativa	Servicios
Eólica Monte Redondo SpA	Chile	MONTE REDONDO	Denominativa	Productos
Eólica Monte Redondo SpA	Chile	MONTE REDONDO	Denominativa	Productos
Eólica Monte Redondo SpA	Chile	MONTE REDONDO	Denominativa	Productos
Eólica Monte Redondo SpA	Chile	MONTE REDONDO	Denominativa	Servicios
Eólica Monte Redondo SpA	Chile	MONTE REDONDO	Denominativa	Servicios
Eólica Monte Redondo SpA	Chile	MONTE REDONDO	Denominativa	Servicios
Eólica Monte Redondo SpA	Chile	MONTE REDONDO	Denominativa	Servicios
Eólica Monte Redondo SpA	Chile	ELÉCTRICA MONTE REDONDO	Denominativa	Productos
Eólica Monte Redondo SpA	Chile	ELÉCTRICA MONTE REDONDO	Denominativa	Productos
Eólica Monte Redondo SpA	Chile	ELÉCTRICA MONTE REDONDO	Denominativa	Productos
Eólica Monte Redondo SpA	Chile	ELÉCTRICA MONTE REDONDO	Denominativa	Servicios
Eólica Monte Redondo SpA	Chile	ELÉCTRICA MONTE REDONDO	Denominativa	Servicios
Eólica Monte Redondo SpA	Chile	ELÉCTRICA MONTE REDONDO	Denominativa	Servicios
Eólica Monte Redondo SpA	Chile	ELÉCTRICA MONTE REDONDO	Denominativa	Servicios
Gasoducto Nor Andino S.A.	Chile		Etiqueta	Productos
Gasoducto Nor Andino S.A.	Chile	GASODUCTO NOR ANDINO	Denominativa	Servicios
Gasoducto Nor Andino S.A.	Chile	GASODUCTO NOR ANDINO	Denominativa	Productos
Gasoducto Nor Andino S.A.	Chile		Etiqueta	Servicios
Inversiones Hornitos S.A.	Chile	CTH	Denominativa	Servicios
Inversiones Hornitos S.A.	Chile	HORNITOS	Denominativa	Servicios
Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	TEN	Denominativa	Servicios
Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	TEN	Mixta	Servicios
Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	TEN	Mixta	Servicios
Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	TEN	Mixta	Servicios
Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	TEN	Mixta	Servicios

Clase(s)	Nº Solicitud	Fecha Solicitud	Nº Registro	Fecha Registro	Fecha Vencimiento	Status
09	976947	28-10-11	1126791	17-09-14	17-09-24	Registrada
35	976948	28-10-11	1146148	17-12-14	17-12-24	Registrada
37	976949	28-10-11	987761	18-01-13	18-01-33	Registrada
40	976950	28-10-11	1146149	17-12-14	17-12-24	Registrada
42	976951	28-10-11	1143839	02-12-14	02-12-24	Registrada
04	976952	28-10-11	987763	18-01-13	18-01-33	Registrada
07	976953	28-10-11	1056309	12-11-13	12-11-23	Registrada
09	976954	28-10-11	1181338	05-10-15	05-10-25	Registrada
35	976956	28-10-11	987765	18-01-13	18-01-33	Registrada
37	976957	28-10-11	987767	18-01-13	18-01-33	Registrada
40	976958	28-10-11	987769	18-01-13	18-01-33	Registrada
42	976959	28-10-11	988397	22-01-13	22-01-33	Registrada
04	976960	28-10-11	1116816	04-08-14	04-08-24	Registrada
07	976961	28-10-11	1164853	05-05-15	05-05-25	Registrada
09	976962	28-10-11	1162238	10-04-15	10-04-25	Registrada
35	976963	28-10-11	1116818	04-08-14	04-08-24	Registrada
37	976964	28-10-11	987771	18-01-13	18-01-33	Registrada
40	976965	28-10-11	1033723	23-08-13	23-08-23	En Renovación
42	976966	28-10-11	1116820	04-08-14	04-08-24	Registrada
04	1044242	31-01-13	1146160	17-12-14	17-12-24	Registrada
07	1044204	31-01-13	1146157	17-12-14	17-12-24	Registrada
09	1044205	31-01-13	1078843	12-02-14	12-02-24	Registrada
35	1044206	31-01-13	1146158	17-12-14	17-12-24	Registrada
37	1044207	31-01-13	1082035	26-02-14	26-02-24	Registrada
40	1044209	31-01-13	1154131	03-02-15	03-02-25	Registrada
42	1044211	31-01-13	1146159	17-12-14	17-12-24	Registrada
04	809737	29-02-08	847321	27-02-18	27-02-28	Registrada
39	942751	01-03-11	917542	22-06-21	22-06-31	Registrada
04	943489	08-03-11	917823	30-05-21	30-05-31	Registrada
39	809736	29-02-08	838560	09-01-09	27-02-28	Registrada
37 39 40 42	848565	17-12-08	872006	07-01-10	07-01-30	Registrada
37 39 40 42	848566	17-12-08	872007	07-01-10	07-01-30	Registrada
37 39 40 42	1162942	20-07-15	1232831	05-01-17	05-01-27	Registrada
37 39 40 42	1162940	20-07-15	1211970	07-07-16	07-07-26	Registrada
37	1375329	23-09-20	1357976	28-10-21	28-10-31	Registrada
39	1375330	23-09-20	1344535	11-05-21	11-05-31	Registrada
40	1375354	23-09-20	1359543	25-11-21	25-11-31	Registrada

Titular	País Marca	Denominación	Tipo	Formulario
Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	TEN	Mixta	Servicios
Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	TEN UNA EMPRESA RED ELÉCTRICA INTERNACIONAL	Mixta	Servicios
Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	TEN UNA EMPRESA RED ELÉCTRICA INTERNACIONAL	Mixta	Servicios
Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	TEN UNA EMPRESA RED ELÉCTRICA INTERNACIONAL	Mixta	Servicios
Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	TEN UNA EMPRESA RED ELÉCTRICA INTERNACIONAL	Mixta	Servicios

7.2.7 PRINCIPALES PROVEEDORES

Al 31 de diciembre de 2022, los principales proveedores de ENGIE Energía Chile eran los siguientes:

Categoría	Principales Proveedores
OEM unidades generadoras Térmicas	General Electric - Ansaldo Energía SPA - Doosan Skoda Power SRO
Aseo industrial Plantas	Soc. por acciones LSV SPA - ISS Chile SA
Equipos, Servicios Proyectos de Transmisión LAT y SSEE	Siemens S.A. - Grid Solutions - Hyosung Heavy Industries Corporation - CHINT ELECTRIC CO LIMITED
BOP Proyectos Renovables y Transmisión	STRABAG SPA, KALPATARU POWER CHILE SPA - GLOBALTEC SERVICIOS Y CONSTRUCCION - B.BOSCH S.A, Cruz y Dávila Ingenieros
OEM Renovables	Siemens Gamesa Renewables Energy (SGRE). - Vestas Chile Turb. Eolicas Limitada - GOLDWIND Chile SPA - GOLDWIND INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY
Equipos Parques Solares y Baterias	Trina Solar Chile SPA - SUNGROW POWER SUPPLY CO., LIMITED
Outsourcing Proyectos y Operaciones	Inneria Chile SPA
Infraestructura	Flesan Minería
Servicios Submarinos	SOLMATEK Servicios Industriales
Servicios de Protección industrial	Sociedad de Mantención, Conservación y Reparación S.A. (SOMACOR)
Soluciones Digitales	Importaciones y Servicios Advanced Computing Technologies (ACT)
Operación industrial, Plantas Térmicas y Puertos	Soc. Marítimo y Comercial SOMARCO Ltda. - Servicios Industriales Limitada (Axxintus) - IMA Industrial SPA (Equans) - Adecco Recursos Humanos.
Servicios Gasoducto	Comgas Andina
Suministro de Combustible y Lubricantes	COPEC
Suministro de Amoníaco IEM	NITTRA S.A.
Logística de Transporte	DSV AIR & SEA S.A. (internacional) - TANDEM SA (nacional)

Clase(s)	Nº Solicitud	Fecha Solicitud	Nº Registro	Fecha Registro	Fecha Vencimiento	Status
42	1375355	23-09-20	1341825	06-04-21	06-04-31	Registrada
37	1375356	23-09-20	1357977	28-10-21	28-10-31	Registrada
39	1375331	23-09-20	1344536	11-05-21	11-05-31	Registrada
40	1375332	23-09-20	1380805	30-09-22	30-09-32	Registrada
42	1375333	23-09-20	1341824	06-04-21	06-04-31	Registrada

7.3 INFORME COMITÉ DE DIRECTORES

En cumplimiento de las normas del artículo 50 bis de la Ley Nº 18.046, el Directorio de la Sociedad, en su sesión N° 624 celebrada el 26 de abril de 2022, acordó designar como integrantes del Comité de Directores a don Mauro Valdés Raczynski, don Cristián Eyzaguirre Johnston y don Claudio Iglesis Guillard, todos ellos en calidad de directores independientes; y que, en sesión del Comité celebrada con esa misma fecha, se eligió como presidente del mismo a don Claudio Iglesis Guillard.

Durante el año 2022, el Comité de Directores se reunió regularmente y desarrolló las siguientes actividades:

1. Examinó y se pronunció respecto de los estados financieros trimestrales de la Sociedad durante el año 2022.
2. Se reunió con la empresa de auditoría externa de la Sociedad, así como con el Auditor Interno y Encargado de Prevención de Delitos.
3. Examinó los sistemas de remuneraciones y planes de compensación de los gerentes, ejecutivos principales y trabajadores de la sociedad.
4. Examinó los antecedentes de los procesos de licitación de servicios llevados a cabo por la Sociedad, pronunciándose en cada caso acerca de la eventual participación en éstos de empresas relacionadas y, en el caso de participar empresas relacionadas, actuando como receptor de las propuestas comerciales de las empresas participantes y manifestando su opinión acerca de la adjudicación de los contratos resultantes de los procesos de licitación.
5. Examinó los antecedentes de las órdenes de trabajo emitidas por la sociedad con cargo a los contratos marco vigentes con empresas relacionadas.
6. Examinó los antecedentes relativos a las operaciones con partes relacionadas que se detallan en el punto siguiente.

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 50 bis de la Ley Nº 18.046, durante el año 2022, el Comité de Directores examinó los antecedentes relativos a las operaciones de la sociedad con partes relacionadas a que se refiere el Título XVI de la misma ley, manifestando su opinión favorable a la aprobación de celebrar los siguientes actos y contratos:

1. Autorizar la extensión por 4 meses el plazo del contrato marco vigente con ENGIE Services para los servicios de mantenimiento de sitios de Mejillones y Tocopilla **(Sesión Comité de Directores 25 de enero de 2022).**
2. Autorizar la celebración de un contrato con la empresa relacionada ENGIE Impact para la realización de un estudio sobre dimensionamiento del mercado de agua desalada **(Sesión Comité de Directores 25 de enero de 2022).**
3. Autorizar la celebración de un contrato de prestación de servicios con la empresa European Maintenance Support para evaluar el estado de piezas estructurales, alabes fijos y móviles de turbina de gas de la unidad 16 **(Sesión Comité de Directores 25 de enero de 2022).**
4. Autorizar la celebración de un contrato con la sociedad GNL Mejillones S.A. para comprar el excedente de gas de retención de que dicha sociedad dispusiera durante el año 2022 **(Sesión Comité de Directores 25 de enero de 2022).**
5. Autorizar la extensión hasta el 31 de diciembre de 2022 del contrato marco vigente con Sunplicity para el desarrollo conjunto e implementación de proyectos fotovoltaicos en instalaciones de clientes de EECL **(Sesión Comité de Directores 1 de marzo de 2022).**
6. Autorizar la celebración de un contrato con la empresa relacionada Global Energy Management para la venta y cesión de hasta 650.000 Certificados de Reducción de Emisiones (Certified Emission Reduction o carbon credits) emitidos por el Mecanismo de Desarrollo Limpio (Clean Development Mechanism) bajo las reglas del Protocolo de Kioto, derivados del Parque Eólico Monte Redondo y de la Central Hidroeléctrica Laja **(Sesión Comité de Directores 1 de marzo de 2022).**

7. Autorizar la celebración de un contrato con la empresa Inti-Tech para la limpieza en seco de paneles solares del Parque Fotovoltaico Tamaya, lo que contempla la utilización de seis robots para completar la limpieza de los 298.980 paneles solares, más el servicio de limpieza manual complementaria **(Sesión Comité de Directores 1 de marzo de 2022).**

8. Autorizar la renovación por el plazo de 3 años, a contar de marzo 2022, el contrato marco vigente con EQUANS, antes ENGIE Services, para la prestación de servicios de mantenimientos recurrentes en especialidades mecánicas, eléctricas y de instrumentación y control en los sitios Mejillones y Tocopilla **(Sesión Comité de Directores 29 de marzo de 2022).**

9. Autorizar la celebración de un contrato con la empresa ENGIE Information et Technologies para la renovación de licencias de plataforma de firma electrónica DocuSign, por el plazo de 3 años **(Sesión Comité de Directores 29 de marzo de 2022).**

10. Autorizar la celebración de un contrato con ENGIE Information et Technologies para la renovación anual de licencias Darwin para el año 2022, lo que contempla las soluciones Darwin Web, Darwin API, Darwin Cube y Darwin Data, con el objetivo de supervisar y controlar remotamente el funcionamiento de las centrales renovables en operación y los sitios en construcción **(Sesión Comité de Directores 29 de marzo de 2022).**

11. Autorizar la celebración de un contrato con ENGIE Information et Technologies para la prestación de servicios de licencias y soporte de servicios corporativos de networking y ciberseguridad, por el plazo de 3 años **(Sesión Comité de Directores 29 de marzo de 2022).**

12. Autorizar la celebración de un contrato de prestación de servicios con Inti-Tech para la limpieza en seco mediante la utilización de robots, 3 de paneles solares del Parque Fotovoltaico Pampa Camarones **(Sesión Comité de Directores 29 de marzo de 2022).**

13. Autorizar la participación en un proceso de licitación para contratación de los servicios de mantención y calibración de los CEMS de las unidades CTM1, CTM2, CTA y CTH, proceso en el que se invitaría a participar a EQUANS (antes ENGIE Services) **(Sesión Comité de Directores 26 de abril de 2022).**

14. Autorizar la extensión por el plazo de 3 meses, a partir del 1 de julio de 2022, del contrato vigente con EQUANS para la prestación de servicios de operación, mantención y calibración de los sistemas de monitoreo continuo de emisiones (CEMS) de las unidades CTM1, CTM2, CTA y CTH **(Sesión Comité de Directores 26 de abril de 2022).**

15. Autorizar la modificación del contrato de mantenimiento de la Central Hidroeléctrica Laja vigente hasta el 31 de julio de 2022 con EQUANS, con el fin de (a) extender su plazo de vigencia por tres años, (b) reducir su alcance, considerando que parte de las actividades de inspección, pruebas y otras serán absorbidas por personal propio de EECL, y (c) consecuentemente, reducir su costo **(Sesión Comité de Directores 26 de abril de 2022).**

16. Autorizar la terminación del contrato de servicios administrativos que se mantiene vigente con Accenture **(Sesión Comité de Directores 31 de mayo de 2022).**

17. Autorizar la modificación del contrato con empresa relacionada GBS con el objeto de incorporar en éste la nueva modalidad de prestación de servicios administrativos conjuntos para las empresas del grupo ENGIE en América e incluir especialmente la prestación de servicios por parte de GBS **(Sesión Comité de Directores 31 de mayo de 2022).**

18. Autorizar la extensión del contrato de operación y mantenimiento vigente con EQUANS con el fin de incorporar dentro del objeto de éste a la Planta Fotovoltaica Coya **(Sesión Comité de Directores 28 de junio de 2022).**

19. Autorizar la extensión hasta el 30 de septiembre 2022 del plazo del contrato vigente con EQUANS para la operación, mantención, calibración y elaboración de reportes de sistemas CEMS de la unidad 15, por el plazo de 3 meses **(Sesión Comité de Directores 26 de julio de 2022).**

20. Autorizar la incorporación de un trabajo adicional al contrato vigente con EQUANS para la prestación de servicios en las especialidades mecánicas, eléctricas y de instrumentación y control para la Central Hidroeléctrica **(Sesión Comité de Directores 26 de julio de 2022).**

21. Autorizar la participación en el proceso de licitación para servicio de lavado de paneles solares, por un periodo de 12 meses (o 10 lavados), para los parques fotovoltaicos Tamaya, Capricornio y Los Loros, proceso en que se invitaría a participar a Inti-Tech, en conjunto con otras empresas (**Sesión Comité de Directores 26 de julio de 2022).**

22. Autorizar la participación en el proceso de licitación para la prestación del servicio de soporte y apoyo a la operación en las Centrales Mejillones y Tocopilla, incluyendo operación en laboratorio de carbón, laboratorios químicos, romanas de pesajes, logística y bodegas, plantas de agua y unidades generadoras, por un plazo de 12 o 24 meses a contar de marzo de 2023, proceso en que se invitaría a participar a IMA Industrial, sociedad del grupo EQUANS, antes ENGIE Services, en conjunto con otras empresas del mercado **(Sesión Comité de Directores 31 de agosto de 2022).**

23. Autorizar la renovación de las licencias para la utilización de productos Microsoft Office 365 y otras, contratadas bajo el contrato corporativo vigente entre ENGIE S.A. y Microsoft, para el periodo comprendido entre octubre de 2022 y septiembre de 2023. renovable por períodos anuales sujeto a la evaluación del área de control de gestión **(Sesión Comité de Directores 31 de agosto de 2022).**

24. Regularizar y pagar trabajo adicional al contrato de lavado de paneles solares del Parque Fotovoltaico Tamaya vigente con Inti-Tech **(Sesión Comité de Directores 31 de agosto de 2022)**.

25. Autorizar la participación en un proceso de licitación para la prestación del servicio de overhaul de la línea de transmisión Capricornio - Altonorte 110 kV, proceso en que se invitaría a participar a EQUANS, antes ENGIE Services, en conjunto con otras empresas del mercado **(Sesión Comité de Directores 27 de septiembre de 2022).**

26. Autorizar la celebración de un contrato con EQUANS, antes ENGIE Services S.A., para la prestación de servicio adicional al contrato de operación y mantenimiento del Parque Fotovoltaico Tamaya, consistente en ejecución de actividades y maniobras de operación necesarias para llevar a cabo trabajos pendientes de la construcción del parque **(Sesión Comité de Directores 25 de octubre de 2022).**

27. Autorizar la celebración de un contrato con Electrabel Corporate HQ Benelux para remplazar la solución actual de historiador IP21 por la plataforma en nube provista por Electrabel (PI System), por el plazo de tres años a contar de enero de 2023 y con renovación anual automática **(Sesión Comité de Directores 25 de octubre de 2022).**

28. Autorizar la celebración de un contrato con Consultora y Asesorías Plataforma Dinámica SpA para la prestación de servicios de consultoría socio territorial para la habilitación de proyectos, por un plazo de 12 meses **(Sesión Comité de Directores 25 de octubre de 2022).**

29. Autorizar la participación en un proceso de licitación para adjudicar el servicio de atención de emergencia para líneas de transmisión de media y alta tensión, por un plazo de 36 meses a partir de mayo de 2023, en el que se invitaría a participar a IMA Industrial, del grupo EQUANS, antes ENGIE Services, en conjunto con otras empresas del mercado. **(Sesión Comité de Directores 29 de noviembre de 2022)**.

30. Autorizar la celebración de un contrato con Electrabel NV/SA para la incorporación de la la aplicación tecnológica "Lorin Inspect" en cuatro sitios de la Sociedad (Mejillones, Tocopilla, Central Laja y subestaciones), con el objeto de conectar y gestionar en una única plataforma de supervisión y análisis, los datos que surgen de las rondas operativas y revisiones en terreno **(Sesión Comité de Directores 13 de diciembre de 2022).**

Remuneración y uso de Presupuesto de Gastos

La remuneración determinada por la Junta Ordinaria de Accionistas, el 26 de abril de 2022, para los miembros del Comité de Directores asciende a 55 UF en cada mes calendario. Además, para su cometido se asignó al Comité de Directores un presupuesto de 5.000 UF anuales. Durante el ejercicio 2022, el Comité no realizó gastos con cargo a ese presupuesto.

Procedimiento para la aprobación de servicios en cuya contratación o licitación puedan participar empresas relacionadas

1. Con ocasión de la preparación del presupuesto, las Gerencias Corporativas respectivas deberán planificar los servicios que potencialmente podrían ser prestados por empresas relacionadas.
2. Trimestralmente, el Gerente General presentará al Comité de Directores la lista de servicios referidos precedentemente, señalando las características del proceso de licitación que se pretende seguir en cada caso e indicando las empresas a ser invitadas a formular ofertas en cada uno de ellos. Esta presentación será sin prejuicio de la necesidad de someter el contrato licitado, en la oportunidad que corresponda, al procedimiento de aprobación descrito más adelante.
3. En el caso de que eventualmente existan razones de mercado, de competencia o de calidad que justifiquen un sistema de contratación directa, el Gerente General deberá presentar los antecedentes al Comité de Directores a fin de que este manifieste su opinión al respecto, no pudiendo adjudicarse el servicio sino una vez que el Directorio así lo apruebe.
4. El Comité de Directores manifestará su opinión respecto de los procesos de licitación que se le presenten, pudiendo, en el marco de sus atribuciones, efectuar recomendaciones a la Administración, revisar o hacer revisar por terceros las bases de licitación respectivas, y pedir que se incluyan o excluyan ciertas empresas entre las invitadas a participar. Adicionalmente, podrá resolver que las ofertas que se presenten deberán ser dirigidas exclusivamente a uno de los directores independientes que el Comité designe especialmente para ello. Además, en el caso de servicios cuya evaluación presente mayor complejidad, podrá solicitar que tanto las bases de licitación como las ofertas recibidas sean revisadas por un tercero independiente, de manera de resguardar la competitividad y transparencia del procedimiento.

5. En el caso que sea recomendable adjudicar el servicio a una empresa relacionada, el gerente general presentará al Comité de Directores el resultado de la licitación y la recomendación para su aprobación, no pudiendo adjudicarse el servicio sino una vez que el Directorio lo apruebe.
6. Durante la ejecución del servicio, el gerente corporativo respectivo deberá informar periódicamente al gerente general de los avances del servicio y gastos involucrados, como asimismo de cualquier desviación del alcance o dificultad que se esté presentando, quien al menos trimestralmente deberá dar cuenta de ello al Comité de Directores.
7. El proceso de aprobación en el Comité de Directores debe ser llevado por el gerente corporativo que corresponda y una vez obtenida la aprobación se operará vía órdenes de compra por los montos aprobados por el Comité, a fin de poder llevar un adecuado control de desembolsos.
8. En general, se tratará de contratar a empresas relacionadas en base a contratos a suma alzada de los servicios y la comparación de los costos totales de ellos, procurándose evitar adjudicaciones basadas en presupuestos meramente estimativos.
9. En el caso que los procedimientos de licitación contemplen instancias de mejoramiento de ofertas, estas deberán consistir en la presentación de nuevas ofertas – o modificaciones a aquellas ya presentadas – en una misma fecha por todos los interesados seleccionados para dicha instancia, de manera de resguardar las condiciones de igualdad y competitividad entre ellos, debiendo adjudicarse el contrato a la oferta más conveniente para la Sociedad, según los criterios previstos en las bases de licitación.

7.4 HECHOS ESENCIALES

Día y hora	Entidad	Materia
29/03/2022 20:50:14	Engie Energía Chile S.A.	Junta ordinaria de accionistas, citaciones, acuerdos y proposiciones.
26/04/2022 16:45:30	Engie Energía Chile S.A.	Cambios en la administración Junta ordinaria de accionistas, citaciones, acuerdos y proposiciones.
26/04/2022 17:03:35	Engie Energía Chile S.A.	Cambios en la administración.
18/07/2022 08:56:39	Engie Energía Chile S.A.	Cambios en la administración.
30/09/2022 08:42:29	Engie Energía Chile S.A.	Activos o paquetes accionarios, adquisición o enajenación.
16/12/2022 09:51:41	Engie Energía Chile S.A.	Activos o paquetes accionarios, adquisición o enajenación.
22/12/2022 08:49:43	Engie Energía Chile S.A.	Otros.
23/12/2022 15:14:26	Engie Energía Chile S.A.	Otros.

Resumen

Con fecha 29 de marzo de 2022, la sociedad informó en calidad de Hecho Esencial que el Directorio de EECCL en sesión efectuada el mismo día citó a Junta Ordinaria de Accionistas a celebrarse el día 26 de abril de 2022 a las 10:00 hrs., con la participación y votación a distancia de los accionistas, con el objeto de tratar y pronunciarse sobre entre otras materias, la destinación de los resultados del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, proponiendo el Directorio no distribuir nuevos dividendos con cargo a dicho ejercicio.

Con fecha 26 de abril de 2022, la Sociedad informó en calidad de Hecho Esencial los siguientes acuerdos adoptados por su Directorio en su sesión celebrada en esa misma fecha: a) designar como Presidente del Directorio a don Frank Demaille; y (b) designar como integrantes del Comité de Directores constituido de conformidad con lo dispuesto en el artículo 50 bis de la Ley N°18.046 a don Cristián Eyzaguirre Johnston, don Mauro Valdés Raczynski y don Claudio Iglesis Guillard, en calidad de directores independientes. A esta fecha no existen efectos distintos a los informados relacionados con este hecho.

Con fecha 26 de abril de 2022, la Sociedad informó en calidad de Hecho Esencial las siguientes decisiones de su Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada con esta misma fecha: (a) no distribuir dividendos definitivos con cargo al ejercicio 2021; sin perjuicio de la ratificación de los dividendos provisorios pagados durante dicho ejercicio; (b) designar como directores titulares y suplentes de la Sociedad a los señores don Frank Demaille, don Hendrik De Buyserie, don Pascal Renaud, don Mireille Van Staeyen, don Cristián Eyzaguirre Johnston, don Mauro Valdés Raczynski y don Claudio Iglesis Guillard; y como sus respectivos directores suplentes a don Aníbal Prieto Larraín, don André Canguçú, don Guilherme Ferrari, Bernard Esselinckx, don Ricardo Fischer Abeliuk, don Enrique Allard Serrano y doña Victoria Vásquez García; y (c) designar como empresa de auditoría externa a la firma Ernst & Young Servicios Profesionales de Auditoría y Asesoría SpA.(EY). A esta fecha no existen efectos distintos a los informados relacionados con este hecho.

Con fecha 18 de julio de 2022, la Sociedad informó en calidad de Hecho Esencial que, con esa misma fecha, el Directorio ha tomado conocimiento de la renuncia presentada por el señor Axel Levêque al cargo de gerente general de la sociedad, la cual se hará efectiva el día 30 de septiembre de 2022. A esta fecha no existen efectos distintos a los informados relacionados con este hecho.

Con fecha 30 de septiembre de 2022, la Sociedad informó en calidad de Hecho Esencial que con fecha 29 de septiembre de 2022, la Sociedad celebró un contrato de promesa de compraventa de acciones con las sociedades Trans Antartic Energía S.A., Trans Antartic Energía III S.A., Bosques de Chiloé S.A., Beltaine Renewable Energy S.L. e Inversiones Butalcura S.A., únicos y actuales accionista de las sociedades Alba S.A., Alba Andes S.A., Alba Pacífica S.A., Energia de Abtao S.A y Rio Alta S.A., para la adquisición del 100% de las acciones de dichas sociedades. Las sociedades objeto de la adquisición son propietarios de (i) Parque Eólico San Pedro I, que dispone de 18 aerogeneradores de una capacidad instalada de 36 MW; (ii) Parque Eólico San Pedro II, que dispone 13 aerogeneradores de una capacidad instalada de 65 MW; y (iii) un proyecto de generación de energía eólica actualmente en desarrollo, con una capacidad por instalar de hasta 151 MW aproximadamente; todos ubicados en la comuna de Dalcahue, Chiloé, Región de Los Lagos. El precio de la transacción será la cantidad de USD 77.000.000, a ser pagado al cierre de la misma.

Con fecha 16 de diciembre de 2022, la sociedad informó en calidad de Hecho Esencial que con fecha 15 de diciembre de 2022, la sociedad celebró un contrato de compraventa de acciones con las sociedades Trans Antartic Energía S.A., Trans Antartic Energía III S.A., Bosques de Chiloé S.A., Beltaine Renewable Energy S.L. e Inversiones Butalcura S.A., únicos y actuales accionistas de las sociedades Alba S.A., Alba Andes S.A., Alba Pacífica S.A., Energia de Abtao S.A y Rio Alta S.A. para la adquisición del 100% de las acciones de dichas sociedades. El precio acordado es de USD 77.000.000, suma que incluye pagos a sociedades relacionadas de los Vendedores y fue pagada al momento de la firma del SPA. Con fecha 1 de diciembre del presente, la Fiscalía Nacional Económica aprobó la operación, sin condiciones y de conformidad con lo dispuesto por el D.L. 211 de 1973.

Con fecha 22 de diciembre de 2022, la sociedad informó en calidad de Hecho Esencial que alineado con el plan de transición energética hacia medios de generación renovables en ejecución por la Sociedad, ésta suscribió los siguientes acuerdos: (a) Con fecha 21 de diciembre del presente, ENGIE celebró un contrato con sociedades del grupo Goldwind para el suministro y adquisición de los aerogeneradores necesarios para la construcción de un parque eólico ubicado en la comuna de Taltal, Región de Antofagasta. (b) Con fecha 2 de diciembre de 2022, ENGIE celebró un contrato con la empresa Sungrow para el suministro y adquisición de un sistema de almacenamiento de energía por medio de baterías (Battery Energy Storage System o "BESS") con una capacidad de 638MWh, con el objeto de proceder con la construcción del denominado proyecto BESS Coya.

Con fecha 23 de diciembre de 2022, la sociedad informó en calidad de Hecho Esencial que en su sesión extraordinaria de Directorio con fecha 22 de diciembre del año en curso, tomó conocimiento del estado en que se encuentran las conversaciones con su proveedor de gas natural licuado ("GNL"), Total Energies Gas & Power Limited ("Total"), en el contexto de la estrechez que vive el mercado internacional de combustibles y de los efectos que de ello se derivan para el Sistema Eléctrico Nacional ("SEN").

7.5 SÍNTESIS DE COMENTARIOS Y PROPOSICIONES DE ACCIONISTAS Y DEL COMITÉ DE DIRECTORES

Durante el ejercicio 2022 no hubo comentarios o proposiciones por parte de los accionistas.

En cumplimiento de lo dispuesto por la Ley N° 18.046, en tanto, el Comité de Directores formuló las siguientes recomendaciones a los accionistas:

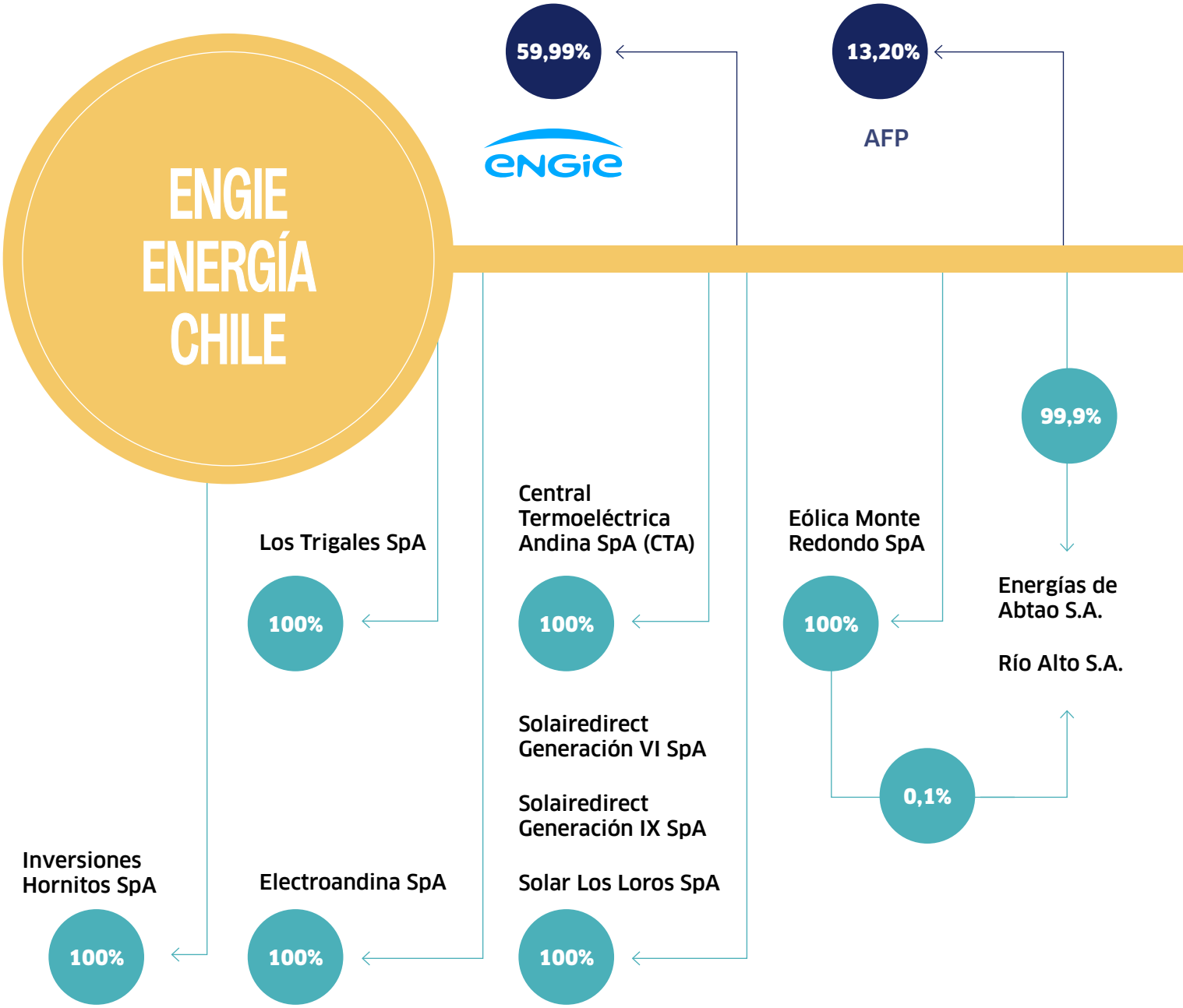
(1) Aprobar la memoria del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2021, el balance y demás estados financieros del ejercicio mencionado, y el informe evacuado por la empresa de auditoría externa de la sociedad para el referido ejercicio.

(2) Designar como empresa de auditoría externa para el ejercicio 2022 a la firma Ernst & Young Servicios Profesionales de Auditoría y Asesorías Limitada y, como segunda alternativa, a Deloitte Auditores y Consultores Limitada, indicando su preferencia respecto de la primera de las empresas nombradas para que desempeñe el cargo.

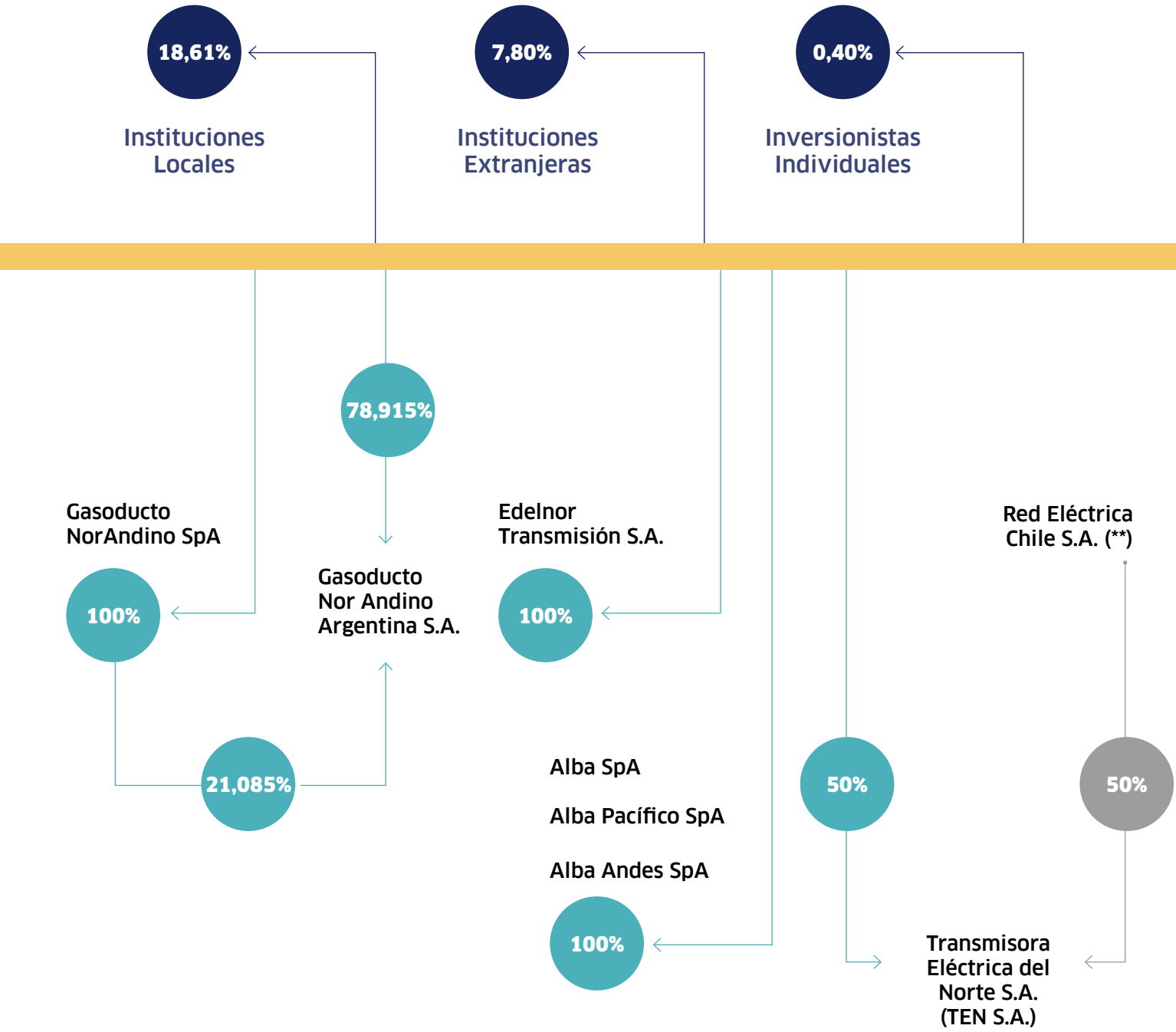
(3) Designar como clasificadoras privadas de riesgo para el ejercicio 2022 a las firmas "Feller Rate Clasificadora de Riesgo Ltda." y "Fitch Chile Clasificadora de Riesgo Ltda".

7.6 MALLA SOCIETARIA

(Al 31 de diciembre de 2022)



(**) Red Eléctrica Chile S.A. pertenece a Red Eléctrica de España.


18,61%
Instituciones Locales
7,80%
Instituciones Extranjeras
0,40%
Inversionistas Individuales
78,915%
Gasoducto NorAndino SpA
100%
Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.
21,085%
Edelnor Transmisión S.A.
100%
Alba SpA
Alba Pacífico SpA
Alba Andes SpA
100%
50%
Red Eléctrica Chile S.A. (**)
50%
Transmisora Eléctrica del Norte S.A. (TEN S.A.)

7.7 IDENTIFICACIÓN DE LAS COMPAÑÍAS FILIALES Y COLIGADAS

ELECTROANDINA SPA.

Filial constituida por escritura pública de fecha 15 de mayo de 1995 en la Notaría de Santiago de don Hugo Leonardo Pérez Pousa. Un extracto de dicha escritura se inscribió a fojas 16 vta N°11 del Registro de Comercio de Tocopilla, correspondiente al año 1995, y se publicó en el Diario Oficial con fecha 18 de mayo de 1995.

Razón Social: Electroandina SpA
Rol Único Tributario: 96.731.500-1
Tipo de Entidad: Sociedad por Acciones
Capital Pagado: MUS$ 50.445
Participación: ENGIE Energía Chile S.A. 100%
Administración: Recae en ENGIE Energía Chile S.A.
Objeto social: Generación, transmisión, comercialización de energía y otros servicios.

CENTRAL TERMOELÉCTRICA ANDINA SPA.

Filial constituida por escritura pública de fecha 20 de noviembre de 2006 en la Notaría de Santiago de don Juan Ricardo San Martín Urrejola. Un extracto de dicha escritura se inscribió a fojas 48.227, número 34.417, del Registro de Comercio de Santiago correspondiente al año 2006 y se publicó en el Diario Oficial, con fecha 29 de noviembre de 2006.

Razón Social: Central Termoeléctrica Andina SpA
Rol Único Tributario: 76.708.710-1
Tipo de Entidad: Sociedad por Acciones
Capital Pagado: MUS$ 30.000
Participación: ENGIE Energía Chile S.A. 100%
Administración: Recae en ENGIE Energía Chile S.A.
Objeto social: Generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

INVERSIONES HORNITOS SpA.

Filial constituida por escritura pública de fecha 15 de mayo de 1995 en la Notaría de Santiago de don Hugo Leonardo Pérez Pousa. Un extracto de dicha escritura se inscribió a fojas 16 vta N°11 del Registro de Comercio de Tocopilla, correspondiente al año 1995, y se publicó en el Diario Oficial con fecha 18 de mayo de 1995.

Razón Social: Inversiones Hornitos SpA.

Rol Único Tributario: 76.009.698-9

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima por Acciones.

Capital Pagado: MUS$ 180.000

Participación: ENGIE Energía Chile S.A. 100%

Administración: Recae en ENGIE Energía Chile S.A.

TRANSMISORA ELÉCTRICA DEL NORTE S.A.

TEN S.A. es una coligada constituida por escritura pública de fecha 1 de marzo de 2007, otorgada en la Notaría de Santiago de don Juan Ricardo San Martín Urrejola. Un extracto de dicha escritura se inscribió a fojas 9373, N°6856, del Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago correspondiente al año 2007, y se publicó en el Diario Oficial el día 7 de marzo de 2007.

Razón Social: Transmisora Eléctrica del Norte S.A.

Rol Único Tributario: 76.787.690-4

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Cerrada.

Capital Pagado: MUS$ 72.876

Participación: ENGIE Energía Chile S.A. 50%

Directorio: Rosaline Corinthien(Presidente), Demián Talavera, André Cangucu, Carlos Puente Pérez, Juan Majada Tortosa y Laura de Rivera.

Gerente General: David Montero

Objeto social: Transmisión y transporte de energía eléctrica, pudiendo al efecto explotar y desarrollar sistemas eléctricos de su propiedad o de terceros, cualquiera sea el sistema de transmisión de que formen parte y la denominación que reciban, incluyendo, por tanto, instalaciones propias de sistema de transmisión nacional dedicado, zonal y polos de desarrollo; comercializar la capacidad de transporte de las líneas de transmisión y de transformación de las subestaciones eléctricas, activos, equipos e instalaciones asociadas a dichas líneas y subestaciones; obtener y ejercer las concesiones, servidumbres y permisos respectivos necesarios para llevar a cabo el objeto social; como también efectuar prestación de servicios en el área de ingeniería eléctrica, mantención de sistemas eléctricos y gestión de empresas relacionadas con su objeto exclusivo.

EDELNOR TRANSMISIÓN S.A.

Edelnor Transmisión S.A. ("ETSA") fue creada en virtud de lo dispuesto en el artículo 7 de la Ley Eléctrica. Es una filial constituida por escritura pública con fecha 9 de diciembre de 2008, otorgada en la Notaría de Santiago de Iván Torrealba Acevedo. Un extracto de dicha escritura se inscribió a fojas 59017, N°40920, del Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago correspondiente al 17 de diciembre de 2008, y se publicó en el Diario Oficial el día 22 de diciembre de 2008.

Razón Social: Edelnor Transmisión S.A.

Rol Único Tributario: 76.046.791-K

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima inscrita en el Registro de Entidades Informantes del artículo 7° de la Ley 18.045.

Capital Pagado: MUS$1.972

Participación: ENGIE Energía Chile S.A. 100%

Directorio: Eduardo Milligan Wenzel, Fernando Valdés Urrutia, Carlos Arias, Gabriel Marcuz, Enzo Quezada Zapata y Demián Talavera.

Gerente General: Rosaline Corinthien.

Objeto social: Transmisión de electricidad, a través de líneas eléctricas, subestaciones eléctricas y otras instalaciones, sean estas integrantes del sistema de transmisión troncal, del sistema de subtransmisión o del sistema de transmisión adicional, propias o de terceros, en los términos dispuestos en la Ley Eléctrica y sus modificaciones.

GASODUCTO NOR ANDINO SpA.

Gasoducto Nor Andino SpA. fue constituida con fecha 4 de marzo de 1997. Con fecha 12 de noviembre de 1997 se transformó en Sociedad Anónima Cerrada y cambió su razón social a Gasoducto Nor Andino S.A. ("GNA"). Posteriormente, con fecha 30 de noviembre de 2015, Gasoducto Nor Andino S.A. se transformó en Sociedad por Acciones, pasando a denominarse, en consecuencia, Gasoducto Nor Andino SpA.

Razón Social: Gasoducto Nor Andino SpA.

Rol Único Tributario: 78.974.730-K

Tipo de Entidad: Sociedad por Acciones.

Capital Pagado: MUS$ 12.516

Participación: ENGIE Energía Chile S.A. 100%

Administración: Recae en ENGIE Energía Chile S.A.

Objeto social: a) El diseño, construcción, dominio, operación, explotación, comercialización, financiamiento, mantención, expansión, modificación, directamente o a través de terceros, de un gasoducto emplazado entre la República Argentina y la República de Chile.
b) La compra, venta, comercialización, importación y exportación de gas natural, la prestación de servicios de transporte de dicho combustible desde la República de Chile a otros países de la región y viceversa y la exportación de servicios relacionados con las actividades antes indicadas.
c) Realizar toda clase de actos y celebrar toda clase de contratos, incluyendo la formación y participación en sociedades y la obtención de permisos, derechos y concesiones que sean necesarias para el mismo.

EÓLICA MONTE REDONDO SPA.

Filial constituida por escritura pública de fecha 12 de noviembre de 2007 en la Notaría de Santiago de doña Antonieta Mendoza Escalas. Un extracto de dicha escritura se inscribió a fojas 52.557 No 37.149 del Registro de Comercio de Santiago, correspondiente al año 2007, y se publicó en el Diario Oficial con fecha 10 de diciembre de 2007.

Razón Social: Eólica Monte Redondo SpA.

Rol Único Tributario: 76.019.239-2

Tipo de Entidad: Sociedad por Acciones.

Capital Pagado: MUS$ 396.101

Participación: ENGIE Energía Chile S.A. 100%

Administración: Recae en ENGIE Energía Chile S.A.

Objeto Social: Generación, transmisión, venta, comercialización y distribución de energía eléctrica.

GASODUCTO NORANDINO ARGENTINA S.A.

Fecha de inscripción en el Registro Público de Comercio del Estatuto original el 1 de diciembre de 1997.

Razón Social: Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Cerrada.

Capital Pagado: El capital nominal es de 6.565.300 acciones de valor nominal 1$ c/u, equivalentes a 1 USD c/u.

Participación: ENGIE Energía Chile S.A. 78,9% y Gasoducto NorAndino SpA 21,1%

Directorio: Gustavo Schettini(Presidente), Lorena Aimó y Ricardo Iglesias.

Gerente General: Rodolfo Reale.

Objeto social: Construcción, diseño, montaje, operación y explotación de gasoductos, oleoductos y poliductos en el territorio de la República Argentina y de las obras y servicios de ingeniería y equipos conexos con estos.

ALGAE FUELS S.A.

Algae Fuels S.A. es una filial constituida por escritura pública de fecha 26 de octubre de 2010, otorgada en la Notaría de Santiago de Patricio Zaldívar Mackenna. Un extracto de dicha escritura se inscribió a fojas 61.492, N° 42.775, del Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago correspondiente al año 2010, y se publicó en el Diario Oficial el día 18 de noviembre de 2010

Razón Social: Algae Fuels S.A.

Rol Único Tributario: 76.122.974-5

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Cerrada.

Capital Acordado: $2.038.093

Participación: ENGIE Energía Chile S.A. 47,1%

Directorio: Beatriz Monreal Haase,, Lorenzo Gazmuri Schleyer, Gloria Lederman Enríquez, Anselmo Palma Pfotzer, Fernando Delfau Vernet, María Loreto Massanés Vogel y Lodewijk Verdeyen.

Gerente General: Juan Claudio Ilharreborde.

Objeto social: Implementación, ejecución y desarrollo de programas de investigación, desarrollo e innovación relacionados a la producción de biocombustibles a partir de microalgas, entre otros asociados a este objeto principal.

PARQUE EÓLICO LOS TRIGALES SpA.

Constitución: La Sociedad fue constituida con fecha 20 de mayo de 2014, en la Notaría de Santiago de don Eduardo Avello Concha e inscrita a fojas 38.858, bajo el número 24.133, en el Registro de Comercio de Santiago correspondiente al año 2014.

Razón Social: Parque Eólico Los Trigales SpA.

RUT: 76.379.625-K

Capital: $973.235.052

Tipo de Sociedad: Sociedad por Acciones.

Participación: 100% ENGIE Energía Chile S.A.

Administración: Recae en ENGIE Energía Chile S.A.

Objeto: La gestión, desarrollo e inversión en todo tipo de proyectos de energías renovables en Chile, ya sea por cuenta propia o de terceros; y la generación, transmisión, distribución, transporte, transformación, adquisición, suministro, compra y venta de energía eléctrica de cualquier naturaleza, en especial renovable.

SOLAIREDIRECT GENERACIÓN VI SpA.

Constitución: La sociedad fue constituida con fecha 31 de agosto de 2012, en la Notaría de Santiago de don Eduardo Avello Concha e inscrita a fojas 66.219, bajo el número 45.959, en el Registro de Comercio de Santiago correspondiente al año 2012.

Razón Social: Solairedirect Generación VI SpA.

RUT: 59.169.880-K

Capital: $100.000.

Tipo de Sociedad: Sociedad por Acciones.

Participación: 100% ENGIE Energía Chile S.A.

Administración: Recae en ENGIE Energía Chile S.A.

Objeto: Generación, transmisión, distribución, transporte, transformación, adquisición, suministro, compra y venta de energía eléctrica de cualquier naturaleza, en especial renovable.

SOLAIREDIRECT GENERACIÓN IX SpA.

Constitución: La sociedad fue constituida con fecha 28 de febrero de 2013, en la Notaría de Santiago de don Eduardo Avello Concha e inscrita a fojas 18.840, bajo el número 12.302, en el Registro de Comercio de Santiago correspondiente al año 2013.

Razón Social: Solairedirect Generación IX SpA.

RUT: 76.267.537-4

Capital: $100.000.

Tipo de Sociedad: Sociedad por Acciones.

Participación: 100% ENGIE Energía Chile S.A.

Administración: Recae en ENGIE Energía Chile S.A.

Objeto: Generación, transmisión, distribución, transporte, transformación, adquisición, suministro, compra y venta de energía eléctrica de cualquier naturaleza, en especial renovable.

SOLAR LOS LOROS SpA.

Constitución: La sociedad fue constituida con fecha 31 de agosto de 2012, en la Notaría de Santiago de don Eduardo Avello Concha e inscrita a fojas 66.137, bajo el número 45.926, Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago correspondiente al año 2012.

Razón Social: Solar Los Loros SpA.

RUT: 76.247.976-1

Capital Pagado: US$ 86.158.790,33

Tipo de Sociedad: Sociedad por Acciones.

Participación: ENGIE Energía Chile S.A. 100%

Administración: Recae en ENGIE Energía Chile S.A.

Objeto social: Distribución, transmisión, generación, transporte y suministro de energía eléctrica o de cualquier naturaleza, en especial energía renovable, ya sea de fuente solar, eólica, hidráulica u otra.

ALBA SpA

Constitución: La sociedad fue constituida con fecha 3 de septiembre de 2010, en la Notaría de Puerto Montt, de don Hernán Tike Carrasco e inscrita a fojas 47.216, bajo el número 32.778 en el Registro de Comercio de Santiago correspondiente al año 2010.

Razón Social: Alba SpA

RUT: 76.114.239-9

Capital: USD 14.496.830

Tipo de Sociedad: Sociedad por Acciones.

Participación: 100% ENGIE Energía Chile S.A.

Administración: Recae en ENGIE Energía Chile S.A.

Objeto: Gestión, desarrollo, inversión, explotación y operación de proyectos de generación eléctrica con recursos eólicos, como asimismo, la gestión, desarrollo, inversión, explotación, y operación de todo tipo de proyectos de energías renovables en Chile, ya sea por cuenta propia o de terceros, en especial de parques de generación eléctrica con recursos eólicos y la realización de cualquier otra actividad que se relacione directa o indirectamente con las ya mencionadas.

ALBA ANDES SpA

Constitución: La sociedad fue constituida con fecha 3 de septiembre de 2010, en la Notaría de Puerto Montt, de don Hernán Tike Carrasco e inscrita a fojas 47.247, bajo el número 32.812 en el Registro de Comercio de Santiago correspondiente al año 2010.

Razón Social: Alba Andes SpA

RUT: 76.114.229-1

Capital: USD 2.315.300

Tipo de Sociedad: Sociedad por Acciones.

Participación: 100% ENGIE Energía Chile S.A.

Administración: Recae en ENGIE Energía Chile S.A.

Objeto: Gestión, desarrollo, inversión, explotación y operación de proyectos de generación eléctrica con recursos eólicos, como asimismo, la gestión, desarrollo, inversión, explotación, y operación de todo tipo de proyectos de energías renovables en Chile, ya sea por cuenta propia o de terceros, en especial de parques de generación eléctrica con recursos eólicos y la realización de cualquier otra actividad que se relacione directa o indirectamente con las ya mencionadas.

ALBA PACÍFICO SpA

Constitución: La sociedad fue constituida con fecha 3 de septiembre de 2010 en la Notaría de Puerto Montt, de don Hernán Tike Carrasco e inscrita a fojas 47.217, bajo el número 32.779 en el Registro de Comercio de Santiago correspondiente al año 2010.

Razón Social: Alba Pacífico SpA

RUT: 76.114.213-5

Capital: USD 2.315.300

Tipo de Sociedad: Sociedad por Acciones.

Participación: 100% ENGIE Energía Chile S.A.

Administración: Recae en ENGIE Energía Chile S.A.

Objeto: Gestión, desarrollo, inversión, explotación y operación de proyectos de generación eléctrica con recursos eólicos, como asimismo, la gestión, desarrollo, inversión, explotación, y operación de todo tipo de proyectos de energías renovables en Chile, ya sea por cuenta propia o de terceros, en especial de parques de generación eléctrica con recursos eólicos y la realización de cualquier otra actividad que se relacione directa o indirectamente con las ya mencionadas.

ENERGÍAS DE ABTAO S.A.

Constitución: La sociedad fue constituida con fecha 1 de abril de 2014, en la Notaría de Santiago de doña Olimpia Schneider Moenne-Loccoz, e inscrita a fojas 26.013, bajo el número 16.342 en el Registro de Comercio de Santiago correspondiente al año 2014.

Razón Social: Energías de Abtao S.A.

RUT: 76.376.043-K

Capital Pagado: $8.678.871.582

Tipo de Sociedad: Sociedad Anónima

Participación: 99,99% ENGIE Energía Chile S.A. y 0,01% Eólica Monte Redondo SpA

Administración: Directorio (Anibal Prieto Larraín, Fernando Valdés Urrutia, Manuel Hinojosa Pérez, María Bernardita Reyes Larraín)

Objeto social: Generación, transmisión, transporte, compra, suministro y venta de energía eléctrica o de cualquier naturaleza, o los elementos o insumos necesarios para producirla; la inversión en toda clase de bienes muebles e inmuebles, la explotación de los mismos, sea por cuenta propia o ajena; la planificación, desarrollo, operación y explotación de todo tipo de actividades y negocios relacionados con el rubro eléctrico y energético en general y bajo todas sus formas y modalidades.

RÍO ALTO S.A.

Constitución: La sociedad fue constituida con fecha 5 de diciembre de 2011, en la Notaría de Santiago de don Fernando Célis Urrutia, e inscrita a fojas 74.071 bajo el número 54.231 en el Registro de Comercio de Santiago correspondiente al año 2011.

Razón Social: Río Alto S.A.

RUT: 76.213.834-4

Capital Pagado: $5.973.264.828

Tipo de Sociedad: Sociedad Anónima

Participación: 99,99% ENGIE Energía Chile S.A. y 0,01% Eólica Monte Redondo SpA

Administración: Directorio (Anibal Prieto Larraín, Fernando Valdés Urrutia, Manuel Hinojosa Pérez, María Bernardita Reyes Larraín)

Objeto social: Generación, transmisión., transporte, compra, suministro y venta de energía eléctrica o de cualquier naturaleza, o los elementos o insumos necesarios para producirla; la inversión en toda clase de bienes muebles e inmuebles, la explotación de los mismos, sea por cuenta propia o ajena; la planificación, desarrollo, operación y explotación de todo tipo de actividades y negocios relacionados con el rubro eléctrico y energético en general y bajo todas sus formas y modalidades.

7.8 INDICADORES DE CUMPLIMIENTO

Cumplimiento legal y normativo

7.8.1 EN RELACIÓN CON CLIENTES	RESPUESTA
Se deberá informar si la entidad cuenta con procedimientos destinados a prevenir y detectar incumplimientos regulatorios referidos a los derechos de sus clientes, en especial respecto a la Ley N°19.496 sobre Protección de los Derechos del Consumidor o aquella legislación equivalente cuando la entidad opere en jurisdicciones extranjeras. Además, se deberá informar el número de sanciones ejecutoriadas en este ámbito y el monto en pesos que representaron esas sanciones.	No aplica para ENGIE Energía Chile

7.8.2 EN RELACIÓN CON SUS TRABAJADORES	RESPUESTA
Se deberá informar si la entidad cuenta con procedimientos destinados a prevenir y detectar incumplimientos regulatorios referidos a los derechos de sus trabajadores. Además, se deberá informar el número de sanciones ejecutoriadas en este ámbito y el monto en pesos que representaron esas sanciones. Deberá referirse especialmente a si ha sido objeto de acciones de tutela laboral.	La empresa pone a disposición de toda la comunidad trabajadora, el canal de de denuncias para todas las situaciones que las personas estimen, faltas a la ética, a los derechos laborales (acoso laboral, acoso sexual). En el Reglamento de Orden Higiene y Seguridad RIOHS, están contempladas los derechos y obligaciones de los trabajadores; que forman parte de su contrato de trabajo. Por el lado de la funcionalidad de la empresa, - que soporta el vigilar, actuar y proceder frente a incumplimientos, es el rol de la Gerencia de Relaciones Laborales(tanto para los trabajadores internos y externos),
N° Sanciones Ejecutorias	No tuvimos sanciones en 2022
Monto sanciones	$ 0
¿La compañía ha sido objeto de acciones de tutela laboral?	Sí

7.8.3 LIBRE COMPETENCIA	RESPUESTA
Se deberá informar si la entidad cuenta con procedimientos destinados a prevenir y detectar incumplimientos regulatorios que puedan afectar la libre competencia. Además, se deberá informar el número de sanciones ejecutoriadas en este ámbito y el monto en pesos que representaron esas sanciones.	**Libre Competencia.** En ENGIE Energía Chile contamos con una serie de mecanismos para resguardar que nuestro accionar está en línea con las directrices que tenemos en esta materia y con el cumplimiento de la normativa legal. Estos lineamientos están recogidos en el Manual de Cumplimiento de Normas de Libre de Competencia, y son vigilados por el Encargado de Libre Competencia de la empresa. Realizamos una charla anual obligatoria para todas las personas que trabajan en la organización. Adicionalmente,
N° Sanciones Ejecutorias	No tuvimos sanciones en 2022
Monto sanciones	$ 0

7.8.4 EN RELACIÓN AL MEDIO AMBIENTE	RESPUESTA
"Se deberán informar los modelos de cumplimiento o programas de cumplimiento que contengan información sobre la definición de sus obligaciones ambientales, modalidad de cumplimiento fijada, plazo de implementación de la conducta de cumplimiento, unidad responsable, matriz de riesgo ambiental y todo antecedente relevante relativo a la comprensión de dicha obligación y su cumplimiento. En caso de no contar con tales modelos o programas, se deberá especificar claramente ese hecho e indicar las razones. Además, se deberá reportar el número de sanciones ejecutoriadas del Registro Público de Sanciones de la Superintendencia de Medio Ambiente o de aquel órgano equivalente en jurisdicciones extranjeras, el total de multas; y el número de programas de cumplimiento aprobados; programas de cumplimiento ejecutados satisfactoriamente; planes de reparación por daño ambiental presentados; y planes de reparación por daño ambiental ejecutados satisfactoriamente."	ENGIE Energía Chile utilizamos el modelo de gestión ambiental ISO14001, que establece la identificación y gestión de los aspectos legales aplicables a la organización, seguimiento permanente de todas las obligaciones a través de listas de verificación, uso de plataformas digitales y consultoría externa permanente sobre nuevas obligaciones ambientales. Contamos con un equipo de expertos a cargo, radicado en la Gerencia de Medio Ambiente y Permisos. (Más información Capitulo Planeta).
N° Sanciones Ejecutorias	0
Total de multas	$ 0
N° programas de cumplimientos aprobados	2
N° programas de cumplimientos ejecutados satisfactoriamente	2
N° Planes de reparación por daño ambiental presentados	0
N° Planes de reparación por daño ambiental ejecutados satisfactoriamente	0

7.8.5 RESPONSABILIDAD PENAL	RESPUESTA
Se deberá informar si la entidad cuenta con procedimientos destinados a prevenir y detectar incumplimientos regulatorios a la Ley N°20.393 que establece la Responsabilidad Penal de las Personas Jurídicas. Además se deberá informar el número de sanciones ejecutoriadas en este ámbito y el monto en pesos que representaron esas sanciones.	Nuestra organización cuenta con un Modelo de Prevención del Delito, certificado, para resguardar a la organización que se encuentra certificado por empresa externa, que nos permite identificar y prevenir los riesgos potenciales asociados a los delitos de corrupción y otros asociados a la Ley Nº 20.393 de Responsabilidad Penal de las Personas Jurídicas. Tenemos un Encargado de Prevención del Delito, un canal de denuncias alojado en la web y en la Intranet. Realizamos charlas anuales dirigidas a la organización para mantener a las personas actualizadas sobre los cambios legales. Adicionalmente, todos nuestros contratos con terceros cuentan con una cláusula de responsabilidad penal.
N° Sanciones Ejecutorias	0
Monto sanciones	$ 0

CAPITULO 8

ÍNDICES DE SOSTENIBILIDAD

8.1 Índice NCG 461
8.2 Índice Estándar SASB
8.3 Alcance y materialidad GRI
8.4 Indice GRI
8.5 Principios Pacto Global

8.1 ÍNDICE NCG 461

TEMAS	SUBTEMA	CAPÍTULO	PÁGINAS
1. Índice de Contenidos			
2. Perfil de la Entidad	**2.1 Propósito y valores**	Gobierno Corporativo	22
	2.2 Información histórica	Somos ENGIE Energía Chile	12 a 19
	2.3 Propiedad	Somos ENGIE Energía Chile/ Factores de Riesgos, Antecedentes Legales e Indicadores de Cumplimiento.	12 a 19, 135 a 185
	Situación de control	Somos ENGIE Energía Chile	12
	Identificación de socios o accionistas mayoritarios	Factores de Riesgos, Antecedentes Legales e Indicadores de Cumplimiento.	160
	Acciones, sus características y derechos	Factores de Riesgos, Antecedentes Legales e Indicadores de Cumplimiento.	160
	Otros valores emitidos por la entidad distintos de las acciones	Factores de Riesgos, Antecedentes Legales e Indicadores de Cumplimiento.	160
3. Gobierno Corporativo	**3.1 Marco de Gobernanza**		
	Funcionamiento del gobierno corporativo	Gobierno Corporativo	33
	Ética y Cumplimiento	Gobierno Corporativo	23
	Políticas de la compañía	Gobierno Corporativo	33
	Innovación	Gobierno Corporativo	50, 51
	Barreras organizacionales que inhiben la diversidad	Gobierno Corporativo	104 a 109
	Organigrama	Gobierno Corporativo	15
	3.2 Directorio		
	Composición	Gobierno Corporativo	30, 36
	Matriz de conocimientos, habilidades y experiencia	Gobierno Corporativo	
	Funcionamiento y rol en la gestión y monitoreo de los riesgos	Gobierno Corporativo	32 a 34, 39 a41
	3.3 Comités de Directorio		
	Composición	Gobierno Corporativo	28, 35
	Principales actividades en el año	Factores de Riesgos, Antecedentes Legales e Indicadores de Cumplimiento	168
	3.4 Ejecutivos principales		
	Administración	Gobierno Corporativo	36
	Estructura de compensaciones	Gobierno Corporativo	38
	3.5 Adhesión a códigos nacionales e internacionales		
	Códigos de buen gobierno corprativo de organismos públicos o privados, nacionales o internacionales	Gobierno Corporativo	23
	3.6 Gestión de Riesgos		
	Gestión de Riesgos	Factores de Riesgos, Antecedentes Legales e Indicadores de Cumplimiento.	136 a 185
	Código de Ética, divulgación y canales de denuncias	Gobierno Corporativo	23, 24
	Planes de sucesión	Personas	102
	Procedimientos para que el Directorio revise estructuras salariales y de compensación del CEO y los altos ejecutivos	Gobierno Corporativo	38
	Procedimientos para someter a la aprobación de los accionistas las estructuras salariales y de compensación a los altos ejecutivos	Gobierno Corporativo	38
	Modelo de Prevención del Delito	Gobierno Corporativo	23
	3.7 Relación con los grupos de interés		
	Unidad de relación con los grupos de interés y medios de prensa	Nuestra Estrategia	40
	Gestión de los Grupos de Interés y mecanismos para levantar sus inquitudes	Nuestra Estrategia	40

TEMAS	SUBTEMA	CAPÍTULO	PÁGINAS
4. Estrategia	**4.1 Horizontes de tiempo**		
	Horizontes de corto, mediano y largo plazo relevantes considerando la vida útil de los activos o infraestructura	Nuestra Estrategia	47
	4.2 Objetivos estratégicos		
	Describir objetivos estratégicos y planificación establecida para alcanzarlos	Nuestra Estrategia	46
	Compromisos adoptados para dar cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible	Nuestra Estrategia	48, 49
	4.3 Planes de inversión	Nuestra Estrategia	45
5. Personas	**5.1 Dotación del personal**	Personas	
	Número de personas por sexo y por categoria de funciones, nacionalidad, rango etario y antiguedad	Personas	110, 111
	Número de personas con discapacidad	Personas	111
	5.2 Formalidad laboral		
	Número de personas con contrato indefinido, a plazo fijo y por obra o faena	Personas	111
	5.3 Adaptabilidad laboral	Personas	
	Personas con jornada ordinaria, jornada a tiempo parcial y con pactos de adaptabilidad, por sexo	Personas	112
	5.4 Equidad salarial por sexo	Personas	
	Política de equidad que vele por la compensación equitativa	Personas	104 a 107
	Brecha salarial por sexo y categoría de funciones en función de la media y la mediana	Personas	107
	5.5 Acoso laboral y sexual	Personas	
	Políticas para prevenir y gestionar el acoso sexual y laboral	Personas	103
	Denuncias recibidas	Personas	112
	5.6 Seguridad laboral	Personas	
	Metas e indicadores de tasas de accidentabilidad, fatalidad, enfermedades profesionales y promedio de días perdidos	Personas	65, 89 a 95
	5.7 Permiso postnatal		
	Política que establezca un período de postnatal superior al legal	Personas	97
	Medidas para fomentar la corresponsabilidad y promover el uso de permisos de postnatal por parte de los hombres	Personas	97
	Personas que hicieron uso del permiso postnatal y parental	Personas	113
	5.8 Capacitación y beneficios		
	Monto de recursos monetarios y porcentaje del ingreso anual de la empresa destinados a capacitación	Personas	101
	Número de personas capacitadas y promedio de horas de capacitación	Personas	101
	Beneficios	Personas	98
	5.9 Política de Subcontratación		
	Sobre si la compañia cuanta con una política de subcontratación	Personas	114

TEMAS	SUBTEMA	CAPÍTULO	PÁGINAS
6. Modelo de Negocios	**6.1 Descripción del sector industrial**		
	Naturaleza de los productos o servicios	Performance	56
	Competencia	Performance	57
	Normas que afecten las actividades	Performance	58, 62
	Entidades reguladoras	Performance	58
	Grupos de interés	Performance	57, 72
	Afiliación a gremios y asociaciones	Performance	61
	6.2 Descripción de los Negocios		
	Industria en la que participamos	Performance	56
	Negocios realizados y distintos segmentos	Performance	64 a 71
	Bienes producidos o servicios prestados, y principales mercados	Performance	12, 16, 44, 64
	Proveedores que representen al menos el 10% de las compras	Personas /Gestión de Proveedores	115, 166
	Clientes que concentran al menos el 10% de los ingresos	Performance	73
	Principales marcas; Patentes de propiedad, Licencias, franquicias, royalties y/o concesiones; Licencias, franquicias, royalties y/o concesiones	Factores de Riesgos, Antecedentes Legales e Indicadores de Cumplimiento	162 a 167
	Aspectos legales, comerciales, sociales, medioambientales y políticos del entorno	Performance	60 a 63
	6.3 Grupos de interés		
	Describir los stakeholders más relevantes y la participación en gremios y asociaciones	Performance	60 a 63
	6.4 Propiedades e instalaciones		
	Características más relevantes	Factores de Riesgos, Antecedentes Legales e Indicadores de Cumplimiento	174
	6.5 Subsidiarias, asociadas e inversionistas en otras sociedades		
	Subsidiarias asociadas	Factores de Riesgos, Antecedentes Legales e Indicadores de Cumplimiento	176
	Inversión en otras sociedades	Factores de Riesgos, Antecedentes Legales e Indicadores de Cumplimiento	174
7. Gestión de Proveedores	**7.1 Pago a proveedores**	Personas	
	Política de pago a proveedores, promoción del pago oportuno y metas de plazo máximo de pago	Personas	114 a 117
	7.2 Evaluación de proveedores	Personas	
	Políticas para evaluar a proveedores en aspectos de calidad de gobierno corporativo, gestión de riesgos y sostenibilidad	Personas	116
	Número de proveedores analizados en el año con criterios de sostenibilidad, porcentaje que representan del total de proveedores evaluados, porcentaje de compras anuales que representan, considerando proveedores nacionales y extranjeros	Personas	116

TEMAS	SUBTEMA	CAPÍTULO	PÁGINAS
8. Indicadores de Cumplimiento	**8.1 Cumplimiento legal y normativo**		
	En relación con clientes,	Factores de Riesgos, Antecedentes Legales e Indicadores de Cumplimiento	140, 184
	En relación con trabajadores,	Factores de Riesgos, Antecedentes Legales e Indicadores de Cumplimiento	184
	En el ámbito medioambiental	Factores de Riesgos, Antecedentes Legales e Indicadores de Cumplimiento	185
	En Libre Competencia	Factores de Riesgos, Antecedentes Legales e Indicadores de Cumplimiento	184
	Procedimientos destinados a detectar y prevenir incumplimientos a la Ley Nº 20.393; número de sanciones ejecutoriadas y monto en pesos	Factores de Riesgos, Antecedentes Legales e Indicadores de Cumplimiento/Gobierno Corporativo	23, 185
	8.2 Indicadores de sostenibilidad por tipo de industria		
	Reporte de las métricas de sostenibilidad materiales para la entidad considerando su sector industrial, establecidas por el SASB y de acuerdo con la clasificación de industria del SICS.	Indicadores de Sostenibilidad	192 a 193
9. Hechos relevantes o esenciales	Resumen de hechos esenciales divulgados en el año, y hechos esenciales divulgados en períodos anteriores pero que hayan tenido influencia importante en los negocios, EEFF, valores u oferta, o que puedan tenerlo a futuro	Factores de Riesgos, Antecedentes Legales e Indicadores de Cumplimiento	172 a 173
10. Comentarios de accionistas y del comité de directores	Síntesis de los comentarios referidos a la marcha de los negocios, de acuerdo con lo prescrito en el artículo 74 de la Ley 18.046	Factores de Riesgos, Antecedentes Legales e Indicadores de Cumplimiento	168 a 173
11. Informes financieros	Los estados financieros de la entidad están disponibles en el sitio en Internet de la Comisión para el Mercado Financiero (https://www.cmfchile.cl/institucional/mercados/entidad.php?mercado=V&rut=88006900&grupo=&tipoentidad=RVEMI&row=AAAwy2ACTAAABy2AAa&vig=VI&control=svs&pestania=3) y en el sitio de ENGIE Energía Chile https://engie-energia.cl/wp-content/uploads/2023/02/Estados_financieros_1222.pdf	Estados Financieros	204 a 319

8.2 ÍNDICE ESTÁNDAR SASB

TEMAS DE DIVULGACIÓN SOBRE SOSTENIBILIDAD Y PARÁMETROS DE CONTABILIDAD

TEMA	PARAMETRO DE CONTABILIDAD	CATEGORÍA	UNIDAD DE MEDIDA	CÓDIGO	RESPUESTAS	PAGINA
Emisiones de gases de efecto invernadero y planificación de los recursos energéticos	(1) Emisiones mundiales brutas de alcance 1, porcentaje cubierto por (2) las regulaciones de limitación de emisiones y (3) las regulaciones de notificación de emisiones.	Cuantitativo	Toneladas métricas (t) de CO_2-e, porcentaje (%)	IF-EU-110a.1	3,6 millones de toneladas de C02eq.	121
	Emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) asociadas a los suministros de energía	Cuantitativo	Toneladas métricas (t) de CO_2-e	IF-EU-110a.2	3,6 millones de toneladas de C02eq.	121, 122
	Análisis de la estrategia o plan a largo y corto plazo para gestionar las emisiones de alcance 1, objetivos de reducción de emisiones y análisis de los resultados en relación con esos objetivos	Debate y Análisis	n/a	IF-EU-110a.3	En ENGIE Energía Chile estamos impulsando la transición energética en el el país. Iniciamos la descarbonización de nuestra matriz energética que conlleva el reemplazo de cerca 1,5 GW de capacidad instalada en base a carbón por 2 GW de energías renovables. En un periodo de cuatro años, ya hemos sumado 0,8 GW de energía renovables. El impacto del retiro de nuestras unidades a carbón ya se está reflejando en una pronunciada reducción de nuestra huella de carbono, en la intensidad de las emisiones y en el volumen de nuestras emisiones locales. De esta manera, en la medida que nuestro plan de descarbonización avanza, nos acercamos a nuestro objetivo principal que es lograr la carbono neutralidad al año 2045. En 2022, nuestras emisiones CO2eq registraron una caída del 34% respecto del año 2021. Respecto del año 2018, cuando anunciamos nuestra salida del carbón, la disminución llega al 25%. La intensidad de las emisiones se calcula considerando las emisiones CO2eq por MW producido. A modo de referencia, una unidad carbonera antigua puede emitir delorden de 1,2 a 1,4 Ton CO2e/MWh producida. En los últimos cinco años, en este indicador hemos registrado una disminución progresiva acercándonos a los niveles registrados en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Al cierre de 2022, alcanzó a 0,59 TonCO2 eq/MWh, un 9,2 % inferior a los niveles registrados en 2021, cuando alcanzó 0,65 TonCO2 eq/MWh. Esta caída se explica por la desconexión de las Unidades 14 (marzo) y 15 de Tocopilla (septiembre); la entrada en operación del Parque Eólico Calama (enero), el ingreso del Parque Eólico Monte Redondo y la Central Hidroeléctrica Laja (ambas unidades adquiridas en 2019) y los Parques Solares PV Tamaya y Capricornio.	42, 121, 122, 123
	1) Número de clientes a los que preste servicio en los mercados sujetos a los estándares sobre las carteras de renovables (RPS) y 2) porcentaje de cumplimiento del objetivo de las RPS, por cada mercado.	Cuantitativo	Número, porcentaje (%)	IF-EU-110a.4	N/A	

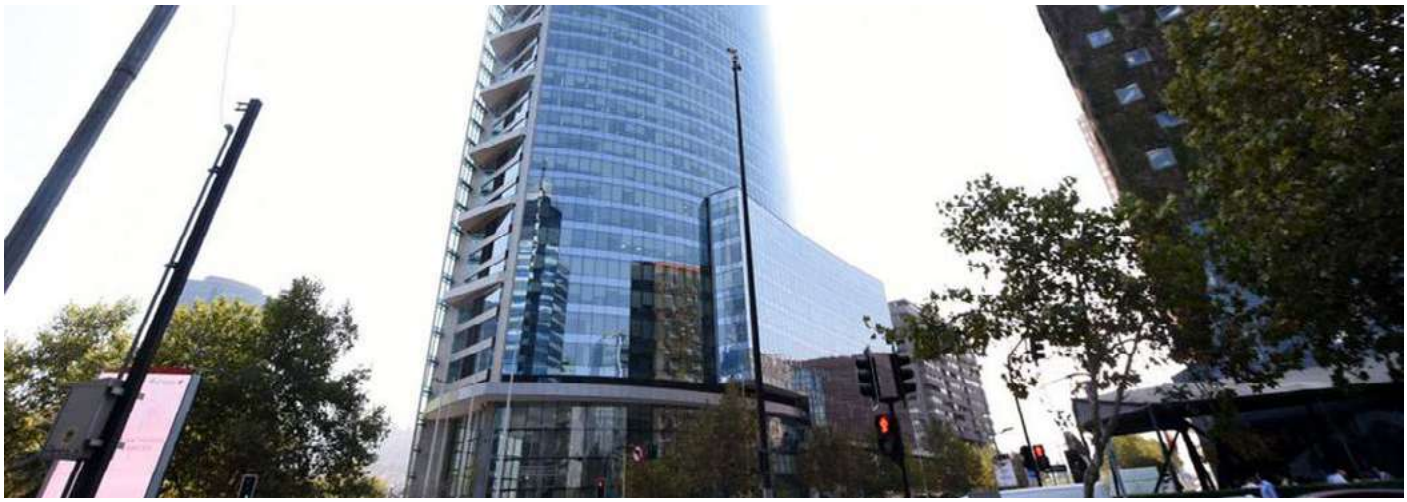
TEMA	PARAMETRO DE CONTABILIDAD	CATEGORÍA	UNIDAD DE MEDIDA	CÓDIGO	RESPUESTAS	PAGINA
Calidad del aire	Emisiones a la atmósfera de los siguientes contaminantes: 1) NOx (excepto el N2O), 2) SOx, 3) material particulado (PM10), 4) plomo (Pb) y 5) mercurio (Hg); el porcentaje de cada uno de ellos en o cerca de zonas densamente pobladas	Cuantitativo	Toneladas métrica (t), porcentaje (%)	IF-EU-120a.1		123
			NOx		4.372 (ton/año)	
			SOx		4.962 (ton/año)	
			MP 10		101,4 (ton/año)	
Gestión del agua	(1) Total de agua extraída.	Cuantitativo	Mil metros cúbicos (m3), porcentaje (%)	IF-EU-140a.1	977.223.054 (m3) extraída	131
	(2) total de agua consumida, porcentaje de cada una en regiones con un estrés hídrico inicial alto o extremadamente alto				36.250.115 m3 agua consumida	
	Consumo en estrés hídrico				(debe decir 0%)	
	Número de incidentes de no conformidad relacionados con permisos, estándares y reglamentos de cantidad o calidad del agua	Cuantitativo	Número	IF-EU-140a.2	Cero	127
	Descripción de los riesgos de la gestión del agua y análisis de las estrategias y las prácticas para mitigarlos	Debate y Análisis	n/a	IF-EU-140a.3	En nuestros procesos productivos utilizamos principalmente agua de mar, que luego se reintegra. Contamos con sistema de monitoreo que nos permiten asegurar que el agua que devolvemos no sobrepase los 30ºC, de acuerdo a los requerimientos legales. El agua dulce la utilizamos para consumo humano y lo proveen las empresas sanitarias. En el marco de la normativa de vertidos de fuentes, las aguas descargadas al mar no pueden superar los 30 °C. En ENGIE Energía Chile, contamos con un sistema de mediciones semanales de temperatura del agua en los pozos de descarga que es informado a las autoridades ambientales. La totalidad de nuestras unidades, cumplen con los límites establecidos en el DS90/2000. En 2022, se instaló un flujómetro en la descarga de la unidad de ciclo combinado en la Central Tocopilla y está planificado instalar un segundo flujómetro en esta unidad. Adicionalmente, se ejecutaron las mantenciones preventivas de todos los flujómetros instalados en la Central Mejillones. Respecto de 2021, en 2022 la extracción de agua de mar registró una baja por la salida de las Unidades 14 y 15 de la operación y menor despacho de las otras unidades.	124

TEMA	PARAMETRO DE CONTABILIDAD	CATEGORÍA	UNIDAD DE MEDIDA	CÓDIGO	RESPUESTAS	PAGINA
Gestión de las cenizas del carbón	Cantidad de residuos generados por la combustión del carbón (RCC).	Cuantitativo	Toneladas métricas (t), porcentaje (%)	IF-EU-150a.1	284.628 Toneladas	124
	Porcentaje reciclado				9% reciclado	
	Número total de embalses de residuos generados por la combustión del carbón (RCC), desglosado por clasificación del potencial de riesgos y por la evaluación de la integridad estructural	Cuantitativo	Número	IF-EU-150a.2	Dos vertederos autorizados, con un potencial de riesgo bajo, con una integridad estructural satisfactoria. Reciben las cenizas de nuestros Complejos Térmico Tocopila y de Mejillones. Con el cierre de nuestra unidades a carbón en Tocopilla, este vertedero recibió su ultima disposición de cenizas en 2022.	120, 121
Asequibilidad de la energía	Tarifa eléctrica promedio al por menor para clientes (1) residenciales, (2) comerciales y (3) industriales	Cuantitativo	Velocidad	IF-EU-240a.1	Los contratos con los clientes libres es confidencial.	6, 7, 44, 60
	Factura típica de electricidad mensual de los clientes residenciales por (1) 500 kWh y (2) 1000 kWh de electricidad suministrada cada mes.	Cuantitativo	Divisa para comunicar	IF-EU-240a.2	No Aplica. ENGIE Energìa Chile no tiene clientes residenciales.	
	Número de cortes de suministro eléctrico de los clientes residenciales por falta de pago, porcentaje reconectado antes de 30 días	Cuantitativo	Número, porcentaje (%)	IF-EU-240a.3	No Aplica. ENGIE Energìa Chile no tiene clientes residenciales.	
	Análisis del efecto de los factores externos en la asequibilidad de la electricidad para los clientes, incluidas las condiciones económicas del territorio de servicio	Debate y Análisis	n/a	IF-EU-240a.4	El sistema eléctrico nacional se encamina hacia la descarbonización de la matiz energética. La incorporación de las energías renovables, desde la perspectiva ambiental y social. Mientras se avanza en esa dirección, en los últimos años el suministro de energía en Chile, se ha visto fuertemente comprometido por factores externos. • La sequía que afecta al país. • El atraso de la entrada de nuevos proyectos de energía renovable en nuestro país debido al impacto • Las limitaciones que está presentando la expansión del sistema de Transmisión, un aspecto clave para el transporte de energías renovables • El incremento de los precios internacionales de los combustibles como consecuencia de la guerra entre Rusia y Ucrania. Estos valores presentan variaciones de más del 100% en promedio, en el periodo 2021 y 2022. • Al aumento del precio del GNL, se suma la necesidad de asegurarlo. • Las indisponibilidades y fallas de centrales eficientes a carbón en el sistema. Pese a este escenario más complejo, en ENGIE Energía Chile estamos cumpliendo nuestros compromisos y contratos de suministro con nuestros clientes. Adicionalmente, implementamos un plan de gestión de activos que nos ha permitido lograr niveles históricos de disponibilidad de nuestras unidades generadoras. Además, estamos acelerando las inversiones en energías renovables y junto con ello, estamos incorporando sistemas de almacenamiento de energía en base a baterías, que permitirán una mayor flexibiidad para inyectar energía al sistema.	
Salud y seguridad de la fuerza laboral	(1) Tasa total de incidentes registrables (TRIR),	Cuantitativo	Velocidad	IF-EU-320a.1	No seguimos ese indicador	91
	(2) Tasa de mortalidad				Cero	
	(3)Tasa de frecuencia de cuasi accidentes (NMFR)				Tasa de Frecuencia 1,38	

TEMA	PARAMETRO DE CONTABILIDAD	CATEGORÍA	UNIDAD DE MEDIDA	CÓDIGO	RESPUESTAS	PAGINA
Eficiencia del uso final y demanda	Porcentaje de los ingresos de las empresas de servicios eléctricos que proceden de estructuras tarifarias que (1) están desacopladas y (2) contienen un mecanismo de ajuste por pérdida de ingresos (LRAM)	Cuantitativo	Porcentaje %	IF-EU-420a.1	N/A	
	Porcentaje de carga eléctrica suministrada con tecnología de red eléctrica inteligente	Cuantitativo	Porcentaje % por megavatios hora (MWh)	IF-EU-420a.2	N/A ENGIE Energía Chile no dispone de redes inteligentes.	
	Ahorro de electricidad por parte de los clientes, gracias a las medidas de eficiencia, por cada mercado.	Cuantitativo	Megavatios hora (MWh)	IF-EU-420a.3	N/A En ENGIE Energía Chile, no estamos desarrollando por el momento, servicios de eficiencia energética.	
Seguridad nuclear y gestión de las emergencias	Número total de unidades de energía nuclear, desglosado por la columna «Matriz de acciones» de la Comisión Reguladora Nuclear de los Estados Unidos (NRC)	Cuantitativo	N/A	IF-EU-540a.1	ENGIE Energìa Chile no dispone de fuentes de energia nuclear en su matriz energética.	
	Descripción de las iniciativas para gestionar la seguridad nuclear y la preparación ante situaciones de emergencia	Debate y Análisis	n/a	IF-EU-540a.2	ENGIE Energìa Chile no dispone de fuentes de energia nuclear en su matriz energética.	
	Número de incidentes de no conformidad de los estándares o reglamentos de seguridad física o cibernética	Cuantitativo	Número	IF-EU-540a.1	N/A.	
Resistencia de la red eléctrica	(1) Índice de duración de la interrupción media del sistema (SAIDI), (2) Índice de frecuencia de la interrupción media del sistema (SAIFI), y (3) Índice de duración de la interrupción media del cliente (CAIDI), que incluye los días en los que se produzcan sucesos graves	Cuantitativo	Minutos, número	IF-EU-540a.2	N/A. Como empresa generadora no contamos con clientes a nivel residencial.	

PARÁMETROS DE ACTIVIDAD

PARÁMETROS DE ACTIVIDAD	CATEGORÍA	UNIDAD DE MEDIDA	CÓDIGO	RESPUESTAS	PAGINA
Número de: clientes (1) residenciales, (2) comerciales e (3) industriales atendidos	Cuantitativo	Número	IF-EU-000.A	180	
La electricidad total suministrada a: (1) los clientes residenciales, (2) los clientes comerciales, (3) los clientes industriales, (4) todos los demás clientes minoristas y (5) los clientes mayoristas	Cuantitativo	Megavatios hora (MWh)	IF-EU-000.B	12.047.000 MWh clientes de la minería e inudstriales.	64
Longitud de las líneas de transmisión y distribución	Cuantitativo	Kilómetros (Km)	IF-EU-000.C	2.413 KM Transmisión	14
Total de electricidad generada, porcentaje por principal fuente de energía, porcentaje en los mercados regulados9	Cuantitativo	Megavatios hora (MWh)/ Porcentaje (%)	IF-EU-000.D	6.100.000 MWh: 57% carbón; 22% gas; 18% energías renovables; 3% diesel.	64
Total de electricidad comprada al por mayor	Cuantitativo	Megavatios hora (MWh)	IF-EU-000.E	4.735.000 MWh + 2.300.000	64



8.3 ALCANCE Y MATERIALIDAD GRI

En ENGIE Energía Chile revisamos anualmente nuestros temas materiales con el fin de que nuestra Memoria Integrada Anual cumpla con su objetivo de informar a nuestros grupos de interés, los aspectos primordiales ocurridos durante el ejercicio y la gestión que realizamos.

Tal como lo hemos hecho voluntariamente desde 2017, para nuestra Memoria Integrada Anual 2022, continuamos utilizando las directrices de los Estándares GRI. A partir de este año el estándar publicó nuevos indicadores y una nueva definición de los temas materiales, entendidos como: los impactos significativos, reales y potenciales, negativos y positivos, que una organización puede generar en el entorno económico, social, ambiental y derechos humanos.

Entre las novedades el GRI también publico estándares sectoriales que sirven de guía a las organizaciones para identificar sus potenciales impactos. Tomamos como guía el recientemente publicado GRI Sectorial 11 Petróleo y Gas, dado que en nuestras operaciones también desarrollamos la actividad de transporte de gas a través de nuestro gasoducto NorAndino.

Adicionalmente, en la revisión de nuestros temas materiales realizamos los siguientes pasos:

Etapa 1: Entender el contexto de la organización

Revisión de las características de la organización y contexto de sostenibilidad, incluyendo aquí: Revisión de documentos corporativos, encuestas, políticas, declaraciones, publicaciones, manuales, reglamentos y códigos, principalmente.

Etapa 2: Identificar los impactos significativos, reales y potenciales, negativos y positivos.

En esta etapa se llevó adelante una revisión de fuentes internas y externas: estándares de sostenibilidad (OCDE, SASB), y cobertura de prensa (sitios y redes sociales), reportes de sostenibilidad y memorias integradas de otras empresas de la industria.

Etapa 3: Evaluar la importancia de los impactos

Dentro de esta etapa se consideró la aplicación de los criterios GRI, un proceso de consulta a los grupos de interés

- **Paso 1**. Los impactos identificados se sometieron a una preselección siguiendo los criterios del GRI
- **Paso 2.** La lista preseleccionada fue presentada a los grupos de interés a través de una encuesta online para asegurar una amplia difusión. Participaron cerca de 284 personas.
- **Paso 3.** Como resultado se obtuvo una lista de tema materiales

Etapa 4: Priorización y validación

- La lista de temas materiales fue presentada a los principales ejecutivos y miembros del Directorio, a quienes les corresponder aprobar esta memoria.
- Para algunos de nuestros temas materiales creamos nuestros propios indicadores a fin de poder darles seguimiento.

8.4 ÍNDICE GRI

Declaración de uso	ENGIE Energía Chile ha elaborado el informe conforme a los Estándares GRI para el período comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre del mismo año.
GRI 1 usado	GRI 1: Fundamentos 2021
Estándares Sectoriales GRI aplicables	GRI 11 Petróleo y Gas

ESTÁNDAR GRI / OTRA FUENTE	CONTENIDO	UBICACIÓN/PÁGINAS	OMISIÓN
CONTENIDOS GENERALES			
GRI 2: Contenidos generales 2021	**2-1** Detalles organizacionales	2, 4	
	2-2 Entidades incluidas en la presentación de informes de sostenibilidad	3	
	2-3 Periodo objeto del informe, frecuencia y punto de contacto	Año: 2022 2	
	2-4 Actualización de la información	anual	
	2-5 Verificación externa	No tiene	
	2-6 Actividades, cadena de valor y otras relaciones comerciales	12, 16, 52	
	2-7 Empleados	12, 96	
	2-8 Trabajadores que no son empleados		No publica
	2-9 Estructura de gobernanza y composición	22 a 28	
	2-10 Designación y selección del máximo órgano de gobierno	30	
	2-11 Presidente del máximo órgano de gobierno	30	
	2-12 Función del máximo órgano de gobierno en la supervisión de la gestión de los impactos	34, 35	
	2-13 Delegación de la responsabilidad de gestión de los impactos	35	
	2-14 Función del máximo órgano de gobierno en la presentación de informes de sostenibilidad	35	
	2-15 Conflictos de interés	39	
	2-16 Comunicación de inquietudes críticas		
	2-17 Conocimientos colectivos del máximo órgano de gobierno	31	
	2-18 Evaluación del desempeño del máximo órgano de gobierno	33	
	2-19 Políticas de remuneración	31	
	2-20 Proceso para determinar la remuneración	31	
	2-21 Ratio de compensación total anual	31	
	2-22 Declaración sobre la estrategia de desarrollo sostenible	25, 44	
	2-23 Compromisos y políticas	22, 23	
	2-24 Incorporación de los compromisos y políticas		
	2-25 Procesos para remediar los impactos negativos	45	
	2-26 Mecanismos para solicitar asesoramiento y plantear inquietudes	35	
	2-27 Cumplimiento de la legislación y las normativas	22	
	2-28 Afiliación a asociaciones	61	
	2-29 Enfoque para la participación de los grupos de interés	40, 47	
	2-30 Convenios de negociación colectiva		No publicamos

ESTÁNDAR GRI / OTRA FUENTE	CONTENIDO	UBICACIÓN/PÁGINAS	OMISIÓN
TEMAS MATERIALES			
GRI 3: Temas Materiales 2021	3-1 Proceso de determinación de los temas materiales	193	
	3.2 GRI Sector Petróleo y Gas		
	3-3 Lista de los temas materiales	**Tema 11.1** Emisiones de GEI **Tema 11.2** Adaptación al clima, resiliencia y transición **Tema 11.3** Emisiones al aire **Tema 11.4** Biodiversidad **Tema 11.5** Residuos **Tema 11.6** Agua y efluentes **Tema 11.7** Cierre y rehabilitación **Tema 11.8** Integridad de los activos y gestión de incidentes críticos **Tema 11.9** Salud y seguridad en el trabajo **Tema 11.10** Prácticas de empleo **Tema 11.11** No discriminación e igualdad de oportunidades **Tema 11.12** Trabajo forzoso y esclavitud moderna **Tema 11.13** Libertad de asociación y negociación colectiva **Tema 11.14** Impactos económicos **Tema 11.15** Comunidades locales **Tema 11.16** Derechos sobre la tierra y los recursos **Tema 11.17** Derechos de los pueblos indígenas **Tema 11.18** Conflictos y seguridad **Tema 11.19** Competencia desleal **Tema 11.20** Anticorrupción **Tema 11.21** Pagos a los gobiernos **Tema 11.22** Política pública	

ESTÁNDAR GRI / OTRA FUENTE	CONTENIDO	UBICACIÓN/PÁGINAS
11.1 EMISIONES DE GEI		
GRI 3: Asuntos materiales 2021	**3-3** Gestión de los asuntos materiales	120
GRI 305: Emisiones 2016	**305-1** Emisiones Directas (alcance 1)	120, 121
	305-2 Emisiones indirectas de GEI al generar energía (alcance 2)	120 a 122
	305-3 Otras emisiones indirectas de GEI (alcance 3)	120 a 122
	305-4 Intensidad de las emisiones de GEI	122
11.2 ADAPTACIÓN AL CLIMA, RESILIENCIA Y TRANSICIÓN		
GRI 3: Asuntos materiales 2021	**3-3** Gestión de los asuntos materiales	120
GRI 201: Desempeño económico 2016	**201-2** Implicaciones financieras y otros riesgos y oportunidades derivados del cambio climático	44, 48, 64 a 69, 136
GRI 305 Emisiones	**305-5** Reducción de las emisiones de GEI	120
11.3 EMISIONES AL AIRE		
GRI 3: Asuntos materiales 2021	**3-3** Gestión de los asuntos materiales	120
GRI 305: Emisiones 2016	**305.7** Óxidos de nitrógeno (NOX), óxidos de azufre (SOX) y otras emisiones significativas al aire	121
11.4 BIODIVERSIDAD		
GRI 3: Asuntos materiales 2021	**3-3** Gestión de los asuntos materiales	128/Información parcial
GRI 304 Biodiversidad 2016	**304-1** Sitios operacionales en propiedad, arrendados o gestionados ubicados dentro de o junto a áreas protegidas o zonas de gran valor para la biodiversidad fuera de áreas protegidas	128, 129
	304-2 Impactos significativos de las actividades, productos y servicios en la biodiversidad	
	304-3 Hábitats protegidos o restaurados	
	304-4 Especies que aparecen en la Lista Roja de la IUCN y en listados nacionales de conservación cuyos hábitats se encuentren en áreas afectadas por las operaciones	
11.5 RESIDUOS		
GRI 3: Asuntos materiales 2021	**3-3** Gestión de los asuntos materiales	125/información parcial
GRI 306 Residuos 2020	**306-1** Generación de residuos e impactos significativos relacionados con los residuos	125, 127
	306-2 Gestión de impactos significativos relacionados con los residuos	125, 127
	306-3 Residuos generados	125, 126
	306-4 Residuos no destinados a eliminación	126
	306-5 Residuos destinados a eliminación	126
11.6 AGUA Y EFLUENTES		
GRI 3: Asuntos materiales 2021	**3-3** Gestión de los asuntos materiales	125/información parcial
GRI 306: Efluentes y residuos 2016	**306-3** Derrames significativos	No tuvimos derrames en 2022
GRI 303 Agua y Efuentes 2018	**303-1** Interacción con el agua como recurso compartido	No publica
	303-2 Gestión de los impactos relacionados con los vertidos de agua	130
	303-3 Extracción de agua	130, 131
	303-4 Vertidos de agua	130, 131
	303-5 Consumo de agua	130, 131

ESTÁNDAR GRI / OTRA FUENTE	CONTENIDO	UBICACIÓN/PÁGINAS
11.7 CIERRE Y REHABILITACIÓN		
GRI 3: Asuntos materiales 2021	**3-3** Gestión de los asuntos materiales	76
GRI 402 Relaciones trabajador empresa 2016	**402-1** Plazos mínimos de notificación sobre cambios operativos	76, 80
GRI 404 Formación y enseñanza 2016	**404-2** Programas para mejorar las competencias de los empleados y programas de ayuda a la transición	76 a 78
INDICADOR ENGIE	**EE 3** Promoción del empleo Local y el emprendimiento.	83 a 85
	EE 4 Acceso a la energía comunidades vecinas	86
11.8 INTEGRIDAD DE LOS ACTIVOS Y GESTIÓN DE INCIDENTES CRÍTICOS		
GRI 306: Efluentes y residuos 2016	**306-3** Derrames significativos	No tuvimos derrames en 2022
11.9 SALUD Y SEGURIDAD EN EL TRABAJO		
GRI 3: Asuntos materiales 2021	**3-3** Gestión de los asuntos materiales	89
GRI 403: Salud y seguridad en el trabajo 2018	**403-1** Sistema de gestión de la salud y la seguridad en el trabajo	90
	403-2 Identificación de peligros, evaluación de riesgos e investigación de incidentes	90
	403-3 Servicios de salud en el trabajo	89
	403-4 Participación de los trabajadores, consultas y comunicación sobre salud y seguridad en el trabajo	90, 91
	403-5 Formación de trabajadores sobre salud y seguridad en el trabajo	90, 91
	403-6 Promoción de la salud de los trabajadores	89 a 93
	403-7 Prevención y mitigación de los impactos en la salud y la seguridad en el trabajo directamente vinculados con las relaciones comerciales	No publica
	403-8 Cobertura del sistema de gestión de la salud y la seguridad en el trabajo	100% de los trabajadores
	403-9 Lesiones por accidente laboral	93
	403-10 Lesión, dolencia o enfermedad laboral	93
11.10 PRÁCTICAS DE EMPLEO		
GRI 3: Asuntos materiales 2021	**3-3** Gestión de los asuntos materiales	96, 114
GRI 401 Empleo	**401-1** Nuevas contrataciones de empleados y rotación de personal	106
	401-2 Prestaciones para los empleados a tiempo completo que no se dan a los empleados a tiempo parcial o temporales	100% de los empleados están contratados a tiempo completo y con contrato indefinido
	401-3 Permiso parental	97, 110
GRI 404:Formación y enseñanza 2016	**404-1** Media de horas de formación al año por empleado	101
GRI 414: Evaluación social de los proveedores 2016	**414-1** Nuevos proveedores que han pasado filtros de selección de acuerdo con los criterios sociales	115
	414-2 Impactos sociales negativos en la cadena de suministro y medidas tomadas	114 a 117

ESTÁNDAR GRI / OTRA FUENTE	CONTENIDO	UBICACIÓN/PÁGINAS
11.11 NO DISCRIMINACIÓN E IGUALDAD DE OPORTUNIDADES		
GRI 3: Asuntos materiales 2021	**3-3** Gestión de los asuntos materiales	104
GRI 202: Presencia en el mercado 2016	**202-2** Proporción de altos ejecutivos contratados de la comunidad local	No publica
GRI 401: Empleo 2016	**401-3** Permiso parental	97, 110
GRI 405: Diversidad e igualdad de Oportunidades 2016	**405-1** Diversidad de órganos de gobierno y empleados	105 a 108
	405-2 Relación entre salario base y remuneración de mujeres y de hombres	107
GRI 406: No discriminación 2016	**406-1** Casos de discriminación y acciones correctivas emprendidas	No registramos casos de discriminación
11.12 TRABAJO FORZOSO Y ESCLAVITUD MODERNA		
GRI 3: Asuntos materiales 2021	**3-3** Gestión de los asuntos materiales	114
GRI 414: Evaluación social de los proveedores 2016	**414-1** Nuevos proveedores que han pasado filtros de selección de acuerdo con los criterios sociales	115
	414-2 Impactos sociales negativos en la cadena de suministro y medidas tomadas	114 a 117
11.13 LIBERTAD DE ASOCIACIÓN Y NEGOCIACIÓN COLECTIVA		
GRI 3: Asuntos materiales 2021	**3-3** Gestión de los asuntos materiales	114
GRI 414: Evaluación social de los proveedores 2016	**414-1** Nuevos proveedores que han pasado filtros de selección de acuerdo con los criterios sociales	115
	414-2 Impactos sociales negativos en la cadena de suministro y medidas tomadas	114 a 117
TEMA 11.14 IMPACTOS ECONÓMICOS		
GRI 3: Asuntos materiales 2021	**3-3** Gestión de los asuntos materiales	44
GRI 201 Desempeño económico 2016	**201-2** Implicaciones financieras y otros riesgos y oportunidades derivados del cambio climático	44, 48, 64 a 69, 136
Indicador ENGIE avance plan de descarbonización	**EE 1** Incorporación nuevos proyectos de energías renovables	12, 16, 46
	EE 2 Cierre de unidades	12, 16, 44
11.15 COMUNIDADES LOCALES		
GRI 3: Asuntos materiales 2021	**3-3** Gestión de los asuntos materiales	82
GRI 413: Comunidades locales 2016	**413-1** Operaciones con participación de la comunidad local, evaluaciones del impacto y programas de desarrollo	82 a 88
	413-2 Operaciones con impactos negativos significativos –reales y potenciales– en las comunidades locales	82 a 88

ESTÁNDAR GRI / OTRA FUENTE	CONTENIDO	UBICACIÓN/PÁGINAS
11.16 DERECHOS SOBRE LA TIERRA Y LOS RECURSOS		
GRI 3: Asuntos materiales 2021	**3-3** Gestión de los asuntos materiales	47 a 48, 82 a 88
	Nuestras unidades de negocios requieren construir y operar infraestructura para la generación de energía (unidades térmicas, parques solares, éolicos, sistema de almacenamientos) y la entrega de servicios de transmisión (subestaciones y líneas de transmisión). En ambos casos, este despliegue conlleva impactos para las comunidades donde emplazamos nuestros proyectos. En este contexto, nuestro objetivo es insertarnos como un vecino que, junto con gestionar los impactos que genera, aporta al desarrollo local. En cada una de las zonas en las que operamos, contamos con un equipo territorial, encargado de mantener un relacionamiento permanente. Desde nuestra Política de Asociatividad, impulsamos el empleo local y el fortalecimiento de las PYMES locales, como también el acceso a energías renovables para los espacios públicos.	48, 82
11.17 DERECHOS DE LOS PUEBLOS INDÍGENAS		
GRI 3: Asuntos materiales 2021	**3-3** Gestión de los asuntos materiales	No publica
GRI 411: Derechos de los Pueblos indígenas 2016	**411-1** Casos de violaciones de los derechos de los pueblos indígenas	No registramos casos de violaciones ni denuncias.
11.18 CONFLICTOS Y SEGURIDAD		
GRI 3: Asuntos materiales 2021	**3-3** Gestión de los asuntos materiales	No publica
11.19 COMPETENCIA DESLEAL		
GRI 3: Asuntos materiales 2021	**3-3** Gestión de los asuntos materiales	23, 24
GRI 206 Competencia Desleal 2016	**206-1** Acciones jurídicas relacionadas con la competencia desleal y las prácticas monopólicas y contra la libre competencia	184
11.20 ANTICORRUPCIÓN		
GRI 3: Asuntos materiales 2021	**3-3** Gestión de los asuntos materiales	23, 24
GRI 205 Anticorrupción 2016	**205-1** Operaciones evaluadas en función de los riesgos relacionados con la corrupción	23, 116, 184
	205-2 Comunicación y formación sobre políticas y procedimientos anticorrupción	23, 116, 184
	205-3 Incidentes de corrupción confirmados y medidas tomadas	23, 116, 184
11.21 PAGOS A LOS GOBIERNOS		
GRI 3: Asuntos materiales 2021	**3-3** Gestión de los asuntos materiales	No publica
11.22 POLÍTICA PÚBLICA		
GRI 3: Asuntos materiales 2021	**3-3** Gestión de los asuntos materiales	
GRI 415: Política pública 2016		Información parcial

8.4 PRINCIPIOS PACTO GLOBAL

PRINCIPIO	AVANCES 2022
PRINCIPIO 1 **Las empresas deben apoyar y respetar la protección de los derechos humanos fundamentales, reconocidos internacionalmente, dentro de su ámbito de influencia.**	En su Política de Derechos Humanos, denominada "Compromisos del Grupo en Materia de Derechos Humanos", ENGIE Energía Chile reafirma de manera pública su apoyo al respeto de los derechos humanos, según lo estipulado en los principios y directrices de Naciones Unidas (Código de Conducta y Ética en los Negocios, página 28, disponible en www.engie-energia.cl). En 2022, profundizamos nuestro compromiso con la creación de un Comité de Vigilancia integrado por diferentes gerencias y adicionalmente, reforzamos nuestro proceso de debida diligencia en esta materias. **Páginas 114 a 117.**
PRINCIPIO 2 **Las empresas deben asegurarse de sus socios y colaboradores no son cómplices en la vulneración de los derechos humanos.**	ENGIE Energía Chile incluye en los contratos con sus proveedores, contratistas y socios una disposición que estipula el respeto de estos grupos de interés a los compromisos en materia de Derechos Humanos que suscribe la Compañía (Código de Conducta y Ética en los Negocios, página 28, disponible en www.engie-energia.cl. Como parte de sus compromisos con los Derechos Humanos. La empresa realiza capacitaciones anuales sobre estas materias. **Paginas 114 a 117**
PRINCIPIO 3 **Las empresas deben apoyar la libertad de afiliación y el reconocimiento efectivo del derecho a la negociación colectiva.**	En el Compromiso Nº2 de su Política de Derechos Humanos, ENGIE Energía Chile señala que se asegurará de que se respeten los derechos humanos de sus empleados, de conformidad con las convenciones de la Organización Internacional del Trabajo. Esto implica, entre otros aspectos, su "Reconocimiento de la libertad de asociación y el derecho a la negociación colectiva" (Código de Conducta y Ética en los Negocios, página 28, disponible en www.engie-energia.cl). **Páginas 24 al 26 y 114 a 117.**
PRINCIPIO 4 **Las empresas deben apoyar la eliminación de toda forma de trabajo forzoso o realizado bajo coacción.**	En el Compromiso Nº2 de su Política de Derechos Humanos, ENGIE Energía Chile señala que se asegurará de que se respeten los derechos humanos de sus empleados, de conformidad con las convenciones de la Organización Internacional del Trabajo. Esto implica, entre otros aspectos, su "Rechazo a todas las formas de trabajo forzoso u obligatorio" (Código de Conducta y Ética en los Negocios, página 28). **Páginas 24 al 26 y 114 a 117.**
PRINCIPIO 5 **Las empresas deben apoyar la erradicación del trabajo infantil.**	En el Compromiso Nº2 de su Política de Derechos Humanos, ENGIE Energía Chile señala que se asegurará de que se respeten los derechos humanos de sus empleados, de conformidad con las convenciones de la Organización Internacional del Trabajo. Esto implica, entre otros aspectos, su "Rechazo al trabajo infantil" (Pag 28 de su Código de Conducta y Ética en los Negocios. **Páginas 24 al 26 y 114 a 117.**
PRINCIPIO 6 **Las empresas deben apoyar la abolición de las prácticas de discriminación en el empleo y la ocupación.**	**Páginas 98 a 110**
PRINCIPIO 7 **Las empresas deberán mantener un enfoque preventivo que favorezca el medio ambiente.**	**Páginas 25, 44 , 120 a 131**
PRINCIPIO 8 **Las empresas deben fomentar las iniciativas que promuevan una mayor responsabilidad ambiental.**	**Páginas 25, 120 a 131**
PRINCIPIO 9 **Las empresas deben favorecer el desarrollo y la difusión de las tecnologías respetuosas con el medio ambiente.**	**Páginas 25**
PRINCIPIO 10 **Las empresas deben trabajar contra la corrupción en todas sus formas, incluidas extorsión y soborno.**	**Páginas 24 y 25**

CAPITULO 9

ESTADOS FINANCIEROS

Estados Financieros
Declaración de Responsabilidad

ÍNDICE

Estados de Situación Financiera Consolidados Clasificado **210**

Estados de Resultados Integrales Consolidados por Función **212**

Otros Resultados Integrales Consolidados **213**

Estados de Flujo de Efectivo – Directo **214**

Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado Neto **216**

NOTA 1 – INFORMACIÓN GENERAL **218**

NOTA 2 – BASES DE PRESENTACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS **218**

2.1 Bases de Preparación 218

2.2 Nuevas IFRS e Interpretaciones del Comité de Interpretaciones de IFRS 219

2.3 Responsabilidad de la Información, Juicios y Estimaciones Realizadas 224

2.4 Entidades Filiales 224

2.5 Inversiones Contabilizadas por el Método de la Participación 225

2.6 Principios de Consolidación 225

2.7 Cambios en las políticas contables significativas 226

2.8 Moneda Funcional y de Presentación 226

2.9 Periodo Contable 226

2.10 Conversión de Moneda Extranjera 227

NOTA 3 – CRITERIOS CONTABLES APLICADOS **227**

3.1 Propiedades, Plantas y Equipos 227

3.2 Combinación de Negocio y Plusvalía 228

3.3 Otros Activos No Financieros No Corrientes 229

3.4 Activos Intangibles 229

3.5 Deterioro de Activos 230

3.6 Activos arrendados 231

3.7 Instrumentos Financieros 232

3.8 Inventarios 238

3.9 Activos No Corrientes Mantenidos para la Venta y Actividades Interrumpidas 238

3.10 Provisiones 239

3.11 Clasificación del Valor Corriente y No Corriente 239

3.12 Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos 239

3.13 Reconocimiento de Ingresos y Gastos 240

3.14 Ganancia (Pérdida) por Acción 241

3.15 Dividendos 241
3.16 Efectivo y Equivalentes al Efectivo 241
3.17 Segmentos de Operación 242
3.18 Pasivos y Activos Contingentes 242
NOTA 4 – REGULACION SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO 242
4.1 Descripción del Negocio 242
4.2 Información de Regulación y Funcionamiento del Sistema Eléctrico 242
4.3 Tipos de clientes 243
4.4 Principales Activos 243
4.5 Energías Renovables 243
NOTA 5 – REORGANIZACIONES SOCIETARIAS 244
5.1 Adquisición de filiales 244
NOTA 6 – EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO 245
6.1 Disponible 245
6.2 Depósitos a Plazo 245
6.3 Efectivo y Equivalentes al Efectivo 246
NOTA 7 – OTROS ACTIVOS FINANCIEROS 246
NOTA 8 - OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS CORRIENTES 247
NOTA 9 – CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR 247
9.1 Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes 248
9.2 Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes 248
NOTA 10 – CUENTAS POR COBRAR, CUENTAS POR PAGAR Y TRANSACCIONES CON ENTIDADES RELACIONADAS 251
10.1 Remuneración de Personal Clave de la Gerencia 251
10.2 Personal Clave de la Gerencia 252
10.3 Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente 253
10.4 Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente 253
10.5 Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes 254
10.6 Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, No Corrientes 254
10.7 Transacciones con Entidades Relacionadas 255

NOTA 11 – INVENTARIOS CORRIENTES **258**

NOTA 12 – IMPUESTOS CORRIENTES **259**

NOTA 13 – OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS, NO CORRIENTE **259**

NOTA 14 – INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL METODO DE LA PARTICIPACIÓN **260**

NOTA 15 – ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE PLUSVALÍA **261**

NOTA 16 – PLUSVALÍA **262**

NOTA 17 – PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS **264**

NOTA 18 – ACTIVOS POR DERECHO DE USO **270**

NOTA 19 – IMPUESTOS DIFERIDOS **272**

19.1 Los activos por impuestos diferidos al cierre incluyen los siguientes conceptos 273

19.2 Los pasivos por impuestos diferidos al cierre incluyen los siguientes conceptos 273

19.3 Conciliación Tasa Efectiva 274

19.4 Resultado Tributario de las Filiales Nacionales al término del periodo 275

NOTA 20 – OTROS PASIVOS FINANCIEROS **276**

NOTA 21 – DERIVADOS Y OPERACIONES DE COBERTURA **280**

NOTA 22 – PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS **283**

NOTA 23 – GESTION DE RIESGOS **285**

23.1 Riesgos de Mercado 285

23.2 Riesgo de Precio de Acciones 287

23.3 Riesgo de Precio de Combustibles 287

23.4 Riesgo de Crédito 288

23.5 Deudores por Venta 289

23.6 Activos Financieros y Derivados 289

23.7 Riesgo de Liquidez 289

23.8 Seguros 290

23.9 Clasificación de Riesgo 291

NOTA 24 – CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR **291**

NOTA 25 – PROVISIONES CORRIENTES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS **293**

NOTA 26 – OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS **293**

NOTA 27 – OTRAS PROVISIONES NO CORRIENTES **294**

NOTA 28 – PROVISIONES NO CORRIENTES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS **295**

NOTA 29 – PATRIMONIO **296**

29.1 Política de Dividendos 296

29.2 Gestión de Capital 296

NOTA 30 – INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS **297**

NOTA 31 – COSTOS DE VENTA **299**

NOTA 32 – OTROS INGRESOS Y EGRESOS DE LA OPERACIÓN **300**

NOTA 33 – GASTOS DE ADMINISTRACIÓN **300**

NOTA 34 – GASTOS DEL PERSONAL **301**

NOTA 35 – OTROS GASTOS (INGRESOS) **301**

NOTA 36 – INGRESOS FINANCIEROS **302**

NOTA 37 – COSTOS FINANCIEROS **302**

NOTA 38 – DIFERENCIAS DE CAMBIO **303**

NOTA 39 – GANANCIA POR ACCIÓN **304**

NOTA 40 – GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS **305**

40.1 Garantías Directas 305

40.2 Garantías Indirectas 306

40.3 Cauciones Obtenidas de Terceros 306

40.4 Restricciones 308

40.5 Otras Contingencias 310

NOTA 41 – DOTACIÓN **312**

NOTA 42 – SANCIONES **313**

NOTA 43 – MEDIO AMBIENTE **313**

NOTA 44 – INFORMACION FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES **315**

NOTA 45 – HECHOS POSTERIORES **315**

ANEXO 1 – SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENGIE ENERGIA CHILE S.A **316**

ANEXO 2 – DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA **317**

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS CLASIFICADO,

al 31 de diciembre de 2022 y 2021, expresados en miles de dólares estadounidenses

ACTIVOS	Nota	31/12/2022 kUSD	31/12/2021 kUSD
Activos Corrientes			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	132.365	215.689
Otros activos financieros corrientes	7-21	17.865	0
Otros activos no financieros corrientes	8	160.280	46.882
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	9	220.567	165.012
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	10	5.532	6.429
Inventarios corrientes	11	264.055	158.319
Activos por impuestos corrientes, corriente	12	35.179	23.901
Activos Corrientes, Total		**835.843**	**616.232**
Activos No Corrientes			
Otros activos financieros no corrientes	7-21	5.055	0
Otros activos no financieros no corrientes	13	17.080	25.748
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	9	325.798	85.601
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	10	14.787	14.161
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	14	124.313	108.906
Activos intangibles distintos de la plusvalía	15	172.239	188.532
Plusvalía	16	15.913	25.099
Propiedades, planta y equipo	17	2.576.582	2.746.143
Activos por derecho de uso	18	161.490	168.175
Activos por impuestos diferidos	19	79.161	20.265
Activos No Corrientes, Total		**3.492.418**	**3.382.630**
Activos, Total		**4.328.261**	**3.998.862**

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS CLASIFICADO,

al 31 de diciembre de 2022 y 2021, expresados en miles de dólares estadounidenses

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31/12/2022 kUSD	31/12/2021 kUSD
Pasivos Corrientes			
Otros pasivos financieros corrientes	20-21	383.061	99.745
Pasivos por arrendamientos corrientes	22	6.416	6.305
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	24	229.766	262.763
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	10	7.766	8.065
Pasivos por impuestos corrientes	12	12.560	3.672
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	25	15.173	11.753
Otros pasivos no financieros corrientes	26	5.477	5.086
Pasivos Corrientes, Total		**660.219**	**397.389**
Pasivos No Corrientes			
Otros pasivos financieros no corrientes	20-21	1.392.613	958.043
Pasivos por arrendamientos no corrientes	22	135.165	140.951
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	10	51.738	53.420
Otras provisiones no corrientes	27	149.863	58.546
Pasivo por impuestos diferidos	19	124.621	218.374
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	28	46	47
Otros pasivos no financieros no corrientes	26	81	81
Pasivos, No Corrientes, Total		**1.854.127**	**1.429.462**
Total Pasivos		**2.514.346**	**1.826.851**
Patrimonio			
Capital Emitido		1.043.728	1.043.728
Ganancias acumuladas		364.144	752.913
Otras Reservas	29	406.043	375.370
Patrimonio Neto Atribuible a los Propietarios de la Controladora		**1.813.915**	**2.172.011**
Patrimonio Total		**1.813.915**	**2.172.011**
Patrimonio y Pasivos, Total		**4.328.261**	**3.998.862**

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS POR FUNCIÓN,

al 31 de diciembre de 2022 y 2021, expresados en miles de dólares estadounidenses

ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS INTEGRALES POR FUNCIÓN	Nota	31/12/2022 kUSD	31/12/2021 kUSD
Ingresos de actividades ordinarias	30	1.920.266	1.478.614
Costo de ventas	31	(1.900.963)	(1.311.571)
Ganancia bruta		**19.303**	**167.043**
Otros ingresos	32	13.322	10.328
Gastos de administración	33	(37.905)	(37.955)
Otros gastos o ingresos, por función	35	(448.255)	(12.077)
Ganancia (pérdida) ctividades de operación		**(453.535)**	**127.339**
Ingresos financieros	36	16.782	1.607
Costos financieros	37	(75.485)	(88.807)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	14	5.513	(1.934)
Diferencias de cambio	38	(14.702)	22.592
Ganancia (pérdida), antes de Impuesto		**(521.427)**	**60.797**
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	19	132.658	(13.423)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones Continuadas		**(388.769)**	**47.374**
Ganancia, atribuible a:			
Ganancia, atribuible a los propietarios de la controladora		(388.769)	47.374
Ganancias por Acción:			
Ganancia		(388.769)	47.374
Ganancia por acción básica en operaciones continuadas	39	(USD 0,369)	USD 0,045

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

OTROS RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS,

al 31 de diciembre de 2022 y 2021, expresados en miles de dólares estadounidenses

OTRO RESULTADO INTEGRAL	31/12/2022 kUSD	31/12/2021 kUSD
Ganancia	**(388.769)**	**47.374**
Coberturas del flujo de efectivo		
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	38.358	23.689
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral		
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral	(7.685)	1.497
Otro resultado integral	**30.673**	**25.186**
Resultado Integral	**(358.096)**	**72.560**
Resultado Integral atribuible a:		
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	(358.096)	72.560
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras	0	0
Resultado Integral Total	**(358.096)**	**72.560**

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

ESTADOS DE FLUJO DE EFECTIVO – DIRECTO,

al 31 de diciembre de 2022 y 2021, expresados en miles de dólares estadounidenses

ESTADO CONSOLIDADO DE FLUJO DE EFECTIVO - DIRECTO	Nota	31/12/2022 kUSD	31/12/2021 kUSD
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		2.057.935	1.729.101
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		6.532	5.341
Otros cobros por actividades de operación		74	4
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(2.278.926)	(1.361.431)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(60.267)	(60.265)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(35.173)	(27.376)
Otros pagos por actividades de operación		(2.538)	(9.639)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) operaciones			
Intereses pagados, clasificados como actividades de operación		(55.827)	(75.920)
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación)		(11.436)	(453)
Otras entradas (salidas) de efectivo, clasificados como actividades de operación		(49.079)	(67.396)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación		**(428.705)**	**131.966**

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

ESTADOS DE FLUJO DE EFECTIVO – DIRECTO,

al 31 de diciembre de 2022 y 2021, expresados en miles de dólares estadounidenses

ESTADO CONSOLIDADO DE FLUJO DE EFECTIVO - DIRECTO	Nota	31/12/2022 kUSD	31/12/2021 kUSD
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios		(116.330)	0
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades, clasificados como actividades de inversión		58	0
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades, clasificados como actividades de inversión		(59)	0
Compras de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		(197.408)	(208.594)
Cobros a entidades relacionadas		0	8.000
Intereses recibidos		848	359
Pagos derivados de contratos de futuro, a término de opciones y permuta financiera		(112.883)	(42.000)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		107.687	39.509
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		**(318.087)**	**(202.726)**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de la emisión de acciones		0	60.000
Pagos por adquirir o rescatar las acciones de la entidad		0	(36.000)
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		305.000	50.000
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		362.000	125.000
Pagos de préstamos		0	(50.000)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros		(4.185)	(6.475)
Dividendos pagados		0	(90.565)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		**662.815**	**51.960**
Incremento (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(83.977)	(18.800)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		653	(761)
Incremento (disminución) de efectivo y equivalentes al efectivo		**(83.324)**	**(19.561)**
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del período	6	215.689	235.250
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	**6**	**132.365**	**215.689**

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO CONSOLIDADO NETO ,

al 31 de diciembre de 2022, expresados en miles de dólares estadounidenses

Estado de cambios en el patrimonio neto al 31 de diciembre de 2022	Cambios en Capital Emitido Acciones Ordinarias	Cambios en Otras Reservas		Cambios en Resultados Retenidos (Pérdidas Acumuladas)	Patrimonio Neto Atribuible a los Propietarios de la Controladora Total	Cambios en Participa-ciones no Controladoras	Cambios en Patrimonio Neto, Total
		Otras Reservas Varias	Reservas de Conversión				
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Patrimonio al 01-01-2022	1.043.728	375.370	0	752.913	2.172.011	0	2.172.011
Ganancia	0	0	0	(388.769)	(388.769)	0	(388.769)
Otros Resultados Integrales	0	30.673	0	0	30.673	0	30.673
Total Resultados Integrales	**0**	**30.673**	**0**	**(388.769)**	**(358.096)**	**0**	**(358.096)**
Dividendos	0	0	0	0	0	0	0
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	0	0	0	0	0	0	0
Cambios en Patrimonio	**0**	**30.673**	**0**	**(388.769)**	**(358.096)**	**0**	**(358.096)**
Saldo Final Ejercicio Actual 31-12-2022	**1.043.728**	**406.043**	**0**	**364.144**	**1.813.915**	**0**	**1.813.915**

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO CONSOLIDADO NETO ,

al 31 de diciembre de 2021, expresados en miles de dólares estadounidenses

Estado de cambios en el patrimonio neto al 31 de diciembre de 2021	Cambios en Capital Emitido Acciones Ordinarias	Cambios en Otras Reservas		Cambios en Resultados Retenidos (Pérdidas Acumuladas)	Patrimonio Neto Atribuible a los Propietarios de la Controladora Total	Cambios en Participa-ciones no Controladoras	Cambios en Patrimonio Neto, Total
		Otras Reservas Varias	Reservas de Conversión				
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Patrimonio al 01-01-2021	1.043.728	326.184	0	798.096	2.168.008	0	2.168.008
Ganancia	0	0	0	47.374	47.374	0	47.374
Otros Resultados Integrales	0	25.186	0	0	25.186	0	25.186
Total Resultados Integrales	**0**	**25.186**	**0**	**47.374**	**72.560**	**0**	**72.560**
Dividendos	0	0	0	(92.557)	(92.557)	0	(92.557)
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	0	24000	0	0	24.000	0	24000
Cambios en Patrimonio	**0**	**49.186**	**0**	**(45.183)**	**4.003**	**0**	**4.003**
Saldo Final Ejercicio Anterior 30-12-2021	**1.043.728**	**375.370**	**0**	**752.913**	**2.172.011**	**0**	**2.172.011**

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

NOTA 1 – INFORMACION GENERAL

1.1 Información Corporativa

ENGIE ENERGIA CHILE S.A. en adelante EECL, fue creada como Sociedad de Responsabilidad Limitada, el 22 de octubre de 1981, con aportes de la Empresa Nacional de Electricidad S.A. (ENDESA) y de la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO).

Inició sus operaciones con domicilio legal en la ciudad de Antofagasta, con fecha primero de junio de 1981.

El 30 de septiembre de 1983, ENGIE ENERGIA CHILE S.A. se transformó en una Sociedad Anónima Abierta de duración indefinida, transada en la Bolsa Chilena y como tal se encuentra inscrita, con fecha 23 de julio de 1985, en el Registro de Valores con el número 0273 y sujeto a la fiscalización de la Comisión para el Mercado Financiero. Para efectos de tributación el rol único tributario (RUT) es el N° 88.006.900-4.

En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 26 de abril de 2016, se acordó sustituir el nombre de la Sociedad E.CL S.A. por "ENGIE ENERGIA CHILE S.A."

El domicilio social y las oficinas principales de ENGIE ENERGIA CHILE S.A. se encuentran en la ciudad de Santiago de Chile, en la Avenida Isidora Goyenechea N° 2800 Oficinas 1601,1701, 1801, Las Condes, teléfono N° (56-2) 23533200.

La Sociedad es controlada por el Grupo ENGIE en forma directa a través de ENGIE AUSTRAL S.A. titular de 631.924.219 acciones, sin valor nominal y de serie única, cuya participación alcanza al 59,99%, el 40,01% restante es transado en las distintas bolsas de comercio de Chile.

Los Estados Financieros Consolidados de ENGIE ENERGIA CHILE S.A. al 31 de diciembre de 2022 fueron aprobados en el Directorio de la Sociedad el 31 de enero de 2023. Los Estados Financieros Consolidados de ENGIE ENERGIA CHILE S.A. al 31 de diciembre de 2021 fueron aprobados en el Directorio de la Sociedad el 25 de enero de 2022.

Estos Estados Financieros Consolidados se presentan en miles de dólares de los Estados Unidos (salvo mención expresa) por ser esta la moneda funcional de la Sociedad.

NOTA 2 – BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

2.1 Bases de Preparación

Los presentes Estados Financieros Consolidados de ENGIE ENERGIA CHILE S.A. y Filiales han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera, emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB).

Los presentes estados financieros consolidados reflejan fielmente la situación financiera de ENGIE ENERGIA CHILE S.A. al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas.

Los presentes Estados Financieros Consolidados se han preparado a partir de los registros de contabilidad mantenidos por ENGIE ENERGIA CHILE S.A y sus Filiales.

2.2 Nuevas normas IFRS, Interpretaciones y Enmiendas del Comité de Interpretaciones de IFRS

La Compañía aplicó por primera vez ciertas normas, interpretaciones y enmiendas, las cuales son efectivas para los períodos que inicien el 1 de enero de 2022 o fecha posterior. La Compañía no ha adoptado en forma anticipada ninguna norma, interpretación o enmienda que habiendo sido emitida aun no haya entrado en vigencia.

a) Las normas, interpretaciones y enmiendas a IFRS que entraron en vigencia a la fecha de los estados financieros, su naturaleza e impactos se detallan a continuación:

Enmiendas		Fecha de aplicación obligatoria
IFRS 3	Referencia al Marco Conceptual	1 de enero de 2022
IAS 16	Propiedad, planta y equipo: productos obtenidos antes del uso previsto	1 de enero de 2022
IAS 37	Contratos onerosos – costo de cumplimiento de un contrato	1 de enero de 2022
IFRS 1, IFRS 9, IFRS 16, IAS 41	Mejoras anuales a las normas 2018-2022	1 de enero de 2022

IFRS 3 Referencia al Marco Conceptual

En mayo 2020, el IASB emitió enmiendas a la norma IFRS 3 Combinaciones de Negocios – Referencia al Marco Conceptual. Estas enmiendas están destinadas a reemplazar la referencia a una versión anterior del Marco Conceptual del IASB (Marco de 1989) con una referencia a la versión actual emitida en marzo 2018 sin cambiar significativamente sus requerimientos.

Las enmiendas agregan una excepción al principio de reconocimiento de la NIIF 3 para evitar el problema de las ganancias o pérdidas potenciales del “día 2” que surgen de pasivos y pasivos contingentes que estarían dentro del alcance de la NIC 37 Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes o la CINIIF 21 Gravámenes, si se incurren por separado. La excepción requiere que las entidades apliquen los criterios de la NIC 37 o la CINIIF 21, respectivamente, en lugar del Marco Conceptual, para determinar si existe una obligación presente en la fecha de adquisición.

Al mismo tiempo, las enmiendas añaden un nuevo párrafo a la NIIF 3 para aclarar que los activos contingentes no califican para el reconocimiento en la fecha de adquisición.

Las enmiendas deben aplicarse de forma prospectiva.

La enmienda es aplicable por primera vez en 2022, sin embargo, no tiene impacto en los estados financieros consolidados de la entidad.

IAS 16 Propiedad, plata y equipo: cobros antes del uso previsto

La enmienda prohíbe a las entidades deducir del costo de un elemento de propiedad, planta y equipo (PP&E), cualquier producto de la venta de elementos producidos mientras se lleva ese activo a la ubicación y condición necesarias para que pueda operar de la manera prevista por la administración. En su lugar, una entidad reconoce los ingresos de la venta de dichos elementos y los costos de producción de esos elementos en el resultado del periodo.

La enmienda debe aplicarse retroactivamente solo a los elementos de PP&E disponibles para su uso en o después del comienzo del primer período presentado cuando la entidad aplica la enmienda por primera vez.

La sociedad ha aplicado anticipadamente esta enmienda a partir del ejercicio 2021.

IAS 37 Contratos onerosos – costo de cumplimiento de un contrato

En mayo 2020, el IASB emitió enmiendas a la norma IAS 37 Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes para especificar los costos que una entidad necesita incluir al evaluar si un contrato es oneroso o genera pérdidas.

Las enmiendas están destinadas a proporcionar claridad y ayudar a garantizar la aplicación consistente de la norma. Las entidades que aplicaron previamente el enfoque de costo incremental verán un aumento en las provisiones para reflejar la inclusión de los costos relacionados directamente con las actividades del contrato, mientras que las entidades que previamente reconocieron las provisiones por pérdidas contractuales utilizando la guía de la norma anterior, IAS 11 Contratos de Construcción, deberán excluir la asignación de costos indirectos de sus provisiones. Se requerirá juicio para determinar qué costos están "directamente relacionados con las actividades del contrato", pero creemos que la guía en la IFRS 15 será relevante.

Las enmiendas deben aplicarse de forma prospectiva a los contratos para los que una entidad aún no ha cumplido con todas sus obligaciones al comienzo del período anual sobre el que se informa en el que aplica por primera vez las enmiendas (la fecha de la aplicación inicial). Se permite la aplicación anticipada y esta debe revelarse.

La enmienda es aplicable por primera vez en 2022, sin embargo, no tiene impacto en los estados financieros consolidados de la entidad.

IFRS 1, IFRS 9, IFRS 16 e IAS 41 Mejoras anuales a las normas NIIF 2018 - 2020

El IASB ha emitido “Mejoras anuales a los estándares IFRS 2018–2020”. El pronunciamiento contiene enmiendas a cuatro Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) como resultado del proyecto de mejoras anuales de IASB.

IFRS 1: Subsidiaria como adoptante por primera vez. La enmienda permite que una subsidiaria que opte por aplicar el párrafo D16(a) de la IFRS 1, mida las diferencias de conversión acumuladas utilizando los montos informados en los estados financieros consolidados de la matriz, con base en la fecha de transición a las IFRS de la matriz, si no se realizaron ajustes para la consolidación y para los efectos de la combinación de negocios en la que la controladora adquirió la subsidiaria. Esta modificación también aplica a una asociada o negocio conjunto que opte por aplicar el párrafo D16(a) de la IFRS 1.

IFRS 9: Comisiones en la prueba del '10 por ciento' para la baja de pasivos financieros. La enmienda aclara que las comisiones que una entidad incluye al evaluar si los términos de un pasivo financiero nuevo o modificado son sustancialmente diferentes de los términos del pasivo financiero original. Estas comisiones incluyen sólo las pagadas o recibidas entre el prestatario y el prestamista, incluidas las comisiones pagadas o recibidas por el prestatario o el prestamista en nombre del otro. No hay una modificación similar propuesta para la NIC 39.

Una entidad aplica la modificación a los pasivos financieros que se modifican o intercambian a partir del comienzo del periodo anual sobre el que se informa en el que la entidad aplica por primera vez la modificación.

Ejemplos ilustrativos que acompañan a la IFRS 16: Incentivos de arrendamiento. La enmienda elimina la ilustración de los pagos del arrendador en relación con las mejoras de la propiedad arrendada en el Ejemplo ilustrativo 13 que acompaña a la IFRS 16. Esto elimina la confusión potencial con respecto al tratamiento de los incentivos de arrendamiento al aplicar la IFRS 16.

IAS 41: Tributación en las mediciones del valor razonable. La enmienda elimina el requisito del párrafo 22 de la NIC 41 de que las entidades excluyan los flujos de efectivo para impuestos al medir el valor razonable de los activos dentro del alcance de la NIC 41.

La enmienda es aplicable por primera vez en 2022, sin embargo, no tiene impacto en los estados financieros consolidados de la entidad.

b) Las normas e interpretaciones, así como las enmiendas a IFRS, que han sido emitidas, pero aún no han entrado en vigencia a la fecha de estos estados financieros, se encuentran detalladas a continuación.

Normas e Interpretaciones		Fecha de aplicación obligatoria
IFRS 17	Contratos de Seguro	1 de enero de 2023

IFRS 17 Contratos de Seguro

En mayo de 2017, el IASB emitió la IFRS 17 Contratos de Seguros, una nueva norma de contabilidad específica para contratos de seguros que cubre el reconocimiento, la medición, presentación y revelación. Una vez entre en vigencia sustituirá a IFRS 4 Contratos de Seguro emitida en 2005. La nueva norma aplica a todos los tipos de contratos de seguro, independientemente del tipo de entidad que los emiten, así como a ciertas garantías e instrumentos financieros con determinadas características de participación discrecional.

Algunas excepciones dentro del alcance podrán ser aplicadas.

En diciembre de 2021, el IASB modificó la NIIF 17 para agregar una opción de transición para una "superposición de clasificación" para abordar las posibles asimetrías contables entre los activos financieros y los pasivos por contratos de seguro en la información comparativa presentada en la aplicación inicial de la NIIF 17.

Si una entidad elige aplicar la superposición de clasificación, sólo puede hacerlo para períodos comparativos a los que aplica la NIIF 17 (es decir, desde la fecha de transición hasta la fecha de aplicación inicial de la NIIF 17).

IFRS 17 será efectiva para periodos que comiencen en o después del 1 de enero de 2023, requiriéndose cifras comparativas. La aplicación anticipada es permitida, siempre que la entidad aplique IFRS 9 Instrumentos Financieros, en o antes de la fecha en la que se aplique por primera vez IFRS 17.

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

Enmiendas		Fecha de aplicación obligatoria
IAS 8	Definición de estimados contables	1 de enero de 2023
IAS 1	Revelación de políticas contables	1 de enero de 2023
IAS 12	Impuestos diferidos relacionado con activos y pasivos que surgen de una sola transacción	1 de enero de 2023
IAS 1	Clasificación de pasivos como corrientes o no corrientes	1 de enero de 2024
IFRS 16	Pasivos por arrendamientos relacionados a ventas con arrendamiento posterior	1 de enero de 2024
IFRS 10 e IAS 28	Estados Financieros Consolidados – venta o aportación de activos entre un inversor y su asociada o negocio conjunto	Por determinar

IAS 8 Políticas Contables, Cambios en las Estimaciones Contables y Errores – Definición de Estimados Contables

En febrero de 2021, el IASB emitió modificaciones a la IAS 8, en las que introduce una nueva definición de "estimaciones contables". Las enmiendas aclaran la distinción entre cambios en estimaciones contables y cambios en las políticas contables y la corrección de errores. Además, aclaran cómo utilizan las entidades las técnicas de medición e insumos para desarrollar la contabilización de estimados.

La norma modificada aclara que los efectos sobre una estimación contable, producto de un cambio en un insumo o un cambio en una técnica de medición son cambios en las estimaciones contables, siempre que estas no sean el resultado de la corrección de errores de períodos anteriores. La definición anterior de un cambio en la estimación contable especificaba que los cambios en las estimaciones contables pueden resultar de nueva información o nuevos desarrollos. Por lo tanto, tales cambios no son correcciones de errores.

La enmienda será efectiva para períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero 2023.

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

IAS 1 Presentación de los Estados Financieros - Revelación de Políticas Contables

En febrero de 2021, el IASB emitió modificaciones a la IAS 1 y a la Declaración de práctica de IFRS N°2 Realizar juicios de materialidad, en el que proporciona orientación y ejemplos para ayudar a las entidades a aplicar juicios de importancia relativa a las revelaciones de política contable.

Las modificaciones tienen como objetivo ayudar a las entidades a proporcionar revelaciones sobre políticas contables que sean más útiles por:

- Reemplazar el requisito de que las entidades revelen sus políticas contables "significativas" con el requisito de revelar sus políticas contables "materiales"
- Incluir orientación sobre cómo las entidades aplican el concepto de materialidad en la toma de decisiones sobre revelaciones de políticas contables

Al evaluar la importancia relativa de la información sobre políticas contables, las entidades deberán considerar tanto el tamaño de las transacciones como otros eventos o condiciones y la naturaleza de estos.

La enmienda será efectiva para períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero 2023. Se permite la aplicación anticipada de las modificaciones a la NIC 1 siempre que se revele este hecho.

IAS 12 Impuesto diferido relacionado con activos y pasivos que surgen de una sola transacción

En mayo de 2021, el IASB emitió modificaciones a la NIC 12, que reducen el alcance de la excepción de reconocimiento inicial según la NIC 12, de modo que ya no se aplique a transacciones que dan lugar a diferencias temporarias imponibles y deducibles iguales.

Las modificaciones aclaran que cuando los pagos que liquidan un pasivo son deducibles a efectos fiscales, es cuestión de juicio (habiendo considerado la legislación fiscal aplicable) si dichas deducciones son atribuibles a efectos fiscales al pasivo reconocido en los estados financieros (y gastos por intereses) o al componente de activo relacionado (y gastos por intereses). Este juicio es importante para determinar si existen diferencias temporarias en el reconocimiento inicial del activo y pasivo.

Asimismo, conforme a las modificaciones emitidas, la excepción en el reconocimiento inicial no aplica a transacciones que, en el reconocimiento inicial, dan lugar a diferencias temporarias imponibles y deducibles iguales. Sólo aplica si el reconocimiento de un activo por arrendamiento y un pasivo por arrendamiento (o un pasivo por desmantelamiento y un componente del activo por desmantelamiento) dan lugar a diferencias temporarias imponibles y deducibles que no son iguales. No obstante, es posible que los activos y pasivos por impuestos diferidos resultantes no sean iguales (por ejemplo, si la entidad no puede beneficiarse de las deducciones fiscales o si se aplican tasas de impuestos diferentes a las diferencias temporarias imponibles y deducibles). En tales casos, una entidad necesitaría contabilizar la diferencia entre el activo y el pasivo por impuestos diferidos en resultados.

La enmienda será efectiva para períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero 2023.

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

IAS 1 Presentación de Estados Financieros – Clasificación de Pasivos como Corrientes o No Corrientes

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

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

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

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

IFRS 16 Pasivos por arrendamientos relacionados a ventas con arrendamiento posterior

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

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

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

Un vendedor-arrendatario aplica la enmienda a los períodos de presentación de informes anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2024. Se permite la aplicación anticipada y ese hecho debe revelarse. Un vendedor-arrendatario aplica la enmienda de forma retroactiva de acuerdo con IAS 8 a las transacciones de venta con arrendamiento posterior realizadas después de la fecha de aplicación inicial (es decir, la modificación no se aplica a las transacciones de venta con arrendamiento posterior realizadas antes de la fecha de aplicación inicial). La fecha de aplicación inicial es el comienzo del período anual sobre el que se informa en el que una entidad aplicó por primera vez la norma IFRS 16.

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

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

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

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

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

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

2.3 Responsabilidad de la Información, Juicios y Estimaciones Realizadas

El directorio de ENGIE ENERGIA CHILE S.A. ha tomado conocimiento de la información contenida en estos estados financieros consolidados y se declara responsable respecto de la veracidad de la información incorporada en el presente informe al 31 de diciembre de 2022.

La preparación de los estados financieros requiere que la administración realice juicios, estimaciones y supuestos que afectan la aplicación de las políticas de contabilidad y los montos de activos, pasivos, ingresos y gastos presentados. Los resultados reales pueden diferir de estas estimaciones. Las estimaciones y supuestos relevantes son revisadas regularmente. Las revisiones de las estimaciones contables son reconocidas en el período en que la estimación es revisada y en cualquier período futuro afectado.

Las estimaciones, principalmente comprenden:

- **Vida útil de propiedades, planta y equipos y pruebas de deterioro**

  La vida útil de cada clase de activos productivos ha sido estimada por la Administración. Esta estimación podría variar como consecuencia de cambios tecnológicos y/o factores propios del negocio. Adicionalmente, la Sociedad ha evaluado al cierre del ejercicio la existencia de indicios de deterioro exigidos por la NIC 36.

- **Hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de las indemnizaciones por años de servicios**

  Para determinar el pasivo respectivo, se han considerado como metodología, el cálculo actuarial, considerando tasa de descuento, rotación de personal, tasa de mortalidad, retiros promedios y finalmente tasa de incremento salarial (Nota 3.10.1).

- **Contingencias, juicios o litigios**

  La Sociedad evalúa periódicamente la probabilidad de pérdida de sus litigios y contingencias de acuerdo a las estimaciones realizadas por sus asesores legales. En los casos en que la Administración y los abogados de la Sociedad han opinado que se obtendrán resultados favorables o que los resultados son inciertos y los juicios se encuentran en trámite, no se han constituido provisiones al respecto.

- **Activos Intangibles**

  Para estimar el valor de uso, la Sociedad prepara las provisiones de flujos de caja futuros antes de impuestos. En el caso de que el importe recuperable sea inferior al valor neto en libros del activo, se registra la correspondiente provisión por pérdida por deterioro por la diferencia, con cargo a amortizaciones del Estado de Resultados.

2.4 Entidades Filiales

Estos estados financieros consolidados incorporan los estados financieros de la Sociedad y entidades controladas por la Compañía. El control se logra cuando la empresa:

- Tiene poder sobre la participada;
- Está expuesta, o tiene derecho, a rendimientos variables procedentes de su implicación en la participada; y
- Tiene la capacidad de utilizar su poder para afectar sus rendimientos.

La Compañía reevalúa si tiene o no control en una participada si los hechos y circunstancias indican que hay cambios en uno o más de los tres elementos de control listados arriba.

Las filiales "Electroandina SpA.", "Central Termoeléctrica Andina SpA.", "Gasoducto Nor Andino SpA", "Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.", "Inversiones Hornitos SpA.", "Edelnor Transmisión S.A.", “Solairedirect Generación VI SpA”, “Solairedirect Generación IX SpA”, “Parque Eólico Los Trigales SpA”, “Solar Los Loros SpA”, “Eólica Monte Redondo SpA”, Alba SpA, Alba Andes SpA, Alba Pacífico SpA, Río Alto S.A. y Energías de Abtao S.A. se consolidan en estos estados financieros. Los activos, pasivos y resultados se incluyen en las cuentas anuales consolidadas después de las eliminaciones y/o ajustes que corresponden a las operaciones propias del Grupo EECL (Ver Anexo 1 a).

2.5 Inversiones Contabilizadas por el Método de la Participación

Corresponde a la participación en sociedades en la que EECL posee control conjunto con otra sociedad o en las que ejerce una influencia significativa.

El método de la participación consiste en registrar la participación por la fracción del patrimonio neto que representa la participación de la Sociedad sobre el capital ajustado de la emisora.

Las entidades asociadas son aquellas entidades en donde la Sociedad tiene influencia significativa, pero no control, sobre las políticas financieras y operacionales.

El detalle de las sociedades contabilizadas por el método de la participación se describe en Anexo 1 b).

La filial Transmisora Eléctrica del Norte S.A. es contabilizada por el método de la participación.

Un negocio conjunto es un acuerdo conjunto mediante el cual las partes que tienen control conjunto del acuerdo tienen derecho a los activos netos del acuerdo conjunto. Control conjunto es el acuerdo contractual para compartir el control de un acuerdo, que sólo existe cuando las decisiones sobre las actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control.

Los resultados, activos y pasivos de las asociadas y/o negocios conjuntos son incorporados en estos Estados Financieros utilizando el método de la participación, excepto cuando la inversión es clasificada como mantenida para la venta, en cuyo caso es contabilizada en conformidad con NIIF 5 Activos No Corrientes Mantenidos para la Venta y Operaciones Discontinuadas. Bajo el método de la participación, las inversiones en asociadas y/o negocios conjuntos son registradas inicialmente al costo, y son ajustadas posteriormente en función de los cambios que experimenta, tras la adquisición, la porción de los activos netos de la asociada que corresponde a la Sociedad, menos cualquier deterioro en el valor de las inversiones individuales.

Cuando la participación del Grupo en las pérdidas de una asociada o negocio conjunto excede su participación en éstos, la entidad dejará de reconocer su participación en las pérdidas adicionales. La participación en una asociada o negocio conjunto será el importe en libros de la inversión en la asociada o negocio conjunto determinado según el método de la participación, junto con cualquier participación a largo plazo que, en esencia, forme parte de la inversión neta de la entidad en la asociada o negocio conjunto.

Una inversión en una asociada y/o negocio conjunto se contabilizará utilizando el método de la participación, desde la fecha en que pasa a ser una asociada o negocio conjunto. En el momento de la adquisición de la inversión en una asociada o negocio conjunto cualquier exceso del costo de la inversión sobre y la participación de la Compañía en el valor razonable neto de los activos y pasivos identificables de la participada, se contabilizará como plusvalía, y se incluirá en el importe en libros de la inversión. Cualquier exceso de la participación de la entidad en el valor razonable neto de los activos y pasivos identificables de la participada sobre el costo de la inversión, después de efectuar una reevaluación, será reconocida inmediatamente en resultados en el período en el cual la inversión fue adquirida.

2.6 Principios de Consolidación

La consolidación de las operaciones de ENGIE ENERGIA CHILE S.A. y filiales se ha hecho línea por línea sobre la base de los siguientes principios básicos:

1. En la fecha de toma de control, los activos adquiridos y los pasivos asumidos de la sociedad filial son registrados a valor razonable, excepto para ciertos activos y pasivos que se registran siguiendo los principios de valoración establecidos en las NIIF. Si el valor razonable de la contraprestación transferida más el valor razonable de cualquier participación no controladora excede el valor razonable de los activos netos adquiridos de la filial, esta diferencia es registrada como plusvalía. En el caso de una compra a bajo precio, la ganancia resultante se registra con abono a resultados, después de reevaluar si se han identificado correctamente todos los activos adquiridos y pasivos asumidos y revisar los procedimientos utilizados para medir el valor razonable de estos montos.
2. Si no es posible determinar el valor razonable de todos los activos adquiridos y pasivos asumidos en la fecha de adquisición, la Compañía informará los valores provisionales registrados. Durante el período de medición, que no excederá de un año a partir de la fecha de adquisición, se ajustarán retrospectivamente los valores provisionales reconocidos y también se reconocerán activos o pasivos adicionales, para reflejar nueva información obtenida sobre hechos y circunstancias que existían en la fecha de adquisición, pero que no eran conocidos por la administración en dicho momento.

3. El valor de la participación de los accionistas no controladores en el patrimonio y en los resultados integrales de las sociedades filiales se presenta, respectivamente, en los rubros "Patrimonio Total: Participaciones no controladoras" del estado de situación financiera consolidado y "Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras" y "Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras" en el Estado de Resultados Integrales Consolidado.
4. Los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas se han eliminado en su totalidad en el proceso de consolidación.
5. Los cambios en la participación en las sociedades filiales que no den lugar a una toma o pérdida de control se registran como transacciones de patrimonio, ajustándose el valor en libros de las participaciones de control y de las participaciones no controladoras, para reflejar los cambios en sus participaciones relativas en la sociedad filial. La diferencia que pueda existir, entre el valor por el que se ajuste las participaciones no controladoras y el valor razonable de la contraprestación pagada o recibida, se reconoce directamente en el Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

2.7 Cambios en las políticas contables significativas

La Compañía implementó NIIF 16 Arrendamientos a partir del 1 de enero de 2019 y revela los impactos en los Estados Financieros Consolidados al 31 de septiembre de 2022. Engie Energía Chile S.A. en calidad de arrendatario ha decidido no utilizar la excepción práctica de NIIF 16 que permite no realizar una nueva evaluación sobre contratos antiguos clasificados como arriendo operativo bajo NIC 17 e CINIIF 4: "Como una solución práctica, no se requiere que una entidad evalúe nuevamente si un contrato es, o contiene, un arrendamiento en la fecha de aplicación inicial. En su lugar, se permite que la entidad: (a) aplique esta Norma a contratos que estaban anteriormente identificados como arrendamientos aplicando la NIC 17 Arrendamientos y CINIIF 4 Determinación de si un Acuerdo contiene un Arrendamiento." Dado que, desde el punto de vista del arrendador, no está requerido a hacer ningún ajuste en la transición de NIIF 16, se optó por no analizar los contratos en los que EECL actúa como arrendador. Para la transición a la norma, EECL definió aplicar como modelo el enfoque retrospectivo modificado para el registro del activo por derecho de uso, como un monto igual al pasivo. Este registro se efectuó a partir del 01 de enero de 2019, aplicando de esta forma la norma en su fecha de aplicación obligatoria. Las tasas de descuentos (incremental) utilizadas para calcular las respectivas tablas de amortización asociadas a la obligación por arrendamiento fueron determinadas por la Administración de la Compañía, así como también los plazos de los arrendamientos, en aquellos en los que se indica la existencia de renovación. La aplicación de otros pronunciamientos no ha tenido efectos significativos para EECL.

El resto de los criterios contables aplicados durante el periodo 2022 no han variado respecto a los utilizados en el ejercicio anterior.

2.8 Moneda Funcional y de Presentación

La moneda funcional de la Sociedad y sus filiales es el dólar estadounidense. Toda esta información ha sido redondeada a la unidad de mil más cercana (kUSD).

2.9 Periodo Contable

Los presentes Estados Financieros Consolidados cubren el siguiente período:

- Estados de Situación Financiera Consolidada, por los ejercicios terminado al 31 de diciembre de 2022 y 2021.
- Estados de Cambios en el Patrimonio, por los ejercicios terminado al 31 de diciembre de 2022 y 2021.
- Estados de Resultados Integrales Consolidados, por los ejercicios terminado al 31 de diciembre de 2022 y 2021.
- Estados de Flujo de Efectivo Directo por los ejercicios terminado al 31 de diciembre de 2022 y 2021.

2.10 Conversión de Moneda Extranjera

La moneda funcional de la Sociedad es el dólar estadounidense, que constituye la moneda de presentación de los estados financieros consolidados de ENGIE ENERGIA CHILE S.A. Las transacciones en moneda nacional y extranjera, distintas de la moneda funcional, se registran a los tipos de cambio vigentes en el momento de la transacción. Los activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera son traducidos al tipo de cambio de la moneda funcional a la fecha del balance general. Las ganancias y pérdidas en moneda extranjera que resultan de tales transacciones y de la conversión a los tipos de cambio de cierre de los activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera, se reconocen en el estado de resultado consolidado en la línea Diferencia de Cambio.

Los activos y pasivos en moneda extranjera, representan los tipos de cambio y valores del cierre al:

Moneda	31-12-2022 USD 1	31-12-2021 USD 1
Peso Chileno	855,8600	844,6900
Euro	0,9344	0,8839
Yen	131,3200	115,1800
Peso Argentino	177,1210	102,7572
Libra Esterlina	0,8278	0,7414
Unidad de Fomento	41,0242	36,6901

NOTA 3 – CRITERIOS CONTABLES APLICADOS

Los principales criterios contables aplicados en la elaboración de los estados financieros consolidados adjuntos, han sido los siguientes:

3.1 Propiedades, Plantas y Equipos

Las propiedades, plantas y equipos son registrados al costo de adquisición y/o de construcción menos depreciación acumulada y pérdidas por deterioro. El costo de propiedad, planta y equipos al 1 de enero de 2009, fecha de transición hacia IFRS, fue determinado a su costo histórico. El costo incluye gastos que han sido atribuidos directamente a la adquisición del activo. El costo de activos autoconstruidos incluye el costo de los materiales, mano de obra directa y cualquier otro costo directamente atribuible al proceso de hacer que el activo sea apto para su operación. Adicionalmente al valor pagado por la adquisición de cada elemento, el costo también incluye, en su caso, los siguientes conceptos:

1. Los gastos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos calificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión.
2. Los costos posteriores. El costo de reemplazar parte de un ítem de propiedad, planta y equipo es reconocido como activo cuando es probable que los beneficios económicos futuros asociados con los elementos del activo fijo vayan a ser percibidos por la compañía, y éstos además puedan determinarse de manera fiable. El valor del componente sustituido se da de baja contablemente.

Los costos de mantenimiento de propiedad, planta y equipos son reconocidos en el resultado cuando ocurren.

Los repuestos estratégicos son clasificados como Propiedad Planta y Equipos, distinguiendo los que serán utilizados para mantenciones mayores y los que son necesarios para responder ante emergencias.

La depreciación es reconocida en el resultado en base a depreciación lineal sobre las vidas útiles económicas de cada componente de un ítem de propiedad, planta y equipo, sin valor residual. Los activos arrendados son depreciados en el periodo más corto entre el arriendo y sus vidas útiles, a menos que sea seguro que la compañía obtendrá la propiedad al final del período de arriendo.

Los terrenos se registran de forma independiente de los edificios o instalaciones que puedan estar asentadas sobre los mismos y tienen una vida útil indefinida y, por lo tanto, no son objeto de depreciación.

Las siguientes son las principales clases de Propiedades, plantas y equipos junto a sus respectivos intervalos de vidas útiles estimadas:

Cuadro Vidas Útiles Estimadas de los Principales Activos de la Sociedad		Mínima	Máxima
Centrales Carboneras	Vida útil años	25	40
Centrales de Ciclo Combinados	Vida útil años	25	25
Parque Eólico	Vida útil años	25	45
Centrales Fotovoltaicas	Vida útil años	25	35
Obras Civiles	Vida útil años	25	50
Obras Hidráulicas	Vida útil años	35	50
Líneas de Transmisión	Vida útil años	10	50
Gasoductos	Vida útil años	25	30
Sistemas de Control	Vida útil años	10	14
Sistemas Auxiliares	Vida útil años	7	10
Muebles, Vehículos y Herramientas	Vida útil años	3	10
Otros	Vida útil años	5	20

El Grupo revisa la vida útil de las Propiedades, Plantas y Equipos al final de cada ejercicio anual sobre el cual se informe.

3.2 Combinación de Negocio y Plusvalía

Las combinaciones de negocios se contabilizan utilizando el método de adquisición. Se mide el costo de una adquisición como el agregado de la contraprestación transferida, la cual es medida al valor justo en la fecha de adquisición, y el monto o cantidad de cualquier participación no controladora en la adquirida. Para cada combinación de negocios, el Grupo elige si medir las participaciones no controladoras en la adquirida a valor razonable o en la parte proporcional de los activos netos identificables de la adquirida. Los costos relacionados con la adquisición se registran como gastos incurridos y se incluyen en gastos administrativos.

Cuando el Grupo adquiere un negocio, evalúa los activos y pasivos financieros adquiridos para su clasificación y designación de acuerdo con los términos contractuales, circunstancias económicas y condiciones pertinentes a la fecha de adquisición. Esto incluye la separación de derivados implícitos de contratos principal por la adquirida.

Cualquier contraprestación contingente a ser transferida por la adquiriente será reconocida a su valor razonable en la fecha de la adquisición.

La contraprestación contingente clasificada como patrimonio no se vuelve a medir y su liquidación posterior es contabilizado dentro del patrimonio neto. La contraprestación contingente clasificada como un activo o pasivo que es un instrumento financiero y está dentro del alcance de la NIIF 9 Instrumentos financieros, se miden a valor justo y sus cambios en valor razonable son reconocidos en el estado de resultados de acuerdo con la NIIF 9.

Otras contraprestaciones contingentes que no están dentro del alcance de la NIIF 9 se miden al valor justo en cada fecha de reporte y los cambios en el valor razonable son reconocidos en estado de resultados.

La plusvalía se mide inicialmente al costo (que es el exceso del agregado de la contraprestación transferida y la cantidad reconocida por las participaciones no controladoras y cualquier participación previa mantenida sobre activos netos identificables adquiridos y pasivos asumidos). Si el valor razonable de los activos netos adquiridos es superior a la contraprestación transferida, el Grupo reevalúa si ha identificado correctamente todos los activos adquiridos y todos los pasivos asumidos y revisa los procedimientos utilizados para medir los montos a reconocer en la fecha de adquisición. Si después de la reevaluación todavía resulta en un exceso del valor razonable de los activos netos adquiridos sobre la contraprestación transferida, entonces la ganancia se reconoce en resultados.

Después del reconocimiento inicial, la plusvalía se mide al costo menos cualquier pérdida por deterioro acumulada. Con el propósito de las pruebas de deterioro, la plusvalía adquirida en una combinación de negocios, desde la fecha de adquisición, se asigna a cada una de las unidades generadoras de efectivo del Grupo que se espera se beneficien de la combinación, independientemente de si otros activos o pasivos de la adquirida se asignan a esas unidades.

Cuando la plusvalía ha sido asignada a una unidad generadora de efectivo (UGE) y parte de la operación dentro de esa unidad se elimina, la plusvalía asociada con la operación eliminada se incluye en el importe en libros de la operación para determinar la ganancia o pérdida en la baja o deterioro. La plusvalía castigada o dada en baja en estas circunstancias se mide basada en los valores relativos de la operación enajenada y la porción de la unidad generadora de efectivo retenida.

3.3 Otros Activos No Financieros No Corrientes

La Sociedad incluye dentro de otros activos no financieros no corrientes, aquellos que no clasifican en los rubros de activos tangibles, activos intangibles y activos financieros, que por su naturaleza son de largo plazo.

La Sociedad clasifica aquí todos los proyectos en desarrollo relevantes que se están ejecutando, hasta que comienzan a tener actividades o elementos tangibles, momento en el cual pasan a ser clasificados en Propiedades, Plantas y Equipos.

3.4 Activos Intangibles

Los activos intangibles de relación contractual con clientes corresponden principalmente a contratos de suministro de energía eléctrica, asociados a nuestras filiales Central Termoeléctrica Andina SpA. e Inversiones Hornitos SpA., los cuales se amortizan a contar del año 2011, por un período de 30 años y 15 años respectivamente. El valor presentado por amortización de intangibles de relación contractual con clientes para el período 2010, corresponde al contrato de transporte de gas de nuestra filial Gasoducto Nor Andino SpA. y la amortización es registrada en el rubro costo de venta del estado de resultados, por un período de 11 años.

Los otros activos intangibles identificables corresponden a cesiones y transferencias de derechos, concesiones de líneas de transmisión y otros terrenos fiscales. Estos derechos se registran a su valor de adquisición y su amortización es en base a amortización lineal, en un plazo de 30 años a contar del año 2012.

Intangibles	Vida útil de intangibles	
	Mínima	Máxima
Derechos y Concesiones	20 años	30 años
Relaciones Contractuales con Clientes	10 años	30 años

Independientemente de lo señalado en el párrafo anterior, para el caso de las Unidades Generadoras de Efectivo, los activos intangibles con una vida útil indefinida, se realiza el análisis de recuperabilidad de forma sistemática al cierre de cada ejercicio.

El monto recuperable es el mayor entre el valor de mercado menos el costo necesario para su venta y el valor en uso, entendiendo por éste el valor actual de los flujos de caja futuros estimados. Para el cálculo del valor de recuperación del activo intangible, el valor en uso es el criterio utilizado por la Compañía en prácticamente la totalidad de los casos.

Para estimar el valor en uso, ENGIE ENERGIA CHILE S.A. prepara las proyecciones de flujos de caja futuros antes de impuestos a partir de los presupuestos más recientes disponibles. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de la Administración de EECL sobre los ingresos y costos de las Unidades Generadoras de Efectivo utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras. Estas proyecciones cubren los próximos cinco años, estimándose los flujos para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables que, en ningún caso, son crecientes ni superan a las tasas medias de crecimiento a largo plazo para el sector y país del que se trate.

3.5 Deterioro de Activos

El valor de los activos fijos y su vida útil es revisado anualmente para determinar si hay indicios de deterioro. Esto ocurre cuando existen acontecimientos o circunstancias que indiquen que el valor del activo pudiera no ser recuperable. Cuando el valor del activo en libros excede al valor recuperable, se reconoce una pérdida en el estado de resultados.

El valor recuperable es el mayor valor entre el valor justo menos los costos de venta y su valor de uso. Valor justo menos los costos de venta es el importe que se puede obtener por la venta de un activo o unidad generadora de efectivo, en una transacción realizada en condiciones de independencia mutua, entre partes interesadas y debidamente informadas, menos los costos de disposición. El valor en uso es el valor presente de los flujos futuros estimados del uso continuo de un activo, o si no es posible determinar específicamente para un activo, se utiliza la unidad generadora de efectivo a la cual pertenece dicho activo.

En el caso de activos intangibles y otros activos no financieros no corrientes, se realiza a lo largo del ejercicio y fundamentalmente en la fecha de cierre del mismo y se evalúa si existe algún indicio de que algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro. En caso de que exista éste se realiza una estimación del monto recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el monto del deterioro.

De acuerdo con las normas contables, si se realiza un deterioro a nivel de una UGE, cualquier pérdida por deterioro debe asignarse para reducir el valor en libros de los activos en un orden específico: primero, para reducir cualquier plusvalía existente y segundo, a los demás activos a prorrata. Además, una entidad no reducirá el valor en libros de un activo por debajo el mayor entre su valor razonable menos los costos de disposición, su valor en uso y cero. En última instancia, si no es factible estimar el importe recuperable de cada activo individual de una UGE, las NIIF requieren una asignación de arbitraria de una pérdida por deterioro entre los activos de esa unidad generadora de efectivo.

En el caso de los instrumentos financieros, las sociedades del Grupo tienen definida una política para el registro de provisiones por deterioro en función de la antigüedad del saldo vencido, que se aplica con carácter general, excepto en aquellos casos en que exista alguna particularidad que hace aconsejable el análisis específico de cobrabilidad.

El proceso para determinar la obsolescencia de repuestos consiste en revisar artículo por artículo y aplicar el 100% de provisión por deterioro para aquellos bienes que:

- El equipo relacionado está permanentemente fuera de uso.
- No existe el equipo relacionado.
- El repuesto está dañado de tal forma que no se puede usar.
- Y que en cualquiera de los casos anteriores no exista un mercado activo para su venta.

Los inventarios restantes de repuestos tienen una provisión calculada globalmente aplicando la siguiente regla:

- 10% después de 2 años sin uso.
- 20% después de 4 años sin uso.
- 30% después de 6 años sin uso.
- 40% después de 8 años sin uso.
- 50% después de 10 años sin uso.
- 60% después de 12 años sin uso.
- 70% después de 14 años sin uso.
- 80% después de 16 años sin uso.
- 90% después de 18 años sin uso.
- 100% después de 20 años sin uso.

3.6 Activos arrendados

La implementación de la NIIF 16 significa que la mayoría de los arrendamientos son reconocidos en el balance por los arrendatarios, lo que cambia los estados financieros de las compañías y sus índices relacionados en mayor medida. EECL tiene arrendamientos por concesiones de uso oneroso (terrenos) a largo plazo con el gobierno, para vehículos, camionetas y propiedades.

3.6.1 Arrendatario

Como arrendatario, la Compañía reconoce un activo en la fecha en que comienza el arrendamiento si representa el derecho a usar el activo subyacente durante el período del arrendamiento (un activo por derecho de uso) y un pasivo por pagos de arriendo (pasivo por arrendamiento). Los arrendamientos a menos de 12 meses (y no renovables) pueden excluirse, así como los arrendamientos donde el valor del activo subyacente no es significativo. La Compañía reconoce por separado el gasto por intereses del pasivo por arrendamiento y el gasto por amortización del activo por derecho de uso.

3.6.2 Clasificación

Todos los arrendamientos se clasifican como si fueran financieros. Los arrendatarios registran un activo por derecho de uso y un pasivo por arrendamiento en la fecha en que comienza el arrendamiento.

3.6.3 Cargo por depreciación

Los arrendatarios aplicarán los requisitos de depreciación de la NIC 16, Propiedades, planta y equipo, al depreciar un activo por derecho de uso (amortizar).

3.6.4 Deterioro

Los arrendatarios aplicarán la NIC 36, Deterioro del valor de los activos, para determinar si el activo por derecho de uso se ha deteriorado y para contabilizar las pérdidas por deterioro identificadas.

3.6.5 Arrendador

La contabilidad del arrendador según la NIIF 16 es sustancialmente igual a la contabilidad bajo la NIC 17. Los arrendadores continuarán clasificando al inicio del acuerdo si el arrendamiento es operativo o financiero, en base a la esencia de la transacción. Los arrendamientos en los que se transfieren sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo subyacente se clasifican como arrendamientos financieros. El resto de los arrendamientos son clasificados como arrendamientos.

En el caso de los arrendamientos operativos, las cuotas se reconocen como gasto en caso de ser arrendatario, y como ingreso en caso de ser arrendador, de forma lineal durante el plazo del mismo, salvo que resulte más representativa otra base sistemática de reparto.

3.7 Instrumentos Financieros

Un instrumento financiero es cualquier contrato que dé lugar, simultáneamente, a un activo financiero en una entidad y a un pasivo financiero o a un instrumento de patrimonio en otra sociedad.

Los activos financieros abarcan principalmente las inversiones en depósitos a plazo y fondos mutuos de renta fija, los que se reconocen a su valor justo. Estos son clasificados como inversiones mantenidas hasta el vencimiento y son liquidadas antes de o en 90 días.

3.7.1 Jerarquías de Valor Razonable

La Sociedad mide los instrumentos financieros, como los derivados, y los activos no financieros, como las propiedades de inversión, a su valor razonable en cada fecha del balance.

El valor razonable es el precio que se recibiría por vender un activo o se pagaría por transferir un pasivo en una transacción ordenada entre participantes del mercado en la fecha de medición. La medición del valor razonable se basa en la presunción de que la transacción para vender el activo o transferir el pasivo se lleva a cabo:

• En el mercado principal del activo o pasivo o,

• En ausencia de un mercado principal, en el mercado más ventajoso para el activo o pasivo.

El mercado principal o el más ventajoso debe ser accesible por la Sociedad.

El valor razonable de un activo o un pasivo se mide utilizando los supuestos que los participantes del mercado usarían al fijar el precio del activo o pasivo, suponiendo que los participantes del mercado actúen en su mejor interés económico.

Una medición del valor razonable de un activo no financiero tiene en cuenta la capacidad de un participante del mercado para generar beneficios económicos al usar el activo en su mayor y mejor uso o al venderlo a otro participante del mercado este usaría el activo en su mejor y más alto uso.

La Sociedad usa técnicas de valuación que son apropiadas en las circunstancias y para las cuales hay suficientes datos disponibles para medir el valor razonable, maximizando el uso de datos relevantes observables y minimizando el uso de datos no observables.

Todos los activos y pasivos para los que se mide o revela el valor razonable en los estados financieros se clasifican dentro de la jerarquía del valor razonable, que se describe a continuación:

Nivel 1: Precio cotizado (no ajustado) en un mercado activo para activos y pasivos idénticos;

Nivel 2: Inputs diferentes a los precios cotizados que se incluyen en el nivel 1 y que son observables para activos o pasivos, ya sea directamente (es decir, como precio) o indirectamente (es decir, derivado de un precio). Los métodos y las hipótesis utilizadas para determinar los valores razonables de este nivel, por clase de activos financieros o pasivos financieros, tienen en consideración la estimación de los flujos de caja futuros, descontados con las curvas cero cupón de tipos de interés de cada divisa. Todas las valoraciones descritas se realizan a través de herramientas externas, como por ejemplo “Bloomberg”;

Nivel 3: Inputs para activos o pasivos que no están basados en información observable de mercado (inputs no observables).

3.7.2 Activos financieros

Reconocimiento inicial y medición

Los activos financieros se clasifican, en el reconocimiento inicial y en las mediciones posteriores al costo amortizado, el valor razonable a través de otro resultado integral (OCI) y el valor razonable a través de resultados.

La clasificación de los activos financieros en el reconocimiento inicial depende de las características del flujo de efectivo contractual del activo financiero y del modelo de negocio de EECL para administrarlos. Con la excepción de las cuentas por cobrar comerciales que no contienen un componente financiero significativo o

para las cuales la Sociedad ha aplicado una solución práctica, EECL inicialmente mide un activo financiero a su valor razonable más, en el caso de un activo financiero que no esté a valor razonable a través de ganancia o pérdida, costos de transacción.

Cuentas por cobrar comerciales que no contienen un financiamiento significativo

O para el cual la Sociedad ha aplicado una solución práctica se mide al precio de la transacción como es revelado en la sección (IFRS 15, Ingresos de contratos con clientes).

Para que un activo financiero se clasifique y mida al costo amortizado o al valor razonable a través de OCI, debe generar flujos de efectivo que sean "sólo pagos de principal e intereses (SPPI)" sobre el monto del principal pendiente. Esta evaluación se conoce como la prueba SPPI y se realiza a nivel de instrumento. Los activos financieros con flujos de efectivo que no son SPPI se clasifican y miden al valor razonable con cambios en resultados, independientemente del modelo de negocio.

El modelo de negocios de EECL para administrar activos financieros se refiere a cómo administra sus activos financieros para generar flujos de efectivo. El modelo de negocio determina si los flujos de efectivo resultarán de la recolección de flujos de efectivo contractuales, la venta de los activos financieros o ambos. Los activos financieros clasificados y medidos al costo amortizado se mantienen dentro de un modelo de negocios con el objetivo de mantener activos financieros para recolectar flujos de efectivo contractuales, mientras que los activos financieros clasificados y medidos a valor razonable a través de OCI se mantienen dentro de un modelo de negocios con el objetivo de ambos tenencia para cobrar flujos de efectivo contractuales y venta.

Las compras o ventas de activos financieros que requieren la entrega de activos dentro de un marco de tiempo establecido por regulación o convención en el mercado (transacciones regulares) se reconocen en la fecha de negociación, es decir, la fecha en que la Sociedad se compromete a comprar o vender el activo.

Mediciones posteriores

Para fines de medición posterior, los activos financieros se clasifican en cuatro categorías:

- Activos financieros a costo amortizado (instrumentos de deuda).
- Activos financieros a valor razonable a través de OCI con reciclaje de ganancias y pérdidas acumuladas (instrumentos de deuda).
- Activos financieros designados a valor razonable a través de OCI sin reciclaje de ganancias y pérdidas acumuladas en la baja en cuentas (instrumentos de patrimonio).
- Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados.

Activos financieros a costo amortizado (instrumentos de deuda)

Los activos financieros al costo amortizado se miden posteriormente utilizando el método de tasa de interés efectiva (EIR) y están sujetos a deterioro. Las ganancias y pérdidas se reconocen en resultados cuando el activo se da de baja, se modifica o se deteriora.

Los activos financieros de EECL al costo amortizado pueden incluir partidas tales como cuentas por cobrar comerciales y préstamos a partes relacionadas y que son incluidos en otros activos financieros no corrientes.

Activos financieros a valor razonable a través de OCI (instrumentos de deuda)

Para los instrumentos de deuda a valor razonable a través de OCI, los ingresos por intereses, la revaluación cambiaria y las pérdidas o reversiones por deterioro se reconocen en el estado de resultados y se calculan de la misma manera que para los activos financieros medidos al costo amortizado. Los cambios en el valor razonable restantes se reconocen en OCI. Al darse de baja, el cambio acumulado del valor razonable reconocido en OCI se recicla a resultados.

Los instrumentos de deuda de EECL a valor razonable a través de OCI incluyen inversiones en instrumentos de deuda cotizados incluidos en otros activos financieros no corrientes.

Activos financieros designados a valor razonable a través de OCI (instrumentos de patrimonio)

Tras el reconocimiento inicial, la Sociedad puede optar por clasificar irrevocablemente sus inversiones de capital como instrumentos de patrimonio designados a valor razonable a través de OCI cuando cumplen con la definición de patrimonio según la NIC 32 Instrumentos financieros: Presentación y no son mantenidos para negociación. La clasificación se determina instrumento por instrumento.

Las ganancias y pérdidas en estos activos financieros nunca se reciclan para obtener ganancias o pérdidas. Los dividendos se reconocen como otros ingresos en el estado de resultados cuando se ha establecido el derecho de pago, excepto cuando EECL se beneficia de dichos ingresos como una recuperación de parte del costo del activo financiero, en cuyo caso, dichas ganancias se registran en OCI. Los instrumentos de patrimonio designados a valor razonable a través de OCI no están sujetos a evaluación de deterioro.

La Sociedad eligió clasificar irrevocablemente sus inversiones de capital no cotizadas en esta categoría.

Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados

Los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se contabilizan en el estado de situación financiera a valor razonable con cambios netos en el valor razonable reconocidos en el estado de resultados.

Esta categoría incluye instrumentos derivados e inversiones de capital cotizadas que EECL no había elegido irrevocablemente para clasificar a valor razonable a través de OCI. Los dividendos sobre las inversiones de capital cotizadas se reconocen como otros ingresos en el estado de resultados cuando se ha establecido el derecho de pago.

Un derivado incluido en un contrato híbrido, con un pasivo financiero o un anfitrión no financiero, se separa del anfitrión y se contabiliza como un derivado separado si: las características económicas y los riesgos no están estrechamente relacionados con el anfitrión; un instrumento separado con los mismos términos que el derivado incorporado cumpliría con la definición de derivado; y el contrato híbrido no se mide al valor razonable con cambios en resultados. Los derivados implícitos se miden al valor razonable con cambios en el valor razonable reconocidos en resultados. La reevaluación solo ocurre si hay un cambio en los términos del contrato que modifica significativamente los flujos de efectivo que de otro modo serían necesarios o una reclasificación de un activo financiero fuera del valor razonable a través de la categoría de pérdidas o ganancias.

Baja en cuentas

Un activo financiero (o, cuando corresponda, una parte de un activo financiero o parte de un grupo de activos financieros similares) se da de baja principalmente (es decir, se elimina del estado consolidado de situación financiera de EECL) cuando:

- Los derechos para recibir flujos de efectivo del activo han expirado, o
- La Sociedad ha transferido sus derechos para recibir flujos de efectivo del activo o ha asumido la obligación de pagar los flujos de efectivo recibidos en su totalidad sin demora material a un tercero en virtud de un acuerdo de 'transferencia'; y (a) la Sociedad ha transferido sustancialmente todos los riesgos y recompensas del activo, o (b) la Sociedad no transfirió ni retuvo sustancialmente todos los riesgos y beneficios del activo, pero ha transferido el control del activo.

Cuando la Sociedad ha transferido sus derechos para recibir flujos de efectivo de un activo o ha celebrado un acuerdo de traspaso, evalúa si, y en qué medida, ha retenido los riesgos y beneficios de la propiedad.

Cuando no ha transferido ni retenido sustancialmente todos los riesgos y beneficios del activo, ni ha transferido el control del activo, la Sociedad continúa reconociendo el activo transferido en la medida de su participación continua. En ese caso, la Sociedad también reconoce un pasivo asociado. El activo transferido y el pasivo asociado se miden sobre una base que refleja los derechos y obligaciones que EECL ha retenido.

La participación continua que toma la forma de una garantía sobre el activo transferido se mide al menor valor en libros original del activo y la cantidad máxima de contraprestación que EECL podría tener que pagar.

Deterioro

La Sociedad reconoce una reserva para pérdidas crediticias esperadas (PCE) para todos los instrumentos de deuda no mantenidos a valor razonable con cambios en resultados. Las PCE se basan en la diferencia entre los flujos de efectivo contractuales debidos de acuerdo con el contrato y todos los flujos de efectivo que EECL espera recibir, descontados a una aproximación de la tasa de interés efectiva original. Los flujos de efectivo esperados incluirán flujos de efectivo de la venta de garantías colaterales u otras mejoras crediticias que son parte integral de los términos contractuales.

Las PCE se reconocen en dos etapas.

- Para las exposiciones crediticias para las cuales no ha habido un aumento significativo en el riesgo crediticio desde el reconocimiento inicial, se proporcionan PCE para pérdidas crediticias que resultan de eventos de incumplimiento que son posibles dentro de los próximos 12 meses (un PCE de 12 meses).
- Para aquellas exposiciones crediticias para las cuales ha habido un aumento significativo en el riesgo crediticio desde el reconocimiento inicial, se requiere una reserva de pérdidas para las pérdidas crediticias esperadas durante la vida restante de la exposición, independientemente del momento del incumplimiento (una PCE de por vida).

Para las cuentas por cobrar comerciales y los activos contractuales, la Sociedad aplica un enfoque simplificado en el cálculo de las PCE. Por lo tanto, la Sociedad no realiza un seguimiento de los cambios en el riesgo de crédito, sino que reconoce una provisión para pérdidas basada en las PCE de por vida en cada fecha de reporte. La Sociedad ha establecido una matriz de provisiones que se basa en su experiencia histórica de pérdida de crédito, ajustada por factores prospectivos específicos para los deudores y el entorno económico.

Para los instrumentos de deuda a valor razonable a través de OCI, EECL aplica la simplificación de bajo riesgo de crédito. En cada fecha de presentación de informes, EECL evalúa si se considera que el instrumento de deuda tiene un bajo riesgo crediticio utilizando toda la información razonable y respaldable que esté disponible sin un costo o esfuerzo indebido. Al hacer esa evaluación, EECL reevalúa la calificación crediticia interna del instrumento de deuda. Además, EECL considera que ha habido un aumento significativo en el riesgo de crédito cuando los pagos contractuales están atrasados más de 30 días.

La Sociedad considera un activo financiero en incumplimiento cuando los pagos contractuales están vencidos 90 días. Sin embargo, en ciertos casos, EECL también puede considerar que un activo financiero está en incumplimiento cuando la información interna o externa indica que es poco probable que EECL reciba los montos contractuales pendientes en su totalidad antes de tener en cuenta las mejoras crediticias que posee la Sociedad. Un activo financiero se da de baja cuando no hay una expectativa razonable de recuperar los flujos de efectivo contractuales.

Reconocimiento inicial y medición

Los pasivos financieros se clasifican, en el reconocimiento inicial, como pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados, préstamos y obligaciones, cuentas por pagar, o como derivados designados como instrumentos de cobertura en una cobertura efectiva, según corresponda.

Todos los pasivos financieros se reconocen inicialmente a su valor razonable y, en el caso de préstamos y obligaciones, cuentas por pagar, netos de los costos de transacción directamente atribuibles. Los pasivos financieros de la Sociedad incluyen cuentas por pagar comerciales y de otro tipo, préstamos y obligaciones, incluidos sobregiros bancarios e instrumentos financieros derivados.

Mediciones subsecuentes

Para fines de medición posterior, los pasivos financieros se clasifican en dos categorías:

- Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados.
- Pasivos financieros a costo amortizado (préstamos y obligaciones).

Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados

Los pasivos financieros al valor razonable con cambios en resultados incluyen los pasivos financieros mantenidos para negociar y los pasivos financieros designados en el reconocimiento inicial como al valor razonable con cambios en resultados.

Los pasivos financieros se clasifican como mantenidos para negociar si se incurren con el propósito de recomprar en el corto plazo. Esta categoría también incluye los instrumentos financieros derivados suscritos por el Grupo que no están designados como instrumentos de cobertura en las relaciones de cobertura según lo definido por la NIIF 9. Los derivados implícitos separados también se clasifican como mantenidos para negociar a menos que se designen como instrumentos de cobertura efectivos. Las ganancias o pérdidas en los pasivos mantenidos para negociar se reconocen en el estado de resultados. Los pasivos financieros designados en el reconocimiento inicial al valor razonable con cambios en resultados se designan en la fecha inicial de reconocimiento, y solo si se cumplen los criterios de la NIIF 9. El grupo no ha designado cualquier responsabilidad financiera como al valor razonable con cambios en resultados.

3.7.3 Pasivos financieros

Pasivos financieros a costo amortizado (préstamos y obligaciones)

Esta es la categoría más relevante para el Grupo. Después del reconocimiento inicial, los préstamos y obligaciones que devengan intereses se miden posteriormente al costo amortizado utilizando el Método del Interés Efectivo, EIR, las ganancias y pérdidas se reconocen en resultados cuando los pasivos se dan de baja, así como a través del proceso de amortización EIR.

El costo amortizado se calcula teniendo en cuenta cualquier descuento o prima en la adquisición y las tarifas o costos que son parte integral de la EIR. La amortización EIR se incluye como costos financieros en el estado de resultados o pérdida.

Baja en cuentas

Un pasivo financiero se da de baja cuando la obligación bajo el pasivo se descarga o cancela o expira. Cuando un pasivo financiero existente se reemplaza por otro del mismo prestamista en términos sustancialmente diferentes, o los términos de un pasivo existente se modifican sustancialmente, dicho intercambio o modificación se trata como la baja del pasivo original y el reconocimiento de un nuevo pasivo. La diferencia en los valores en libros respectivos se reconoce en el estado de resultados.

Los activos financieros y los pasivos financieros se compensan y el monto neto se informa en el estado consolidado de situación financiera si actualmente existe un derecho legal exigible para compensar los montos reconocidos y existe la intención de liquidar sobre una base neta, realizar los activos y liquidar los pasivos simultáneamente.

3.7.4 Derivados y operaciones de cobertura

Instrumentos financieros derivados y contabilidad de cobertura

Reconocimiento inicial y medición posterior

La Sociedad utiliza instrumentos financieros derivados, como contratos de divisas a plazo y swap financieros, de tasas de interés y contratos a plazo de materias primas, para cubrir sus riesgos de divisas, riesgos de tasas de interés y riesgos de precios de materias primas, respectivamente. Dichos instrumentos financieros derivados se reconocen inicialmente a su valor razonable en la fecha en que se celebra un contrato de derivados y posteriormente se vuelven a medir a su valor razonable. Los derivados se contabilizan como activos financieros cuando el valor razonable es positivo y como pasivos financieros cuando el valor razonable es negativo.

Para fines de contabilidad de cobertura, las coberturas se clasifican como:

- Coberturas de valor razonable al cubrir la exposición a cambios en el valor razonable de un activo o pasivo reconocido o un compromiso firme no reconocido.

- Coberturas de flujo de efectivo al cubrir la exposición a la variabilidad en los flujos de efectivo que es atribuible a un riesgo particular asociado con un activo o pasivo reconocido o una transacción pronosticada altamente probable o el riesgo de moneda extranjera en un compromiso de empresa no reconocido.
- Coberturas de una inversión neta en un negocio en el extranjero.

Al inicio de una relación de cobertura, el Grupo designa y documenta formalmente la relación de cobertura a la que desea aplicar la contabilidad de cobertura y el objetivo y la estrategia de gestión de riesgos para emprender la cobertura.

La documentación incluye la identificación del instrumento de cobertura, la partida cubierta, la naturaleza del riesgo que se está cubriendo y cómo el Grupo evaluará si la relación de cobertura cumple con los requisitos de efectividad de la cobertura (incluido el análisis de las fuentes de ineficacia de la cobertura y cómo es el índice de cobertura determinado). Una relación de cobertura califica para la contabilidad de cobertura si cumple con todos los siguientes requisitos de efectividad:

- Existe una "relación económica" entre el elemento cubierto y el instrumento de cobertura.
- El efecto del riesgo de crédito no "domina los cambios de valor" que resultan de esa relación económica.
- El rating de cobertura es del mismo que resulta de la cantidad del elemento cubierto que el Grupo realmente cubre y la cantidad del instrumento de cobertura que el Grupo realmente usa para cubrir esa cantidad de artículo cubierto.

Las coberturas que cumplen con todos los criterios de calificación para la contabilidad de cobertura se contabilizan, como se describe a continuación:

Coberturas de valor razonable

El cambio en el valor razonable de un instrumento de cobertura se reconoce en el estado de resultados como otro gasto. El cambio en el valor razonable de la partida cubierta atribuible al riesgo cubierto se registra como parte del valor en libros de la partida cubierta y también se reconoce en el estado de resultados como otro gasto.

Para las coberturas de valor razonable relacionadas con partidas contabilizadas al costo amortizado, cualquier ajuste al valor contable se amortiza a través de resultados durante el período restante de la cobertura utilizando el método EIR. La amortización de EIR puede comenzar tan pronto como exista un ajuste y, a más tardar, cuando la partida cubierta deje de ajustarse por los cambios en su valor razonable atribuibles al riesgo cubierto.

Si la partida cubierta se da de baja, el valor razonable no amortizado se reconoce inmediatamente en resultados.

Cuando un compromiso en firme no reconocido se designa como una partida cubierta, el cambio acumulativo posterior en el valor razonable del compromiso en firme atribuible al riesgo cubierto se reconoce como un activo o pasivo con una ganancia o pérdida correspondiente reconocida en resultados.

Coberturas de flujo de efectivo

La parte efectiva de la ganancia o pérdida en el instrumento de cobertura se reconoce en OCI en la reserva de cobertura de flujo de efectivo, mientras que cualquier parte ineficaz se reconoce inmediatamente en el estado de resultados. La reserva de cobertura de flujo de efectivo se ajusta al menor entre la ganancia o pérdida acumulada en el instrumento de cobertura y el cambio acumulativo en el valor razonable de la partida cubierta.

La Sociedad utiliza contratos de divisas a plazo como coberturas de su exposición al riesgo de divisas en las transacciones previstas y compromisos firmes, así como contratos a plazo de productos básicos por su exposición a la volatilidad en los precios de los productos. La porción ineficaz relacionada con los contratos en moneda extranjera se reconoce como otro gasto y la porción ineficaz relacionada con los contratos de productos básicos se reconoce en otros ingresos o gastos operativos.

La Sociedad designa solo el elemento spot de los contratos a plazo como instrumento de cobertura. El elemento a plazo se reconoce en OCI y se acumula en un componente separado del patrimonio bajo el costo de la reserva de cobertura.

Los importes acumulados en OCI se contabilizan, según la naturaleza de la transacción cubierta subyacente. Si la transacción cubierta resulta posteriormente en el reconocimiento de un elemento no financiero, el monto acumulado en el patrimonio se elimina del componente separado del patrimonio y se incluye en el costo inicial u otro valor en libros del activo o pasivo cubierto. Este no es un ajuste de reclasificación y no se reconocerá en OCI durante el período. Esto también se aplica cuando la transacción de previsión cubierta de un activo no financiero o pasivo no financiero se convierte posteriormente en un compromiso firme para el cual se aplica la contabilidad de cobertura del valor razonable.

Para cualquier otra cobertura de flujo de efectivo, el monto acumulado en OCI se reclasifica a resultados como un ajuste de reclasificación en el mismo período o períodos durante los cuales los flujos de efectivo cubiertos afectan las ganancias o pérdidas.

Si se descontinúa la contabilidad de cobertura de flujo de efectivo, el monto que se ha acumulado en OCI debe permanecer en OCI acumulado si aún se espera que ocurran los flujos de efectivo futuros cubiertos. De lo contrario, el monto se reclasificará inmediatamente a resultados como un ajuste de reclasificación. Después de la interrupción, una vez que se produce el flujo de efectivo cubierto, cualquier cantidad restante en el OCI acumulado debe contabilizarse dependiendo de la naturaleza de la transacción subyacente como se describe anteriormente.

La estrategia de gestión de riesgos financieros de Engie Energia Chile S.A. y sus subsidiarias se enfoca en mitigar el riesgo de tipo de cambio relacionado con ingresos, costos, inversiones de excedentes de efectivo, inversiones en general y deuda denominada en una moneda que no sea el dólar estadounidense.

Los retrasos o cambios en los flujos de pago pueden producir un desajuste entre los flujos de cobertura y la partida cubierta. Para reducir el impacto de estos desajustes en la efectividad de la cobertura, los principales instrumentos cubiertos se complementan con otros instrumentos contratados en su fecha de vencimiento, tales como: (a) depósitos a plazo en UF, (b) acuerdos de repos, (c) extensiones de forwards o (d) nuevos forwards opuestos.

Las coberturas de EECL solo pueden interrumpirse en los siguientes casos:

- La posición del instrumento de cobertura designado caduca y no se prevé ninguna situación o renovación si se vende o liquida, ejerce o cierra.
- La cobertura ya no cumple uno de los requisitos para la contabilidad de cobertura especial.
- Existe evidencia de que la transacción futura prevista que se está cubriendo no se consumará.
- Alguna subsidiaria de la Compañía suspende su designación por separado de las otras subsidiarias.

3.8 Inventarios

Este rubro está compuesto principalmente por repuestos para mantenimientos e insumos utilizados en el proceso productivo de generación eléctrica. Estos se registran al costo, sobre la base del método de promedio ponderado. El costo de las existencias excluye los gastos de financiamiento y las diferencias de cambio. El costo de existencias afecta a resultados conforme se consumen.

3.9 Activos No Corrientes Mantenidos para la Venta y Actividades Interrumpidas

La Sociedad clasifica como activos no corrientes mantenidos para la venta las Propiedades, Plantas y Equipos, los intangibles, las inversiones en asociadas, los negocios conjuntos y los grupos sujetos a desapropiación (grupo de activos que se van a enajenar junto con sus pasivos directamente asociados), para los cuales en la fecha de cierre del estado de situación financiera se han iniciado gestiones activas para su venta y se estima que es altamente probable que la misma se concrete durante el período de doces meses siguientes a dicha fecha.

Estos activos o grupos sujetos a desapropiación se valorizan por el menor del monto en libros o el valor estimado de venta deducidos los costos necesarios para llevarla a cabo, y dejan de amortizarse desde el momento en que son clasificados como activos no corrientes mantenidos para la venta.

Los activos que dejen de estar clasificados como mantenidos para la venta, o dejen de formar parte de un grupo de elementos enajenables, son valorados al menor de su valor contable antes de su clasificación, menos las depreciaciones, amortizaciones o revalorizaciones que se hubieran reconocido si no se hubieran clasificado como tales, y el valor recuperable en la fecha en la que van a ser reclasificados a Activos no corrientes.

3.10 Provisiones

La Sociedad reconoce una provisión si:

- Como resultado de un suceso pasado, tiene una obligación legal o implícita.
- Puede ser estimada en forma fiable.
- Es probable que sea necesario un egreso de flujo de efectivo para liquidar dicha obligación.

Las obligaciones existentes a la fecha de los estados financieros, surgidas como consecuencia de hechos pasados de los que pueden derivarse perjuicios patrimoniales de probable materialización para la Sociedad, cuyo monto y fecha de pago son inciertos, se registran como provisiones por el valor actual del monto más probable que se estima habrá que desembolsar para cancelar la obligación.

3.10.1 Beneficios post empleo y otros similares

La Sociedad reconoce en su pasivo, a la fecha de cierre de los estados financieros, el valor actual de la obligación por concepto de indemnización por años de servicios (IAS). La valorización de estas obligaciones se efectúa mediante un cálculo actuarial, el cual considera hipótesis de tasas de mortalidad, rotación de los empleados, tasas de interés, fechas de jubilación, efectos por incrementos en los salarios de los empleados, así como los efectos en las variaciones en las prestaciones derivadas de variaciones en la tasa de inflación. Las pérdidas y ganancias actuariales que puedan producirse por variaciones de las obligaciones preestablecidas definidas se registran directamente en otros resultados integrales. Las pérdidas y ganancias actuariales tienen su origen en las desviaciones entre la estimación y la realidad del comportamiento de las hipótesis actuariales o en la reformulación de las hipótesis actuariales establecidas (Ver Nota 27).

3.11 Clasificación del Valor Corriente y No Corriente

La Sociedad clasifica sus activos y pasivos de acuerdo a sus vencimientos; esto es, como corrientes, aquellos activos y pasivos con vencimiento inferior o igual a doce meses, y como no corrientes, aquellos activos y pasivos con vencimiento superior a un año.

Pasivos cuyo vencimiento es inferior a doce meses, pero cuyo refinanciamiento a largo plazo está asegurado a discreción de la Sociedad, mediante contratos de crédito disponibles de forma incondicional con vencimiento a largo plazo, podrán clasificarse como pasivos no corrientes y su porción del corto plazo en pasivos corrientes.

3.12 Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

Impuesto a la renta corriente

Los activos y pasivos por impuestos a las ganancias corrientes se miden al monto que se espera recuperar o pagar a las autoridades fiscales. Las tasas impositivas y las leyes impositivas utilizadas para calcular el monto son las que se promulgaron o se promulgarán de manera sustancial en la fecha de presentación en los países donde la Sociedad opera y genera ingresos imponibles. El impuesto a las ganancias corriente relacionado con partidas reconocidas directamente en el patrimonio neto se reconoce en el patrimonio neto y no en el estado de resultados. La gerencia evalúa periódicamente las posiciones tomadas en las declaraciones de impuestos con respecto a situaciones en las que las regulaciones fiscales aplicables están sujetas a interpretación y establece disposiciones cuando corresponde.

Impuesto diferido

Los impuestos diferidos se calculan, utilizando el método del pasivo, sobre las diferencias temporales entre las bases imponibles de los activos y pasivos y sus importes en libros para fines de información financiera en la fecha de presentación.

Los pasivos por impuestos diferidos se reconocen por todas las diferencias temporarias imponibles, excepto:

- Cuando el pasivo por impuestos diferidos surge del reconocimiento inicial del goodwill o de un activo o pasivo en una transacción que no es una combinación de negocios y, en el momento de la transacción, no afecta ni a la ganancia contable ni a la ganancia o pérdida imponible.
- Con respecto a las diferencias temporarias imponibles asociadas con inversiones en subsidiarias, asociadas e intereses en acuerdos conjuntos, cuando se puede controlar el momento de la reversión de las diferencias temporarias y es probable que las diferencias temporarias no se reviertan en el futuro previsible.

Los activos por impuestos diferidos se reconocen por todas las diferencias temporarias deducibles, el traspaso de créditos fiscales no utilizados y cualquier pérdida fiscal no utilizada. Los activos por impuestos diferidos se reconocen en la medida en que sea probable que haya ganancias imponibles disponibles contra las cuales se puedan utilizar las diferencias temporarias deducibles, y el traspaso de créditos fiscales no utilizados y pérdidas fiscales no utilizadas, excepto:

- Cuando el activo por impuestos diferidos relacionado con la diferencia temporaria deducible surge del reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción que no es una combinación de negocios y, en el momento de la transacción, no afecta ni la ganancia contable ni la ganancia o pérdida imponible.
- Con respecto a las diferencias temporarias deducibles asociadas con inversiones en subsidiarias, asociadas e intereses en acuerdos conjuntos, los activos por impuestos diferidos se reconocen solo en la medida en que sea probable que las diferencias temporarias se reviertan en el futuro previsible y las ganancias imponibles estarán disponibles contra que las diferencias temporales pueden ser utilizadas.

El valor en libros de los activos por impuestos diferidos se revisa en cada fecha de presentación y se reduce en la medida en que ya no es probable que haya suficientes ganancias imponibles disponibles para permitir la utilización de todo o parte del activo por impuestos diferidos.

Los activos por impuestos diferidos no reconocidos se reevalúan en cada fecha de presentación y se reconocen en la medida en que sea probable que las ganancias imponibles futuras permitan recuperar el activo por impuestos diferidos. Los activos y pasivos por impuestos diferidos se miden a las tasas impositivas que se espera que se apliquen en el año en que se realiza el activo, o se liquida el pasivo, en función de las tasas impositivas (y las leyes impositivas) que se han promulgado o se promulgarán de manera sustancial en la fecha del reporte.

El impuesto diferido relacionado con partidas reconocidas fuera de resultados se reconoce fuera de resultados. Las partidas de impuestos diferidos se reconocen en correlación con la transacción subyacente, ya sea en otro resultado integral o directamente en el patrimonio neto.

3.13 Reconocimiento de Ingresos y Gastos

Los ingresos ordinarios se reconocen cuando se produce la entrada bruta de beneficios económicos originados en el curso de las actividades ordinarias de la Compañía durante el período, siempre que dicha entrada de beneficios provoque un incremento en el patrimonio total que no esté relacionado con las aportaciones de los propietarios de ese patrimonio y estos beneficios puedan ser valorados con fiabilidad. Los ingresos ordinarios se valoran por el valor razonable de la contrapartida recibida o por recibir, derivada de los mismos.

EECL analiza y toma en consideración todos los hechos y circunstancia relevantes al aplicar cada paso del modelo establecido por NIIF 15 a los contratos con sus clientes: (i) identificación del contrato, (ii) identificar obligaciones de desempeño, (iii) determinar el precio de la transacción, (iv) asignar el precio, y (v) reconocer el ingreso.

EECL también evalúa si existen costos adicionales para obtener un contrato, así como los costos directamente relacionados con el cumplimiento del contrato. Los ingresos por contratos con clientes se reconocen cuando el

control de los bienes o servicios se transfiere al cliente por un monto que refleja la consideración a la que el Grupo espera tener derecho a cambio de esos bienes o servicios. El Grupo generalmente ha concluido que es el principal en sus acuerdos de ingresos, porque generalmente controla los bienes o servicios antes de transferirlos al cliente.

EECL reconoce los ingresos cuando se han cumplido satisfactoriamente los pasos establecidos en la NIIF 15 y es probable que los beneficios económicos futuros vayan a fluir a la compañía.

Los ingresos ordinarios, corresponden principalmente a ventas de energía, potencia, servicios portuarios, servicios industriales y transmisión eléctrica, los que incluyen los servicios prestados y no facturados al cierre del período, se presentan netos de impuestos, devoluciones, rebajas y descuentos, y son reconocidos cuando el importe de los mismos puede ser medido con fiabilidad, y sea probable que los beneficios económicos futuros vayan a fluir a la compañía. Estos son imputados en base del criterio del devengo.

- Ventas de energía: Se reconoce como ingreso, la energía suministrada y no facturada al último día del mes de cierre, valorizadas según tarifas vigentes al correspondiente período de consumo. Asimismo, el costo de energía se encuentra incluido en el resultado.
- Ventas de servicios: Se reconocen en el resultado en el período en que se prestan dichos servicios.
- Ingresos por intereses: Los ingresos por intereses se reconocen sobre la base de la proporción de tiempo transcurrido, usando el método del interés efectivo.
- Arrendamientos: Para el caso de activos arrendados y reconocidos como arrendamiento financiero, el valor actual de los pagos está reconocido como una cuenta por cobrar. La diferencia entre este importe bruto a cobrar y el valor actual de dicho pago se reconoce como rendimiento financiero. Estos ingresos se reconocen como resultado a través del método lineal, durante el plazo del arrendamiento.

3.14 Ganancia (Pérdida) por Acción

La ganancia básica por acción se calcula como el cociente entre la ganancia (pérdida) neta del ejercicio atribuible a la Sociedad Matriz y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la misma en circulación durante dicho período, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad Matriz en poder de alguna sociedad filial, si en alguna ocasión fuere el caso.

3.15 Dividendos

La política de dividendos de EECL consiste en pagar el dividendo mínimo obligatorio en conformidad a la Ley y los estatutos sociales, pudiendo aprobarse dividendos por sobre el mínimo obligatorio si las condiciones de la compañía lo permiten. Cada año el directorio propone un pago de dividendos según los resultados financieros, los recursos líquidos disponibles y los requerimientos de financiamiento estimados para inversiones de capital. El dividendo propuesto por el directorio debe ser aprobado en Junta Ordinaria de Accionistas, según lo establece la ley.

En relación a las circulares N°1945 y N°1983 de la Comisión para el Mercado Financiero, el directorio de la Sociedad acordó que la utilidad líquida distribuible será la que se refleja en los estados financieros como Utilidad del Ejercicio atribuible a los tenedores de acciones, sin efectuar ajustes sobre las mismas.

En cuanto a las utilidades que no se distribuyan como dividendos provisorios, se podrá proponer a la respectiva Junta Ordinaria de Accionistas su distribución como dividendo definitivo dentro de los treinta días siguientes a la celebración de la respectiva junta.

3.16 Efectivo y Equivalentes al Efectivo

El efectivo y equivalente de efectivo comprende el efectivo en caja, cuentas corrientes bancarias sin restricciones, depósitos a plazo y valores negociables cuyo vencimiento no supere los 90 días, siendo fácilmente convertibles en cantidades conocidas de efectivo y con riesgo poco significativo de cambios a su valor.

3.17 Segmentos de Operación

El negocio principal de la Sociedad es la generación y venta de energía eléctrica. Para ello cuenta con centrales térmicas, de ciclo combinado, solar e hidroeléctrica que producen dicha energía, la que es vendida a clientes con los que se mantienen contratos de suministros de acuerdo a lo estipulado en la Ley Eléctrica, clasificando a éstos como clientes regulados, clientes libres y mercado spot.

No existe una relación directa entre cada una de las unidades generadoras y los contratos de suministro, sino que éstos se establecen de acuerdo a la capacidad total de la Sociedad, siendo abastecidos con la generación de cualquiera de las plantas o, en su defecto, con compras de energía a otras compañías generadoras.

EECL es parte del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), por lo que la generación de cada una de las unidades generadoras está definida por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN).

Por lo anterior, y dado que EECL opera sólo en el Sistema Eléctrico Nacional, no es aplicable una segmentación geográfica.

La regulación eléctrica en Chile contempla una separación conceptual entre energía y potencia, pero no por tratarse de elementos físicos distintos, sino para efectos de tarificación económicamente eficiente. De ahí que se distinga entre energía que se tarifica en unidades monetarias por unidad de energía (KWh, MWh, etc.) y potencia que se tarifica en unidades monetarias por unidad de potencia – unidad de tiempo (KW-mes).

En consecuencia, para efectos de la aplicación de la IFRS 8, se define como el único segmento operativo para EECL, a la totalidad del negocio descrito.

3.18 Pasivos y Activos Contingentes

Los pasivos contingentes no se reconocen en los estados financieros, pero se revelan en notas a los estados financieros a menos que su ocurrencia sea remota. Los activos contingentes no se reconocen en los estados financieros y se revelan sólo si su flujo económico de beneficios es probable que se realicen.

NOTA 4 – REGULACION SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELECTRICO

4.1 Descripción del Negocio

ENGIE ENERGIA CHILE S.A. tiene por objetivo la producción, transporte, distribución y suministro de energía eléctrica; compra, venta y transporte de combustibles, ya sean éstos líquidos, sólidos o gaseosos y, adicionalmente, ofrecer servicios de consultoría relacionados a la ingeniería y gestión, al igual que de mantenimiento y reparación de sistemas eléctricos.

Al 31 de diciembre de 2022, ENGIE ENERGIA CHILE S.A. posee una capacidad instalada de 2.364 MW en el Sistema Eléctrico Nacional, conformando aproximadamente el 7% del total de la potencia bruta del Sistema. La Sociedad opera 2.413 kms. de líneas de transmisión, un gasoducto de gas natural, con una capacidad de transporte de 8 millones de m3 al día para su distribución y comercialización en la zona norte de Chile.

4.2 Información de Regulación y Funcionamiento del Sistema Eléctrico

El sector eléctrico en Chile se encuentra regulado por la Ley General de Servicios Eléctricos, contenida en el DFL N° 1 de 1982, del Ministerio de Minería, y su correspondiente Reglamento, contenido en el D.S. N° 327 de 1998. Tres entidades gubernamentales tienen la responsabilidad en la aplicación y cumplimiento de la Ley; La Comisión Nacional de Energía (CNE), que posee la autoridad para proponer las tarifas reguladas (precios de nudo), así como para elaborar planes indicativos para la construcción de nuevas unidades de generación; la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), que fiscaliza y vigila el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas para la generación, transmisión y distribución eléctrica, combustibles líquidos y gas; y el Ministerio de Economía, que revisa y aprueba las tarifas propuestas por la CNE y regula el otorgamiento de concesiones

a compañías de generación, transmisión y distribución eléctrica, previo informe de la SEC. La ley establece un Panel de Expertos, que tiene por función primordial resolver las discrepancias que se produzcan entre empresas eléctricas.

El Sistema Eléctrico Nacional se extiende desde Arica a Chiloé.

De acuerdo a la Ley Eléctrica, las compañías que forman parte en la generación en un sistema eléctrico, deben coordinar sus operaciones a través del CEN, con el fin de operar el sistema a mínimo costo, preservando la seguridad del servicio. Para ello, el CEN planifica y realiza la operación del sistema, incluyendo el cálculo de costo marginal horario, precio al cual se valoran las transferencias de energía entre generadores, estando la decisión de generación de cada empresa supeditada al plan de operación del CEN. Las compañías pueden decidir libremente si vender su energía a clientes regulados o no regulados. Cualquier superávit o déficit entre sus ventas a clientes y su producción, es vendido o comprado a otros generadores al costo marginal.

4.3 Tipos de clientes

a) Clientes regulados: Corresponden a aquellos consumidores residenciales, comerciales, pequeña y mediana industria, con una potencia conectada igual o inferior a 5.000 KW, y que están ubicados en el área de concesión de una empresa distribuidora. El precio de transferencia entre las compañías generadoras y distribuidoras corresponderá al resultado de las licitaciones que éstas lleven a cabo.

b) Clientes libres: Corresponde a aquella parte de la demanda que tiene una potencia conectada mayor a 5.000 KW, principalmente proveniente de clientes industriales y mineros. Estos consumidores pueden negociar libremente sus precios de suministro eléctrico con las generadoras y/o distribuidoras. Los clientes con potencia entre 500 y 5.000 KW tienen la opción de contratar energía a precios que pueden ser convenidos con sus proveedores –o bien-, seguir sometidos a precios regulados, con un período de permanencia mínimo de cuatro años en cada régimen.

c) Mercado Spot o de corto plazo: Corresponde a las transacciones de energía y potencia entre compañías generadoras que resulta de la coordinación realizada por el CEN para lograr la operación económica del sistema. Los excesos (déficit) de su producción respecto de sus compromisos comerciales son transferidos mediante ventas (compras) a los otros generadores integrantes del CEN. Para el caso de la energía, las transferencias son valoradas al costo marginal. Para la potencia, las transferencias son valoradas al precio de nudo correspondiente, según ha sido fijado semestralmente por la autoridad.

En Chile, la potencia por remunerar a cada generador depende de un cálculo realizado centralizadamente por el CEN en forma anual, del cual se obtiene la potencia de suficiencia para cada central, valor que es independiente de su despacho.

A partir del año 2010, con la promulgación de la Ley 20.018, las empresas distribuidoras deberán disponer de suministro permanentemente para el total de su demanda, para lo cual deben realizar licitaciones públicas de largo plazo.

4.4 Principales Activos

El parque de la generación de EECL y sus Filiales, que en suma aporta 2.364 MW en el Sistema Eléctrico Nacional (7%) de la potencia bruta total aportada en el sistema, está conformado principalmente por centrales térmicas de ciclo combinado y carboneras.

Las centrales carboneras y ciclo combinado se distribuyen en 7 plantas dentro de la región de Antofagasta, ubicadas 6 centrales en Mejillones y 1 central en Tocopilla, con una capacidad total de 1.670 MW y otras centrales renovables que suman 692 MW, que se ubican a lo largo del SEN.

4.5 Energías Renovables

En materia de energías renovables, en abril de 2008 se promulgó la Ley 20.257 y fue modificada con la Ley 20.698 que se promulgó en octubre de 2013, que incentivan el uso de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC). El principal aspecto de estas normas es que obliga a los generadores a que al menos un 5% de su energía comercializada provenga de estas fuentes renovables entre los años 2010 y 2014, aumentando progresivamente en 0,5% por año a partir del ejercicio 2015 hasta 2024, donde se alcanzará un 10%, para los contratos celebrados

con posterioridad al 31 de agosto de 2007 y con anterioridad al 1 de julio de 2013. Para los contratos firmados con posterioridad al 1 de julio de 2013, la obligación aludida será del 5% al año 2013, con incrementos del 1% a partir del año 2014 hasta llegar al 12% el año 2020, e incrementos del 1,5% a partir del año 2021 hasta llegar al 18% el año 2024, y un incremento del 2% al año 2025 para llegar al 20% el año 2025.

En el año 2013, ENGIE ENERGIA CHILE S.A. inauguró la Planta Fotovoltaica, El Aguila I con una potencia instalada de 2 MWp.

Con fecha 9 de septiembre de 2016 comenzó su operación comercial la Planta Solar Fotovoltaica Pampa Camarones con una potencia instalada de 6 MWp.

Con fecha 17 de abril de 2019 la Sociedad adquirió las filiales "Solar Los Loros SpA" con una potencia instalada de 46 MWp y "Solairedirect Generación Andacollo SpA" con una potencia instalada de 1,3MWp.

Con fecha 01 de julio de 2020 la Sociedad adquirió la filial "Eólica Monte Redondo SpA" sumando a sus activos de generación renovable el Parque Eólico Monte Redondo con una capacidad instalada de 48 MW y la Central Hidroeléctrica Laja con una capacidad instalada de 34,4 MW.

Con fecha 29 de octubre de 2021 entró en operación comercial el Parque Eólico Calama con una capacidad instalada de 152,6 MW.

Con fecha 14 de enero de 2022 entró en operación comercial el Parque Solar Tamaya con una capacidad instalada de 114 MWp.

Con fecha 21 de noviembre de 2022 entró en operación comercial el Parque Solar Capricornio con una capacidad instalada de 87,9 MWp.

Con fecha 15 de diciembre de 2022 la Sociedad adquirió las filiales "Alba SpA", "Alba Andes SpA", "Alba Pacífico SpA", "Río Alto S.A." y "Energías de Abtao S.A." con sus activos de generación renovable Parque Eólico San Pedro I con una capacitad instalada de 36 MW y el Parque Eólico San Pedro II con una capacidad instalada de 65 MW.

Para el cumplimiento de la normativa vigente, la Sociedad adquiere en el mercado los atributos de Energía Renovable No Convencional (ERNC).

NOTA 5 – REORGANIZACIONES SOCIETARIAS

5.1 Adquisición de filiales

5.1.1 La filial PV Coya SpA fue fusionada en Engie Energía Chile S.A. con fecha 1 de septiembre de 2021.

5.1.2 Con fecha 19 de septiembre de 2022, ENGIE Energía Chile S.A. presentó una oferta de carácter vinculante a las sociedades Trans Antartic Energía Chile S.A., Trans Antartic Energía II S.A., Bosques de Chiloe S.A., Beltaine Renewable Energy S.L. e Inversiones Butalcura S.A. , únicos y actuales accionistas de las sociedades Alba S.A., Alba Andes S.A., Alba Pacífico S.A. Energías de Abtao S.A. y Río Alto S.A., con el objeto de adquirir el 100% de las acciones de dichas sociedades.

Estas sociedades comprenden: (i) El Parque Eólico San Pedro I, ubicado en la comuna de Dalcahue, Chiloé, Región de Los Lagos, actualmente en operación a través de 18 aerogeneradores de una capacidad instalada de 36 MW; (ii) el proyecto "Ampliación del Parque Eólico San Pedro II", ubicado en la comuna de Dalcahue, Chiloé, Región de Los Lagos, que consiste en un proyecto de generación de energía eólica actualmente en operación a través de 13 aerogeneradores de una capacidad instalada de 65 MW; y (iii) un proyecto de generación de energía eólica actualmente en desarrollo, ubicado en la comuna de Dalcahue, Chiloé, Región de Los Lagos, con una capacidad por instalar de hasta 151 MW aproximadamente.

El cierre de la transacción se produjo el 15 de diciembre de 2022.

(Ver detalle en Anexo 1 a)

NOTA 6 – EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO

La composición del efectivo y equivalentes al efectivo al 31 de diciembre de 2022 y 2021, clasificado por tipo de efectivo es el siguiente:

Clases de Efectivo y Equivalente de Efectivo (Presentación)	31-12-2022 kUSD	31-12-2021 kUSD
Efectivo en Caja	31	34
Saldos en Bancos	47.322	65.979
Depósitos a corto plazo, clasificados como equivalentes al efectivo	85.012	149.676
Total de Efectivo y Equivalente de Efectivo	**132.365**	**215.689**

Los saldos de efectivo y equivalente de efectivo incluidos en el Estado de Situación Financiera no difieren del presentado en el Estado de Flujo de Efectivo y no tienen restricciones de ningún tipo.

El detalle por cada concepto de efectivo y efectivo equivalente es el siguiente:

6.1 Disponible

El disponible está conformado por los dineros en efectivo mantenidos en Caja y Cuentas corrientes bancarias y su valor libro es igual a su valor razonable.

6.2 Depósitos a Plazo

Los Depósitos a plazo incluyen el capital más los intereses y reajustes devengados a la fecha de cierre.

Entidad	Moneda	Tasa %	Vencimiento	31-12-2022 kUSD	Tasa %	Vencimiento	31-12-2021 kUSD
Banco BBVA	USD	4,35%	05-01-23	250	0,09%	06-01-22	250
Banco BCI	USD	4,75%	06-01-23	15.707	0,30%	05-01-22	5.001
Banco BCI	USD		-	0	0,18%	10-01-22	4.500
Banco BCI	USD		-	0	0,27%	12-01-22	6.900
Banco BCI	USD		-	0	0,30%	13-01-22	3.001
Banco BCI	USD		-	0	0,28%	19-01-22	4.800
Banco Consorcio	USD	5,05%	09-01-23	16.032	0,45%	03-01-22	5.002
Banco Consorcio	USD		-	0	0,50%	03-01-22	18.013
Banco Estado	USD	4,00%	05-01-23	8.002	0,01%	06-01-22	8.000
Banco Itaú Corpbanca	USD	4,45%	06-01-23	15.006	0,30%	03-01-22	10.001
Banco Itaú Corpbanca	USD		-	0	0,40%	03-01-22	13.006
Banco Itaú Corpbanca	USD		-	0	0,20%	05-01-22	2.400
Banco Itaú Corpbanca	USD		-	0	0,30%	12-01-22	5.000
Banco Santander	USD	5,00%	06-01-23	15.006	0,34%	03-01-22	17.501
Banco Santander	USD		-	0	0,30%	12-01-22	8.000
Banco Santander	USD		-	0	0,30%	13-01-22	3.501
Banco Santander	USD		-	0	0,30%	19-01-22	4.000
Banco Scotia	USD	5,18%	06-01-23	15.009	0,30%	04-01-22	17.000
Banco Scotia	USD		-	0	0,20%	05-01-22	13.800
Total Consolidado				**85.012**			**149.676**

6.3 Efectivo y Equivalentes al Efectivo

Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	Saldo al 1/1/2022 (1)	Flujos de efectivo de financiamiento			Cambios que no representan flujos de efectivo						Saldo al 31/12/2022 (1)
		Provenientes	Utilizados	Total	Adquisición de filiales	Ventas de filiales	Cambios en valor razonable	Diferencias de cambio	Nuevos arrendamientos financieros	Otros cambios (2)	
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Obligaciones con el público no garantizadas (Nota 20)	847.773	0	(32.750)	(32.750)	0	0	0	0	0	31.319	846.342
Préstamos que devengan intereses (Nota 20)	174.604	667.000	(446)	666.554	77.021	0	0	0	0	13.500	931.679
Préstamos de empresas relacionadas (Nota 10.5)	8.065	98.665	(98.964)	(299)	0	0	0	0	0	0	7.766
Total	**1.030.442**	**765.665**	**(132.160)**	**633.505**	**77.021**	**0**	**0**	**0**	**0**	**44.819**	**1.785.787**

(1) Saldo correspondiente a la porción corriente y no corriente

(2) Corresponde al devengamiento de intereses

Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	Saldo al 1/1/2021 (1)	Flujos de efectivo de financiamiento			Cambios que no representan flujos de efectivo						Saldo al 31/12/2021 (1)
		Provenientes	Utilizados	Total	Adquisición de filiales	Ventas de filiales	Cambios en valor razonable	Diferencias de cambio	Nuevos arrendamientos financieros	Otros cambios (2)	
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Obligaciones con el público no garantizadas (Nota 20)	844.782	0	(32.750)	(32.750)	0	0	0	0	0	35.741	847.773
Préstamos que devengan intereses (Nota 20)	50.496	175.000	(51.579)	123.421	0	0	0	0	0	687	174.604
Préstamos de empresas relacionadas (Nota 10.5)	9.732	115.996	(117.663)	(1.667)	0	0	0	0	0	0	8.065
Total	**905.010**	**290.996**	**(201.992)**	**89.004**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**36.428**	**1.030.442**

NOTA 7 – OTROS ACTIVOS FINANCIEROS

Corriente

Detalle de Instrumentos	31-12-2022 kUSD	31-12-2021 kUSD
Forward (1)	17.865	0
Total Otros Activos Financieros	**17.865**	**0**

(1) Ver detalle en Nota 21 – Derivados y Operaciones de Cobertura

No Corriente

Detalle de Instrumentos	Moneda	31-12-2022 kUSD	31-12-2021 kUSD
Forward (1)	5.055	0	54
Total Otros Activos Financieros	**5.055**	**0**	**54**

NOTA 8 – OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS CORRIENTES

Los valores registrados por la Sociedad en este rubro corresponden a valores por servicios que serán realizados en meses posteriores y antes de un año de la fecha de cierre del período informado.

Tipos de Pagos	31-12-2022 kUSD	31-12-2021 kUSD
Seguros Pagados por Anticipado (1)	12.863	10.958
IVA Crédito Fiscal (2)	121.690	33.633
Anticipos a Proveedores	23.831	1.718
Otros	1.896	573
Total	**160.280**	**46.882**

(1) Corresponde a pólizas para EECL y afiliadas, por daños materiales e interrupción del negocio, responsabilidad civil y otros riesgos.

(2) Corresponde a Remanente de IVA Crédito Fiscal acumulado por las compras de insumos utilizados en la generación como Carbón y Gas principalmente y en menor cuantía a IVA Crédito Fiscal soportado por las compras relacionadas a Construcción de Proyectos Renovables de acuerdo con el plan de inversión definido por la compañía.

NOTA 9 – CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

Los saldos incluidos en este rubro en general no devengan intereses.

No existen restricciones a la disposición de este tipo de cuentas por cobrar de monto significativo.

De acuerdo a IFRS 7 párrafo 36, la Sociedad no tiene garantías tomadas sobre los créditos comerciales otorgados a sus clientes.

El vencimiento promedio de las obligaciones de clientes es de 15 días corridos, desde el momento de su facturación. No existe ningún cliente individual, que mantenga saldos significativos en relación con las ventas o cuentas por cobrar totales de la Sociedad.

Para un mayor análisis del riesgo de los deudores incobrables, ver Nota 23 “Gestión de Riesgos”.

La Sociedad constituye una provisión de incobrables al cierre de cada trimestre, considerando aspectos como la antigüedad de sus cuentas a cobrar y el análisis caso a caso de las mismas.

La Sociedad posee cartera repactada con un cliente, y no posee cartera protestada o en cobranza judicial.

Los valores incluidos en este ítem corresponden a los siguientes tipos de documentos:

9.1 Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes

Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	31-12-2022 kUSD	31-12-2021 kUSD
Facturas y cuentas por Cobrar	213.985	156.351
Deudores Varios Corrientes	153	175
Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	6.429	8.486
Total	**220.567**	**165.012**

9.2 Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes

Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar no Corrientes	31-12-2022 kUSD	31-12-2021 kUSD
Cuentas por cobrar (*)	325.778	85.581
Otros Deudores Varios	20	20
Total	**325.798**	**85.601**

(*) Corresponde a cuentas por cobrar originadas por la implementación de la Ley 21.185 de Estabilización de Precios de la Energía Eléctrica al Cliente Regulado. Durante 2021 y 2022, la Sociedad ha realizado ventas de cuentas por cobrar por dicho concepto a Chile Electricity PEC SpA por un valor nominal total de USD 220,1 millones, en línea con los acuerdos firmados con Goldman Sachs, BID Invest y posteriormente con Allianz. Este valor incluye los saldos informados en los decretos de precio de nudo promedio enero 2020, julio 2020, enero 2021, julio 2021 y enero 2022. El monto de cuentas por cobrar no corrientes al 31 de diciembre de 2022 es de USD 325,8 millones e incluye los saldos informados en el informe técnico del decreto de precio de nudo promedio julio 2022, que aún se encuentra en tramitación a la espera de ser aprobado. De estos saldos, un monto de USD 42,9 millones corresponden al remanente por vender correspondiente a la Ley 21.185 ("PEC-1") y aproximadamente USD 286,2 millones devengados con posterioridad al término del período de acumulación del fondo de estabilización. Este último monto podrá ser monetizado de acuerdo con la nueva ley "MPC" descrita en el párrafo siguiente

Con fecha 13 de julio de 2022, tras ratificar los cambios realizados por el Senado, el proyecto "Mecanismo de Protección al Cliente" o "MPC" fue despachado a Ley por la Cámara de Diputadas y Diputados. Esta Ley estabilizará los precios de energía para los clientes sujetos a regulación de precios suministrados por empresas concesionarias de servicio público de distribución regulados por la Ley General de Servicios Eléctricos. El MPC tendrá por objeto pagar las diferencias que se produzcan entre la facturación de las empresas de distribución a los clientes finales por la componente de energía y potencia y el monto que corresponda pagar por el suministro eléctrico a las empresas de generación, de acuerdo con sus condiciones contractuales respectivas o con el decreto respectivo para el caso de los sistemas medianos. Los recursos contabilizados en la operación del MPC no podrán superar los 1.800 millones de dólares de los Estados Unidos de América, y su vigencia se extenderá hasta que se extingan los saldos originados por aplicación de esta ley. A partir del año 2023, la Comisión Nacional de Energía deberá proyectar semestralmente el pago total del Saldo Final Restante para una fecha que no podrá ser posterior al día 31 de diciembre de 2032. Con ese fin, determinará los cargos que permitan recaudar los montos requeridos para la restitución total de los recursos necesarios para la correcta operación del MPC. La CNE se encuentra redactando la Resolución Exenta con las reglas a aplicar para la correcta implementación de la Ley MPC.

De conformidad con la "Ley MPC" y la resolución exenta a ser emitida por la CNE, se espera que las empresas generadoras reciban periódicamente Certificados de Pago emitidos por la Tesorería General de la República de Chile (la "Tesorería"), por el equivalente a la diferencia entre los precios de los contratos de suministro con distribuidoras y las tarifas aplicables según la Ley MPC, por un monto total de hasta US$1.800 millones. El Gobierno solicitó a BID Invest la estructuración de un mecanismo de financiamiento para las empresas generadoras a partir de la entrada en vigor de la Ley MPC. Bajo este mecanismo, BID Invest compraría los certificados de pago emitidos por la Tesorería a favor de las empresas generadoras, revendiendo parte de ellos a una sociedad de propósito especial, que a su vez emitiría notas bajo los formatos 144-A/Reg S y 4(a)2. BID Invest designó a Goldman Sachs para liderar la estructuración de la transacción y a JP Morgan e Itaú para liderar la colocación de las notas en conjunto con Goldman Sachs. Los certificados de pago incluirán intereses y gastos financieros de tal manera que las empresas de generación reciban el monto nominal total de las facturas de acuerdo con sus respectivos contratos de suministro con compañías distribuidoras. Los certificados de pago deberán ser pagados por los usuarios regulados en su totalidad a más tardar el 31 de diciembre de 2032. El reembolso total de los Certificados de Pago cuenta con garantía de la República de Chile.

Los saldos de deudores brutos de la sociedad al 31 de diciembre de 2022, estratificados por morosidad son los siguientes:

Deudores	Cartera al Día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad Mas 250 días	Total Corriente	Total No Corriente
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Deudores por operaciones de crédito corriente	200.291	9.446	3.551	935	414	330	134	137	108	5.082	220.428	329.023
Estimación incobrables	(238)	0	0	0	(414)	(330)	(134)	(137)	(108)	(5.082)	(6.443)	(3.245)
Deudores varios corrientes	153	0	0	0	0	0	0	0	0	0	153	20
Estimación incobrables	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otras cuentas por cobrar corrientes	6.429	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6.429	0
Total	**206.635**	**9.446**	**3.551**	**935**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**220.567**	**325.798**

Los saldos de deudores brutos de la sociedad al 31 de diciembre de 2021, estratificados por morosidad son los siguientes:

Deudores	Cartera al Día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad Mas 250 días	Total Corriente	Total No Corriente
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Deudores por operaciones de crédito corriente	147.235	8.358	775	251	303	25	13	10	0	4.761	161.731	90.085
Estimación incobrables	(268)	0	0	0	(303)	(25)	(13)	(10)	0	(4.761)	(5.380)	(4.504)
Deudores varios corrientes	175	0	0	0	0	0	0	0	0	0	175	20
Estimación incobrables	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otras cuentas por cobrar corrientes	8.486	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8.486	0
Total	**155.628**	**8.358**	**775**	**251**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**165.012**	**85.601**

Lo vencido y no provisionado corresponde a clientes que no tienen problemas de liquidez o solvencia; sin embargo, han objetado algún cobro de algunas facturas y a la fecha de los estados financieros nos encontrábamos negociando una solución.

La cartera repactada se define como cartera en incumplimiento o cartera con incremento de riesgo significativa, no pudiendo acceder a clasificaciones de riesgo menores hasta cancelar la totalidad de la repactación. Con esto se asegura que no haya un impacto de disminución de las provisiones producto de una repactación.

Tramos de Morosidad al 31 de diciembre de 2022	Cartera Repactada		Cartera No Repactada		Total Cartera Bruta	
	N° Clientes	Monto kUSD	N° Clientes	Monto kUSD	N° Clientes	Monto kUSD
Al día	-	0	1.174	206.873	1.174	206.873
Entre 1 y 30 días	-	0	465	9.446	465	9.446
Entre 31 y 60 días	-	0	75	3.551	75	3.551
Entre 61 y 90 días	-	0	65	935	65	935
Entre 91 y 120 días	-	0	26	414	26	414
Entre 121 y 150 días	-	0	13	330	13	330
Entre 151 y 180 días	-	0	12	134	12	134
Entre 181 y 210 días	-	0	25	137	25	137
Entre 211 y 250 días	-	0	11	108	11	108
Superior a 251 días	1	2.288	371	2.794	372	5.082
Total		**2.288**		**224.722**		**227.010**

Tramos de Morosidad al 31 de diciembre de 2021	Cartera Repactada		Cartera No Repactada		Total Cartera Bruta	
	N° Clientes	Monto kUSD	N° Clientes	Monto kUSD	N° Clientes	Monto kUSD
Al día	-	0	1.142	155.896	1142	155.896
Entre 1 y 30 días	-	0	339	8.358	339	8.358
Entre 31 y 60 días	-	0	53	775	53	775
Entre 61 y 90 días	-	0	22	251	22	251
Entre 91 y 120 días	-	0	19	303	19	303
Entre 121 y 150 días	-	0	7	25	7	25
Entre 151 y 180 días	-	0	11	13	11	13
Entre 181 y 210 días	-	0	2	10	2	10
Entre 211 y 250 días	-	0	2	0	2	0
Superior a 251 días	1	2.288	353	2.473	354	4.761
Total		**2.288**		**168.104**		**170.392**

Provisiones y Castigos	31-12-2022 kUSD	31-12-2021 kUSD
Saldo Inicial	9.884	7.470
Provisión cartera no repactada	439	4.458
Recuperos del periodo	(514)	(1.569)
Otros	(121)	(475)
Saldo final	**9.688**	**9.884**

NOTA 10 – CUENTAS POR COBRAR, CUENTAS POR PAGAR Y TRANSACCIONES CON ENTIDADES RELACIONADAS

10.1 Remuneración de Personal Clave de la Gerencia

La Sociedad es administrada por un Directorio compuesto por siete miembros, los cuales permanecen por período de dos años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos.

En conformidad con lo dispuesto en la Ley N°18.046, en la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 26 de abril de 2022, se procedió a la designación del total de los miembros del directorio, los que durarán dos años en el ejercicio del cargo. La Sociedad ha identificado como personal clave al Gerente General y sus Gerentes Corporativos.

La Junta Ordinaria de Accionistas acordó para el ejercicio 2022 y hasta la fecha en que se celebre la Junta Ordinaria, una dieta para el Directorio correspondiente a 160 U.F. por sesión para cada Director. El Presidente del Directorio percibe una dieta de 320 U.F. por sesión. Estableció también que los Directores suplentes no tendrán derecho a remuneración alguna por el desempeño de sus cargos, excepto cuando asistan a las sesiones en reemplazo de un director titular.

No existen otras remuneraciones pagadas distintas a las que perciben por el desempeño de su función de Director en la Sociedad, excepto lo dispuesto en el párrafo siguiente.

De conformidad con lo dispuesto en el Artículo 50 bis de la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas, en la Junta Ordinaria de Accionistas se deja constancia que se ha elegido un comité de directores. Este comité es integrado por los directores independientes. La remuneración será de 55 U.F. mensual a todo evento, además para su cometido se les asigna un presupuesto de 5.000 U.F. anuales. Durante el periodo 2022 este comité no ha realizado gastos con cargo a este presupuesto.

Remuneraciones del Directorio	31-12-2022 kUSD	31-12-2021 kUSD
Cristian Eyzaguirre, Director	98	102
Mauro Valdes, Director	98	102
Claudio Iglesis, Director	98	102
Total Honorarios por Remuneración del Directorio	**294**	**306**

ENGIE ENERGIA CHILE S.A., durante el periodo 2021, no pagó asesorías adicionales a ningún miembro del Directorio de la Sociedad, y registra gastos por un monto de kUSD 138 por concepto de gastos generales del Directorio en el mismo periodo.

Remuneración de Gerentes y Ejecutivos Principales	31-12-2022 kUSD	31-12-2021 kUSD
Remuneraciones	2.832	2.158
Beneficios de corto plazo	236	398
Total	**3.068**	**2.556**

Los costos incluyen las remuneraciones recurrentes mensuales y parte de éstas son variables y se otorga a través de bonos los cuales son en función del desempeño personal y de los resultados obtenidos por la Sociedad en el ejercicio. Además, incluye indemnizaciones por años de servicios.

10.2 Personal Clave de la Gerencia

Gerentes y Ejecutivos Principales

Nombre	Cargo
Rosaline Corinthien *	Gerente General
Axel Levêque *	Gerente General
Fernando Valdés	Gerente Corporativo Asuntos Legales
Eduardo Milligan	Gerente Corporativo de Finanzas y Servicios Compartidos
Lucy Oporto	Gerente Corporativo de Recursos Humanos
Gabriel Marcuz	Gerente Corporativo GBU Thermal & Suply
Pablo Villarino	Gerente Corporativo de Relaciones Institucionales
Enzo Quezada	Gerente Corporativo de Negocios
Mathieu Ablard	Gerente Corporativo GBU Renovables
Demian Talavera	Gerente Operaciones GBU Redes
Isak De Eskinazis	Gerente Gestión Global Energia

** Con fecha 30 de septiembre de 2022 el señor Axel Levêque dejó su cargo de Gerente General de la Sociedad. El 1 de octubre, Rosaline Corinthien, anterior CEO de ENGIE France Renewables, asumió la posición de Gerencia General de ENGIE Energía Chile S.A., sucediendo en el puesto a Axel Levêque, quien fuera CEO de la compañía desde septiembre de 2014. Durante los últimos tres años, Rosaline Corinthien lideró el desarrollo, construcción, operación y mantenimiento de activos renovables de ENGIE en Francia, actividades realizadas por 2.500 colaboradores que consideran una capacidad instalada de 3,9 GW de hidroelectricidad, 2,7 GW de energía eólica y 1,4 de energía solar. Este cambio en la gerencia general fue comunicado el día 18 de julio mediante un hecho esencial.*

10.3 Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente

Las operaciones por cobrar, pagar y transacciones con entidades relacionadas se ajustan a lo establecido en los artículos N° 44 y N° 49 de la Ley N° 18.046, sobre Sociedades Anónimas. La Sociedad no registra provisión por cuentas por cobrar de dudoso cobro, ya que dichas obligaciones son pagadas dentro de los plazos establecidos, los que varían entre 7 y 30 días.

Las cuentas por cobrar a entidades relacionadas son las siguientes:

RUT	Sociedad	País	Relación	Moneda	31/12/2022 kUSD	31/12/2021 kUSD
76.134.397-1	ENGIE Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	5.195	5.931
76.134.397-1	ENGIE Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	UF	0	0
76.134.397-1	ENGIE Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	CLP	7	2
96.885.200-0	ENGIE Austral S.A.	Chile	Matriz	CLP	51	33
96.885.200-0	ENGIE Austral S.A.	Chile	Matriz	USD	0	18
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control conjunto	USD	3	2
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control conjunto	CLP	121	0
76.215.533-8	Engie Stream Solutions Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	0	7
76.215.533-8	Engie Stream Solutions Chile SpA	Chile	Matriz Común	CLP	10	13
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	78	66
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	UF	0	9
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	24	12
0-E	Sustainability Solutions Latam SpA	Chile	Matriz Común	USD	17	17
0-E	Engie Energía Perú S.A.	Perú	Matriz Común	USD	26	314
76.242.762-1	IMA SpA (*)	Chile	Matriz Común	USD	0	5
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente					**5.532**	**6.429**

(*) Los saldos y transacciones con estas sociedades corresponden a aquellas comprendidas entre el 01 de enero y 30 de septiembre de 2022, ya que a partir del 01 de octubre 2022 estas sociedades no forman parte del Grupo ENGIE.

10.4 Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente

RUT	Sociedad	País	Relación	Moneda	31/12/2022 kUSD	31/12/2021 kUSD
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A. (1)	Chile	Control conjunto	USD	14.787	14.161
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente					**14.787**	**14.161**

(1) Préstamo otorgado a Transmisora Eléctrica del Norte S.A., que devenga interés a tasa anual Libor 180 días + 2,7%, con plazo de vencimiento al 17 de julio de 2024.

10.5 Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes

RUT	Sociedad	País	Relación	Moneda	31/12/2022 kUSD	31/12/2021 kUSD
0-E	Electrabel Corporate HQ Benelux	Bélgica	Matriz Común	USD	0	2
0-E	Engie Digital	Francia	Matriz Común	EUR	6	0
0-E	Engie EBL SA - EMS	Bélgica	Matriz Común	EUR	0	31
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	19	28
0-E	Engie GBS Latam SA de CV	México	Matriz Común	USD	0	30
0-E	Engie Information et Technology	Francia	Matriz Común	EUR	33	106
0-E	Engie Solar S.A.S	Francia	Matriz Común	EUR	0	7
59.281.960-0	Laborelec Latin America	Chile	Matriz Común	EUR	130	433
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	4.075	3.823
96.902.900-6	Térmika Ingeniería y Montaje SpA	Chile	Matriz Común	UF	0	10
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	UF	48	0
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control conjunto	USD	1.774	1.445
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.(1)	Chile	Control conjunto	USD	1.681	1.528
96.543.670-7	CAM Chile SpA (*)	Chile	Matriz Común	UF	0	2
76.108.126-8	IMA Automatización Ltda. (*)	Chile	Matriz Común	UF	0	51
88.689.100-8	IMA Industrial Ltda. (*)	Chile	Matriz Común	CLP	0	569
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes					**7.766**	**8.065**

((*) Los saldos y transacciones con estas sociedades corresponden a aquellas comprendidas entre el 01 de enero y 30 de septiembre de 2022, ya que a partir del 01 de octubre 2022 estas sociedades no forman parte del Grupo ENGIE.

(1) corresponde a la porción corto plazo de leasing por pagar por instalaciones de transmisión y pagaderas en un plazo de 20 años en cuotas mensuales.

10.6 Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, No Corrientes

RUT	Sociedad	País	Relación	Moneda	31/12/2022 kUSD	31/12/2021 kUSD
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A. (1)	Chile	Control conjunto	USD	51.738	53.420
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, No Corrientes					**51.738**	**53.420**

(1) corresponde a la porción largo plazo de leasing por pagar por instalaciones de transmisión y pagaderas en un plazo de 20 años en cuotas mensuales.

10.7 Transacciones con Entidades Relacionadas

Entidad						31/12/2022		31/12/2021	
Rut	Sociedad	País	Relación	Moneda	Descripción de la Transacción	Monto	Efecto en Resultado	Monto	Efecto en Resultado
						kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
0-E	CEF Services S.A.	Luxemburgo	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	59	(59)	0	0
0-E	Electrabel Corporate HQ Benelux	Bélgica	Matriz Común	USD	Servicios	0	0	21	(21)
0-E	Energy Consulting Services S.A.	Argentina	Coligada de Accionista	Peso argentino	Servicios Prestados	0	0	1	1
0-E	Energy Consulting Services S.A.	Argentina	Coligada de Accionista	Peso argentino	Servicios Recibidos	0	0	221	(221)
0-E	Engie (China) Energy Technology Co Ltd	China	Matriz Común	USD	Servicios	0	0	8	(8)
96.885.200-0	Engie Austral S.A.	Chile	Matriz	USD	Dividendo	0	0	55.528	0
96.885.200-0	Engie Austral S.A.	Chile	Matriz	UF	Arriendos	214	214	246	246
96.885.200-0	Engie Austral S.A.	Chile	Matriz	USD	Recuperación de Gastos	84	84	0	0
96.885.200-0	Engie Austral S.A.	Chile	Matriz	CLP	Recuperación de Gastos	133	133	85	85
96.885.200-0	Engie Austral S.A.	Chile	Matriz	USD	Servicios Recibidos	0	0	23	(23)
96.885.200-0	Engie Austral S.A.	Chile	Matriz	USD	Servicios Prestados	211	211	425	425
0-E	Engie EBL SA - EMS	Bélgica	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	42	(42)	31	(31)
0-E	Engie Energy Marketing Singapore Pte Ltd	Singapur	Matriz Común	USD	Compra de GNL	0	0	39.850	0
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	UF	Arriendos	34	34	36	36
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Prestados	140	140	140	140
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	166	(166)	149	(149)
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Venta de Gas	35.765	35.765	29.470	29.470
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Transporte de Gas	1.127	1.127	1.122	1.122
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	CLP	Recuperación de Gasto	11	11	6	6
0-E	Engie GBS Latam S.A. de CV	México	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	774	(774)	460	(460)
0-E	Engie Information et Technologies	Francia	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	304	(288)	128	(119)
76.143.206-0	Engie Movilidad SpA	Chile	Matriz Común	UF	Servicios Recibidos	0	0	11	(11)
76.143.206-0	Engie Movilidad SpA	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios Recibidos	0	0	15	(15)

Entidad						31/12/2022		31/12/2021	
Rut	Sociedad	País	Relación	Moneda	Descripción de la Transacción	Monto	Efecto en Resultado	Monto	Efecto en Resultado
						kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
0-E	Engie Energía Perú S.A.	Perú	Matriz Común	USD	Servicios Prestados	314	314	319	319
0-E	Engie S.A.	Francia	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	301	(301)	365	(365)
0-E	Engie Services Perú S.A.	Perú	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	29	(29)	23	(23)
0-E	Engie Solar S.A.S	Francia	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	42	0	182	0
0-E	Engie Solar S.A.S	Francia	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	0	0	7	(7)
76.215.533-8	Engie Stream Solutions Chile SpA	Chile	Matriz Común	CLP	Recuperación de gastos	20	20	10	10
76.215.533-8	Engie Stream Solutions Chile SpA	Chile	Matriz Común	UF	Arriendos	61	61	63	63
76.215.533-8	Engie Stream Solutions Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Prestados	131	131	118	118
59.281.960-0	Laborelec Latin America	Chile	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	1.072	(863)	1.108	(762)
59.281.960-0	Laborelec Latin America	Chile	Matriz Común	UF	Servicios Recibidos	0	0	98	0
59.281.960-0	Laborelec Latin America	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios Recibidos	0	0	4	0
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Venta Energía, Potencia y Servicios	977	977	1.069	1.069
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Servicio de Regasificación de gas	48.477	(48.477)	45.061	(45.061)
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Recuperación de Gastos	34	34	35	35
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	UF	Arriendos	116	116	98	98
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Peaje	1.169	1.169	632	632
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Prestados	277	277	279	279
0-E	SSINERGIE blu.e	Francia	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	31	(31)	26	(26)
77.209.127-3	Sustainability Solutions LATAM SpA	Chile	Matriz Común	USD	Arriendos	116	116	125	125
77.209.127-3	Sustainability Solutions LATAM SpA	Chile	Matriz Común	UF	Arriendos	0	0	3	3
77.209.127-3	Sustainability Solutions LATAM SpA	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Prestados	7	7	56	56
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	0	0	2.883	(2.883)
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	UF	Servicios Recibidos	550	(10)	324	(10)
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	77	(77)	0	0

(*) Los saldos y transacciones con estas sociedades corresponden a aquellas comprendidas entre el 01 de enero y 30 de septiembre de 2022, ya que a partir del 01 de octubre 2022 estas sociedades no forman parte del Grupo ENGIE.

Entidad						31/12/2022		31/12/2021	
Rut	Sociedad	País	Relación	Moneda	Descripción de la Transacción	Monto	Efecto en Resultado	Monto	Efecto en Resultado
						kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	USD	Préstamos (Intereses)	626	626	434	434
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	USD	Pago de Préstamo	0	0	8.000	0
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	USD	Servicios Prestados	640	640	676	676
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	USD	Recuperación de gastos	0	0	0	0
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	UF	Arriendo de instalaciones	240	240	251	251
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	UF	Arriendos	57	57	42	42
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	CLP	Recuperación de gastos	2	2	10	10
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	CLP	Peajes	5.988	(5.988)	7.515	(7.515)
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	CLP	Venta de Energía y Potencia	853	853	148	148
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	USD	Amortización Leasing (Capital)	1.528	0	1.389	0
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	USD	Amortización Leasing (Intereses)	6.347	(6.347)	6.024	(6.024)
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	USD	Compra Materiales	0	0	8	0
96.543.670-7	CAM Chile SpA (*)	Chile	Matriz Común	UF	Servicios Recibidos	0	0	23	(23)
96.543.670-7	CAM Chile SpA (*)	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios Prestados	0	0	5	5
76.108.126-8	IMA Automatización Ltda (*)	Chile	Matriz Común	UF	Servicios Recibidos	146	(146)	214	(214)
76.108.126-8	IMA Automatización Ltda (*)	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	24	0	34	(34)
88.689.100-8	IMA Industrial Ltda.(*)	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios Recibidos	5.524	(5.524)	9.334	(9.151)
88.689.100-8	IMA Industrial Ltda.(*)	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios Prestados	0	0	11	11
76.242.762-1	IMA SpA. (*)	Chile	Matriz Común	USD	Recuperación de gastos	0	0	319	319
76.242.762-1	IMA SpA. (*)	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Prestados	38	38	64	64
96.902.900-6	Térmika Ingeniería y Montaje SpA (*)	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	0	0	72	0
96.902.900-6	Térmika Ingeniería y Montaje SpA (*)	Chile	Matriz Común	UF	Servicios Recibidos	58	0	222	(19)
96.858.530-4	Termika Servicios de Mantención S.A. (*)	Chile	Matriz Común	UF	Servicios Recibidos	0	0	41	(41)

Existen garantías, otorgadas o recibidas por las transacciones con partes relacionadas (ver Nota 40.2).

No existen deudas de dudoso cobro relativo a saldos pendientes que ameriten provisión ni gastos reconocidos por este concepto.

Todas las transacciones con partes relacionadas fueron realizadas en términos y condiciones de mercado.

NOTA 11 – INVENTARIOS CORRIENTES

La composición del inventario de la Sociedad al cierre de los ejercicios 2022 y 2021 es el siguiente:

Clases de Inventarios	31-12-2022 kUSD	31-12-2021 kUSD
Materiales y Suministro Operación	98.260	102.833
Provisión Obsolescencia	(29.619)	(27.612)
Provisión Deterioro Repuestos (*)	(36.144)	(40.070)
Carbón	196.537	104.802
Petróleo Bunker N° 6	236	511
Petróleo Diesel	5.178	2.833
Cal Hidratada	10.338	2.386
Caliza – Biomasa - Arena Silice	2.391	6.990
GNL	16.726	5.493
Lubricantes	152	153
Total	**264.055**	**158.319**

(*) La provisión de deterioro de repuestos se redujo en kUSD 3.926 producto de la venta de estos repuestos.

El detalle de los costos de inventarios reconocidos en gastos en los ejercicios 2022 y 2021, se muestra en el siguiente cuadro:

Gastos del Periodo	31-12-2022 kUSD	31-12-2021 kUSD
Combustibles para la operación	604.349	377.835
Otros insumos de la operación	15.098	20.540
Materiales y repuestos	11.497	1.414
Total	**630.944**	**399.789**

Los movimientos de la provisión de obsolescencia son los siguientes:

Provisión Obsolescencia Inventarios (1)	31-12-2022 kUSD	31-12-2021 kUSD
Saldo Inicial	27.612	26.265
Reverso provision por venta de repuestos	(590)	0
Aumento (disminución) provisión	2.597	1.347
Saldo Final	**29.619**	**27.612**

(1) Ver criterios de provisión en Nota 3.5 (Deterioro de Activos)

NOTA 12 – IMPUESTOS CORRIENTES

Información general

El saldo de impuesto a la renta por recuperar y por pagar presentado en el activo y pasivo circulante respectivamente está constituido de la siguiente manera:

a) Activos por Impuestos Corrientes

Impuestos por Recuperar	31-12-2022 kUSD	31-12-2021 kUSD
PPM	1.186	18.637
Crédito Fuente Extranjera	0	0
Impuesto por Recuperar Ejercicios Anteriores	33.687	4.958
Crédito Sence	306	306
Otros Impuestos por Recuperar	0	0
Total Impuestos por Recuperar	**35.179**	**23.901**

b) Pasivos por Impuestos Corrientes

Impuestos a la Renta	31-12-2022 kUSD	31-12-2021 kUSD
Gasto Tributario Corriente	12.560	3.650
Impuesto Único Artículo 21	0	22
Total Impuestos por Pagar	**12.560**	**3.672**

NOTA 13 – OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS, NO CORRIENTE

Otros Activos No Financieros	31-12-2022 kUSD	31-12-2021 kUSD
Derecho sobre otros activos	2.161	2.161
Proyecto en Desarrollo "Plantas Solares, Eólicas y de Almacenamiento" (1)	13.909	13.603
Proyecto en Desarrollo "Parque Eólico Los Trigales" (1)	0	7.959
Otros Proyectos en Desarrollo (1)	513	1.546
Otros	497	479
Total	**17.080**	**25.748**

(1) La Sociedad tiene como política registrar como Otros Activos No Financieros en el estado de situación financiera los costos de los proyectos en la fase de desarrollo siempre que su viabilidad técnica y rentabilidad económica estén razonablemente aseguradas, el análisis de todos los proyectos al cierre del ejercicio 2022 aquellos proyectos que no continuaban teniendo factibilidad y rentabilidad económica fueron ajustados a resultado como Gastos proyectos en desarrollo por un total de kUSD 30.096.

Los proyectos que se mantienen activados son:

Plantas Solares, Eólicas y de Almacenamiento: Proyectos Fotovoltaicos y Eólicos en etapa temprana de desarrollo, ubicados a lo largo de todo Chile, entre las regiones de Arica y Parinacota y Los Lagos.

Otros Proyectos en Desarrollo: Consiste en proyectos menores de desarrollo de transmisión y otras renovables.

NOTA 14 – INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL METODO DE LA PARTICIPACION

Sociedades de control conjunto

El detalle de la sociedad contabilizada por el método de la participación y los movimientos al 31 de diciembre de 2021 es el siguiente:

Tipo de Relación	Sociedad	Número de Acciones	Porcentaje de participación	Saldo al 31/12/2021	Resultado devengado	Provisión dividendos	Variación Reserva derivados de cobertura al 31/12/2022	Total al 31/12/2022
			%	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Control Conjunto	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	1.438.448	50,00%	108.906	5.513	0	9.894	124.313
Total				**108.906**	**5.513**	**0**	**9.894**	**124.313**

Resultado Devengado	31-12-2022 kUSD	31-12-2021 kUSD
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	**5.513**	**(1.934)**

R.U.T	Nombre Sociedad	Participación	Activos Corrientes	Activos no Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos no Corrientes	Total Pasivos	Patrimonio Neto	Ingresos Ordinarios	Gastos Ordinarios	Ganancia (Pérdida) Neta
		%	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	50,00%	80.026	708.610	788.636	137.819	515.211	653.030	135.606	73.361	25.081	13.415

Sociedades de control conjunto

El detalle de la sociedad contabilizada por el método de la participación y los movimientos al 31 de diciembre de 2021 es el siguiente:

Tipo de Relación	Sociedad	Número de Acciones	Porcentaje de participación	Saldo al 31/12/2020	Resultado devengado	Provisión dividendos	Variación Reserva derivados de cobertura al 31/12/2021	Total al 31/12/2021
			%	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Control Conjunto	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	1.438.448	50,00%	81.608	(1.934)	0	29.232	108.906
Total				**81.608**	**(1.934)**	**0**	**29.232**	**108.906**

R.U.T	Nombre Sociedad	Participación	Activos Corrientes	Activos no Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos no Corrientes	Total Pasivos	Patrimonio Neto	Ingresos Ordinarios	Gastos Ordinarios	Ganancia (Pérdida) Neta
		%	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	50,00%	61.496	750.345	824.586	37.186	672.250	709.436	102.405	48.556	22.257	(1.479)

NOTA 15 – ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE PLUSVALIA

La Sociedad presenta los siguientes activos intangibles: movimiento y reconciliación al 31 de diciembre de 2022 y 2021.

Activos Intangibles Neto	31-12-2022 kUSD	31-12-2021 kUSD
Intangibles, Relación Contractual Clientes, neto (1)	168.211	184.080
Servidumbres, neto	4.028	4.452
Total Neto	**172.239**	**188.532**

(1) Los activos intangibles de relación contractual con clientes corresponden principalmente a contratos de suministro de energía eléctrica, asociados al proyecto de nuestras filiales Central Termoeléctrica Andina SpA. e Inversiones Hornitos SpA., los cuales comenzaron a amortizarse a contar del año 2011, por un período de 30 y 15 años respectivamente. Ver criterios en Nota 3.4

Activos Intangibles Bruto	31-12-2022 kUSD	31-12-2021 kUSD
Intangibles, Relación Contractual Clientes, bruto	362.134	362.134
Servidumbres, bruto	13.847	13.847
Total Bruto	**375.981**	**375.981**

Amortización de Activos Intangibles	31-12-2022 kUSD	31-12-2021 kUSD
Amortización, Intangibles, Relación Contractual Clientes	(193.923)	(178.054)
Amortización, Servidumbres	(9.819)	(9.395)
Total Amortización	**(203.742)**	**(187.449)**

Los activos intangibles por concepto presentan el siguiente movimiento durante el ejercicio 2022 y 2021.

Activos Intangibles	Saldo Bruto Inicial 01/01/2022	Adiciones (Bajas) Periodo	Saldo Bruto Final al 31/12/2022	Amortización Acumulada al 31/12/2021	Amortización Periodo	Amortización Acumulada (Bajas) 31/12/2022	Amortización Acumulada al 31/12/2022	Saldo Neto al 31/12/2022
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Intangibles, Relación Contractual Clientes (combinación de negocios)	362.134	0	362.134	(178.054)	(15.869)	0	(193.923)	168.211
Servidumbres	13.847	0	13.847	(9.395)	(424)	0	(9.819)	4.028
TOTALES	**375.981**	**0**	**375.981**	**(187.449)**	**(16.293)**	**0**	**(203.742)**	**172.239**

Activos Intangibles	Saldo Bruto Inicial 01/01/2021	Adiciones (Bajas) Periodo	Saldo Bruto Final al 31/12/2021	Amortización Acumulada al 31/12/2020	Amortización Periodo	Amortización Acumulada (Bajas) 31/12/2021	Amortización Acumulada al 31/12/2021	Saldo Neto al 31/12/2021
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Intangibles, Relación Contractual Clientes (combinación de negocios)	362.134	0	362.134	(162.185)	(15.869)	0	(178.054)	184.080
Servidumbres	13.063	784	13.847	(8.971)	(424)	0	(9.395)	4.452
TOTALES	**375.197**	**784**	**375.981**	**(171.156)**	**(16.293)**	**0**	**(187.449)**	**188.532**

La amortización de los activos intangibles es registrada en el rubro costo de venta del estado de resultados (Nota 31).

En diciembre de 2009, producto de la adquisición de las sociedades indicadas en la Nota 16, la Sociedad reconoció, de acuerdo a NIIF 3 "Combinación de Negocio", activos intangibles asociados a contratos con clientes de las sociedades Central Termoeléctrica Andina SpA. (CTA) e Inversiones Hornitos SpA. (CTH).

Estos se valorizaron mediante la metodología del MEEM ("Multi Excess Earning Method") que considera el valor de las relaciones contractuales con clientes como el valor presente de los flujos de fondos excedentes que genera el activo intangible durante su vida útil, una vez deducidos los flujos de fondos asociados al resto de los activos operativos tangibles e intangibles existentes, descontados a una tasa de descuento representativa del riesgo de cada activo.

La Sociedad no tiene restricción alguna sobre la titularidad de los activos intangibles, asimismo, no existen compromisos para la adquisición de nuevos activos intangibles (NIC 38 párrafo 122 letra (c) y (d)).

NOTA 16 – PLUSVALIA

16.1 Plusvalía del Grupo ENGIE y Codelco

Con base en el ejercicio de Test de Deterioro 2022, el valor en libros de EECL excede su valor en uso, por lo tanto y de acuerdo al criterio de asignación de deterioro que indica la norma se procede con el ajuste a resultados del 100% de la plusvalía existente hasta el ejercicio anterior.

Plusvalía	31-12-2022 kUSD	31-12-2021 kUSD
Valor justo de adquisición	**0**	**1.221.197**
Activos identificables adquiridos y pasivos asumidos		
Activo neto	0	902.929
Valor Justo Propiedades, planta y equipo	0	37.466
Activos Intangibles	0	315.750
Pasivos por impuestos diferidos	0	(60.047)
Subtotal	**0**	**1.196.098**
Plusvalía (Goodwill)	**0**	**25.099**

El origen de las plusvalías se explica a continuación:

Con fecha 29 de diciembre de 2009, compañías del Grupo ENGIE LATAM (Ex Engie Chile S.A., Suez Energy Andino – SEA) y Codelco, firmaron un acuerdo para fusionar la Compañía (entidad continuadora), con Inversiones Tocopilla 1. Inversiones Tocopilla 1 fue un vehículo creado para efectos de la fusión, que consideró las inversiones que SEA y Codelco tenían en Electroandina S.A., Central Termoeléctrica Andina S.A., Inversiones Hornitos S.A., Gasoducto Nor Andino S.A. y Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.

Como consecuencia de la fusión, la Compañía es controladora de Central Termoeléctrica Andina S.A., Gasoducto Nor Andino S.A. y Gasoducto Nor Andino Argentina S.A. y además es propietaria y operadora de los activos de Electroandina S.A. e Inversiones Hornitos S.A.

El valor justo de la adquisición fue determinado mediante la valorización del 100% de los activos entregados en la transacción y los pagos realizados, a la fecha de la transacción. Se utilizó el enfoque de Mercado, que consiste en la actualización de los flujos de caja futuros, actualizados a la tasa de descuento representativa del riesgo de cada activo, las que oscilaban en rangos entre 7% a 8% anual.

El valor justo de los activos fijos se determinó como los valores de reposición ajustados por su vida útil funcional o de mercado. La tasación de los activos fijos fue desarrollada por especialistas externos.

Los activos intangibles, principalmente contratos con clientes, se valorizaron mediante la metodología del MEEM ("Multi Excess Earning Method") que considera el valor de las relaciones contractuales con clientes como el valor presente de los flujos de fondos excedentes que genera el activo intangible durante su vida útil, una vez deducidos los flujos de fondos asociados al resto de los activos operativos tangibles e intangibles existentes, descontados a una tasa de descuento representativa del riesgo de cada activo, las que oscilaban en rangos entre 8% a 9% anual.

16.2 Plusvalía de adquisición San Pedro I y San Pedro II

Plusvalía	31-12-2022 kUSD	31-12-2021 kUSD
Valor justo de adquisición	**120.330**	**0**
Activos identificables adquiridos y pasivos asumidos		
Valor Justo Propiedades, planta y equipo	120.330	0
Pasivos por impuestos diferidos	(15.913)	0
Subtotal	**104.417**	**0**
Plusvalía (Goodwill)	**15.913**	**0**

El cierre de la transacción se produjo el 15 de diciembre de 2022, fecha muy cercana al cierre contable anual de EECL, se ha efectuado una asignación del precio de compra provisional y se ha identificado que la totalidad de la diferencia entre el precio pagado por las acciones versus el valor patrimonial contable de los SPV adquiridos debería ser asignado a Propiedad, Planta y Equipo, con el efecto correspondiente en los impuestos diferidos. De acuerdo con IAS 36 parrafo 96 la compañía efectuó una prueba de deterioro del plusvalía determinada y asignada provisionalmente y no identificó deterioro.

De acuerdo con IFR 3 párrafo 6, el período de medición no debe exceder un año a partir de la fecha de adquisición. Por lo tanto, durante 2023 se actualizará el cálculo final de la asignación del precio de compra y se registrarán nuevos ajustes, en el caso de existir.

NOTA 17 – PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS

Los movimientos registrados en Propiedades, Plantas y Equipos durante el ejercicio 2022 son los siguientes:

Movimientos Año 2022	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios	Plantas y Equipos	Equipamiento Tecnologías de la Información	Instalaciones Fijas y Accesorios	Vehículos de Motor	Otras Propiedades Planta y Equipo	Total Propiedades, Planta y Equipo
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Valor Bruto	**292.473**	**39.262**	**279.524**	**3.988.385**	**43.571**	**488.545**	**12.016**	**294.310**	**5.438.086**
Depreciación Acumulada	**0**	**0**	**(110.439)**	**(1.809.925)**	**(37.019)**	**(281.921)**	**(10.196)**	**(190.245)**	**(2.439.745)**
Deterioro	**0**	**0**	**(2.673)**	**(222.190)**	**(530)**	**(14.927)**	**0**	**(11.878)**	**(252.198)**
Saldo Inicial al 01-01-2022	**292.473**	**39.262**	**166.412**	**1.956.270**	**6.022**	**191.697**	**1.820**	**92.187**	**2.746.143**
Adiciones	153.005	0	0	90.821	3	(85)	50	1.046	244.840
Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios PPE	0	707	40.656	104.045	91	0	22	166	145.687
Bajas	0	0	(52)	(975)	0	(26)	0	(2)	(1.055)
Deterioro	0	0	0	(391.396)	0	0	0	0	(391.396)
Gastos por Depreciación	0	0	(7.670)	(127.863)	(2.824)	(10.863)	(568)	(17.849)	(167.637)
Cierre Obras en Curso	(114.617)	0	742	98.631	1.423	2.111	0	11.710	0
Cambios, Total	**38.388**	**707**	**33.676**	**(226.737)**	**(1.307)**	**(8.863)**	**(496)**	**(4.929)**	**(169.561)**
Saldo Final 31-12-2022	**330.861**	**39.969**	**200.088**	**1.729.533**	**4.715**	**182.834**	**1.324**	**87.258**	**2.576.582**

(*) Con base en el ejercicio de Test de Deterioro 2022, el valor en libros de EECL excede su valor en uso, por lo tanto y de acuerdo al criterio de asignación de deterioro que indica la norma se procede con el ajuste a resultados de kUSD 380.999 y adicionalmente un deterioro de la provisión de desmantelamiento de las unidades a carbón 1 y 2 de Mejillones y unidades a carbón 14 y 15 de Tocopilla por un monto de kUSD 10.397.

De acuerdo con las normas contables, si se realiza un deterioro a nivel de una UGE, cualquier pérdida por deterioro debe asignarse para reducir el valor en libros de los activos en un orden específico: primero, para reducir cualquier plusvalía existente y segundo, a los demás activos a prorrata. Además, una entidad no reducirá el valor en libros de un activo por debajo el mayor entre su valor razonable menos los costos de disposición, su valor en uso y cero. En última instancia, si no es factible estimar el importe recuperable de cada activo individual de una UGE, las NIIF requieren una asignación de arbitraria de una pérdida por deterioro entre los activos de esa unidad generadora de efectivo.

Los movimientos registrados en Propiedades, Plantas y Equipos por provisión de desmantelamiento son los siguientes;

Movimientos Activo por Desmantelamiento Año 2022	Centrales Termoeléctrica Ciclo Combinado	Centrales Termoeléctricas	Centrales Hidroeléctricas	Centrales Fotovoltaicas	Parques Eólicos	Total Demantelamiento
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Valor Bruto	12.101	88.604	4.590	22.024	25.732	**153.051**
Depreciación acumulada	0	(7.732)	(246)	(411)	(5.689)	(14.078)
Deterioro	0	(28.833)	0	0	0	(28.833)
Total al 31-12-2022	**12.101**	**52.039**	**4.344**	**21.613**	**20.043**	**110.140**

Los movimientos registrados en Propiedades, Plantas y Equipos durante el ejercicio 2021 son los siguientes:

Movimientos Año 2021	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios	Plantas y Equipos	Equipamiento Tecnologías de la Información	Instalaciones Fijas y Accesorios	Vehículos de Motor	Otras Propiedades Planta y Equipo	Total Propiedades, Planta y Equipo
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Valor Bruto	**271.900**	**38.284**	**281.111**	**3.824.548**	**41.183**	**445.426**	**12.122**	**289.924**	**5.204.498**
Depreciación Acumulada	**0**	**0**	**(104.464)**	**(1.688.596)**	**(34.732)**	**(270.719)**	**(9.711)**	**(175.181)**	**(2.283.403)**
Deterioro	**0**	**0**	**(2.673)**	**(222.190)**	**(530)**	**(14.927)**	**0**	**(11.878)**	**(252.198)**
Saldo Inicial al 01-01-2021	**271.900**	**38.284**	**173.974**	**1.913.762**	**5.921**	**159.780**	**2.411**	**102.865**	**2.668.897**
Adiciones	254.198	0	0	0	7	0	0	(569)	253.636
Bajas	0	0	(1.361)	(9.414)	0	(163)	0	(329)	(11.267)
Deterioro	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gastos por Depreciación	0	0	(7.865)	(127.100)	(2.672)	(11.291)	(620)	(15.575)	(165.123)
Cierre Obras en Curso	(233.625)	978	1.664	179.022	2.766	43.371	29	5.795	0
Cambios, Total	**20.573**	**978**	**(7.562)**	**42.508**	**101**	**31.917**	**(591)**	**(10.678)**	**77.246**
Saldo Final 31-12-2021	**292.473**	**39.262**	**166.412**	**1.956.270**	**6.022**	**191.697**	**1.820**	**92.187**	**2.746.143**

La composición del rubro Propiedades, Plantas y Equipos, al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Clases de Propiedades, Planta y Equipos, Neto (Presentación)	31-12-2022 kUSD	31-12-2021 kUSD
Construcción en Curso		
Construcción en Curso Centrales Renovables	251.844	237.981
Construcción en Curso Subestaciones de Transmisión	49.687	15.022
Construcción en Curso Otros	29.330	39.470
Terrenos	**39.969**	**39.262**
Edificios	**200.088**	**166.412**
Planta y Equipos		
Centrales Termoeléctrica de Ciclo Combinado	40.202	54.185
Centrales Termoeléctricas	1.110.899	1.462.587
Centrales Diesel	820	964
Centrales Hidroeléctricas	21.311	21.959
Centrales Fotovoltaicas	131.720	34.282
Parque Eólico	306.164	195.806
Gasoductos	**68.844**	**102.380**
Puertos	49.573	84.107
Equipamiento de Tecnología de la Información	**4.715**	**6.022**
Instalaciones Fijas y Accesorios		
Lineas de Transmisión y Subestaciones	182.079	190.542
Otras Instalaciones Fijas y Accesorios	755	1.155
Vehículos de Motor	1.324	1.820
Otras Propiedades, Planta y Equipo		
Edificios en Leasing	11.126	11.445
Lineas de Transmisión y Subestaciones en Leasing	41.903	43.213
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Leasing	3.513	3.608
Otras Propiedades, Planta y Equipo	30.716	33.921
Total Propiedades, Planta y Equipos	**2.576.582**	**2.746.143**

Clases de Propiedades, Planta y Equipos, Bruto (Presentación)	31-12-2022 kUSD	31-12-2021 kUSD
Construcción en Curso		
Construcción en Curso Centrales Renovables	251.844	237.981
Construcción en Curso Subestaciones de Transmisión	49.687	15.022
Construcción en Curso Otros	29.330	39.470
Terrenos	**39.969**	**39.262**
Edificios	**339.074**	**279.524**
Planta y Equipos		
Centrales Termoeléctrica de Ciclo Combinado	329.869	318.386
Centrales Termoeléctricas	2.757.633	2.700.533
Centrales Diesel	42.191	42.191
Centrales Hidroeléctricas	41.931	41.513
Centrales Fotovoltaicas	152.434	50.126
Parque Eólico	405.826	257.274
Gasoductos	**428.325**	**428.325**
Puertos	150.082	150.037
Equipamiento de Tecnología de la Información	**45.113**	**43.571**
Instalaciones Fijas y Accesorios		
Lineas de Transmisión y Subestaciones	428.923	426.938
Otras Instalaciones Fijas y Accesorios	61.612	61.607
Vehículos de Motor	10.638	12.016
Otras Propiedades, Planta y Equipo		
Edificios en Leasing	12.716	12.716
Lineas de Transmisión y Subestaciones en Leasing	52.386	52.386
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Leasing	3.990	3.990
Otras Propiedades, Planta y Equipo	238.123	225.218
Total Propiedades, Planta y Equipos	**5.871.696**	**5.438.086**

Clases de Depreciación Acumulada, Propiedades, Planta y Equipos (Presentación)	31-12-2022 kUSD	31-12-2021 kUSD
Depreciación Acumulada, Edificios	**(136.313)**	**(110.439)**
Depreciación Acumulada, Planta y Equipos		
Depreciación Acumulada, Centrales Termoeléctrica de Ciclo Combinado	(278.845)	(264.201)
Depreciación Acumulada, Centrales Termoeléctricas	(1.094.090)	(1.016.109)
Depreciación Acumulada, Centrales Diesel	(41.018)	(40.874)
Depreciación Acumulada, Centrales Hidroeléctricas	(20.620)	(19.554)
Depreciación Acumulada, Centrales Fotovoltaicas	(20.714)	(15.844)
Depreciación Acumulada, Parque Eólico	(99.662)	(61.468)
Depreciación Acumulada, Gasoductos	(339.167)	(325.945)
Depreciación Acumulada Puertos	(71.056)	(65.930)
Depreciación Acumulada, Equipamiento de Tecnologías de la Información	**(39.868)**	**(37.019)**
Depreciación Acumulada, Instalaciones Fijas y Accesorios		
Depreciación Acumulada, Lineas de Transmisión y Subestaciones	(231.917)	(221.469)
Depreciación Acumulada, Otras Instalaciones Fijas y Accesorios	**(60.857)**	**(60.452)**
Depreciación Acumulada, Vehículos de Motor	**(9.314)**	**(10.196)**
Depreciación Acumulada, Otras Propiedades, Planta y Equipos		
Depreciación Acumulada, Edificios en Leasing	(1.590)	(1.271)
Depreciación Acumulada, Lineas de Transmisión y Subestaciones en Leasing	(10.483)	(9.173)
Depreciación Acumulada, Otras Propiedades, Planta y Equipo en Leasing	(477)	(382)
Depreciación Acumulada, Otras Propiedades, Planta y Equipos	(195.529)	(179.419)
Total Depreciación Acumulada, Propiedades, Planta y Equipos	**(2.651.520)**	**(2.439.745)**

Clases de Deterioro de Valor, Propiedades, Planta y Equipos (Presentación)	31-12-2022 kUSD	31-12-2021 kUSD
Deterioro de Valor, Edificios	**(2.673)**	**(2.673)**
Deterioro de Valor, Planta y Equipos		
Deterioro Acumulado Centrales Diesel	(353)	(353)
Deterioro Acumulado Centrales Termoeléctricas	(552.644)	(221.837)
Deterioro Acumulado Centrales Termoeléctrica de Ciclo Combinado	(10.822)	0
Deterioro Acumulado Puertos	(29.453)	0
Deterioro Acumulado, Gasoductos	(20.314)	0
Deterioro de Valor, Equipamiento de Tecnologías de la Información	**(530)**	**(530)**
Deterioro de Valor, Instalaciones Fijas y Accesorios	**(14.927)**	**(14.927)**
Deterioro de Valor, Otras Propiedades, Planta y Equipos	**(11.878)**	**(11.878)**
Deterioro de Valor, Propiedades, Planta y Equipos	**(643.594)**	**(252.198)**
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor, Propiedades, Planta y Equipos	**(3.295.114)**	**(2.691.943)**

La Sociedad no mantiene restricciones de titularidad en ítems de propiedades, plantas y equipos.

Las Propiedades Plantas y Equipos se encuentran valoradas a su costo amortizado que no difiere significativamente de su valor razonable.

A la fecha de estos estados financieros, la Sociedad no cuenta con ítems de propiedad, plantas y equipos temporalmente fuera de servicio.

17.1 Costos de Financiamiento Capitalizados

Proyecto	Tasa de interés	31-12-2022 kUSD	31-12-2021 kUSD
Proyectos Renovables	3,659%	7.882	9.610
Proyectos Subestaciones	3,659%	555	470
Total		**8.437**	**10.080**

La tasa utilizada es la ponderada de los créditos que mantiene la Sociedad.

17.2 Reconciliación de los pagos mínimos de los Activos en Leasing

Reconciliación de los pagos mínimos del leasing, arrendatario	31 de diciembre de 2022		
	Valor Bruto kUSD	Interés kUSD	Valor Presente kUSD
Menor a un año	7.023	5.342	1.681
Entre 1 año y cinco años	28.093	19.510	8.583
Más de cinco años	70.234	27.079	43.155
Total	**105.350**	**51.931**	**53.419**

Reconciliación de los pagos mínimos del leasing, arrendatario	31 de diciembre de 2021		
	Valor Bruto kUSD	Interés kUSD	Valor Presente kUSD
Menor a un año	7.023	5.495	1.528
Entre 1 año y cinco años	28.093	20.290	7.803
Más de cinco años	77.256	31.639	45.617
Total	**112.372**	**57.424**	**54.948**

Ver nota 10.5 y 10.6

NOTA 18 – ACTIVOS POR DERECHO DE USO

Al 31 de diciembre de 2022 el saldo de los activos por derecho de uso es kUSD 161.490, correspondiente al valor neto contable de activos que son objeto de contratos de arrendamiento financiero. EECL mantiene actualmente en sus registros arrendamientos financieros por sus vehículos, concesiones con el Fisco. Los activos por derecho de uso reconocidos como arrendamiento al 31 de diciembre de 2022 y 2021 son los siguientes:

Movimientos Año 2022	Terrenos kUSD	Vehículos de Motor kUSD	Total Activos por Derechos de Uso kUSD
Activos por Derecho de uso	**176.687**	**2.763**	**179.450**
Amortización Acumulada	**(10.584)**	**(691)**	**(11.275)**
Saldo Inicial al 01-01-2022	**166.103**	**2.072**	**168.175**
Contratos nuevos	0	0	0
Modificación contrato	(100)	144	44
Contratos terminados	(1.500)	0	(1.500)
Gasto por Amortización	(2.429)	(716)	(3.145)
Amortización (*)	(3.584)	0	(3.584)
Amortización contratos terminados	1.500	0	1.500
Cambios, Total	**(6.113)**	**(572)**	**(6.685)**
Saldo Final 31-12-2022	**159.990**	**1.500**	**161.490**

Movimientos Año 2021	Terrenos kUSD	Vehículos de Motor kUSD	Total Activos por Derechos de Uso kUSD
Activos por Derecho de uso	**81.460**	**1.153**	**82.613**
Amortización Acumulada	**(5.007)**	**(1.149)**	**(6.156)**
Saldo Inicial al 01-01-2021	**76.453**	**4**	**76.457**
Contratos nuevos	95.227	2.763	97.990
Contratos terminados	0	(1.153)	(1.153)
Gasto por Amortización	(2.344)	(695)	(3.039)
Amortización (*)	(3.233)	0	(3.233)
Amortización contratos terminados	0	1.153	1.153
Cambios, Total	89.650	2.068	91.718
Saldo Final 31-12-2021	**166.103**	**2.072**	**168.175**

(*) La amortización de algunos contratos de arriendo (derechos de uso), se encuentran capitalizados en los proyectos en construcción correspondientes.

18.1 Reconciliación de los pagos mínimos de los Activos en Leasing

Reconciliación de los pagos mínimos del leasing, arrendatario	31 de diciembre de 2022			
	Valor Bruto kUSD	Valor Interés kUSD	Valor presente corto plazo kUSD	Valor presente largo plazo kUSD
Menor a un año	10.796	4.380	6.416	0
Entre 1 año y 3 años	24.767	12.338	0	12.429
Entre 3 años y 5 años	16.066	7.597	0	8.469
Más de 5 años	172.248	57.981	0	114.267
Total	**223.877**	**82.296**	**6.416**	**135.165**

Reconciliación de los pagos mínimos del leasing, arrendatario	31 de diciembre de 2021			
	Valor Bruto kUSD	Valor Interés kUSD	Valor presente corto plazo kUSD	Valor presente largo plazo kUSD
Menor a un año	10.778	4.473	6.305	0
Entre 1 año y 3 años	25.456	12.712	0	12.744
Entre 3 años y 5 años	16.171	7.867	0	8.304
Más de 5 años	181.942	62.039	0	119.903
Total	**234.347**	**87.091**	**6.305**	**140.951**

NOTA 19 – IMPUESTOS DIFERIDOS

Los impuestos diferidos corresponden al monto de los impuestos que la Sociedad tendrá que pagar (pasivos) o recuperar (activos) en ejercicios futuros, relacionados con diferencias temporales entre la base imponible fiscal o tributaria y el importe contable en libros de ciertos activos y pasivos.

Nuestra filial Gasoducto Nor Andino Argentina S.A. considera lo siguiente:

La Ley 27.430 de Reforma Tributaria, modificada por la Ley 27.468 y por la Ley 27.541, establece respecto del ajuste por inflación impositivo, con vigencia para ejercicios iniciados a partir del 1° de enero de 2018, lo siguiente:

(a) que dicho ajuste resultará aplicable en el ejercicio fiscal en el cual se verifique un porcentaje de variación del IPC que supere el 100% en los treinta y seis meses anteriores al cierre del ejercicio que se liquida;

(b) que, respecto del primer, segundo y tercer ejercicio a partir de su vigencia, ese procedimiento será aplicable en caso de que la variación de ese índice, calculada desde el inicio y hasta el cierre de cada uno de esos ejercicios, supere un 55%, 30% y 15% para el primer, segundo y tercer año de aplicación, respectivamente; y

(c) que el ajuste por inflación impositivo positivo o negativo, según sea el caso, correspondiente al primer y segundo ejercicio iniciados a partir del 1° de enero de 2019, que se deba calcular en caso de verificarse los supuestos previstos en los acápites (a) y (b) precedentes, deberá imputarse un sexto en ese período fiscal y los cinco sextos restantes, en partes iguales, en los cinco períodos fiscales inmediatos siguientes.

La Sociedad determina el efecto del impuesto a las ganancias siguiendo el método de impuesto a las ganancias diferido, el cual consiste en el reconocimiento, como crédito o deuda, del efecto impositivo de las diferencias temporarias entre la valuación contable y la impositiva de los activos y pasivos, determinado a la tasa del 30% o 25%, y su posterior imputación a los resultados de los ejercicios en los cuales se produce la reversión de las mismas, considerando, asimismo, la posibilidad de aprovechamiento de los quebrantos impositivos en el futuro.

Las diferencias temporarias determinan saldos activos o pasivos de impuesto a las ganancias diferido cuando su reversión futura disminuya o aumente los impuestos determinados. Cuando existen quebrantos impositivos acumulados susceptibles de disminuir ganancias impositivas futuras o el impuesto a las ganancias diferido resultante de las diferencias temporarias sea un activo, se reconocen contablemente dichos créditos, en la medida en que la Dirección de la Sociedad estime que su aprovechamiento sea probable.

Cabe mencionar que la Reforma Tributaria sancionada el 27 de diciembre de 2017 y modificada por la Ley 27.541, introduce una reducción de la alícuota impositiva del impuesto a las ganancias, que se implementará de forma gradual, según el siguiente esquema:

Período fiscal iniciado	Alicuota	
	Minima	Maxima
1° de enero de 2021	25%	35%
1° de enero de 2022	25%	35%

El efecto de la modificación gradual de la alícuota del impuesto a las ganancias mencionada anteriormente fue considerado en la medición de los activos y pasivos por impuesto diferido que se originan en diferencias temporarias que se estima habrán de reversarse en los períodos en los que estén vigentes las nuevas alícuotas.

19.1 Los activos por impuestos diferidos al cierre incluyen los siguientes conceptos:

Activos por Impuestos Diferidos	31/12/2022 kUSD	31/12/2021 kUSD
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Provisiones	14.394	12.617
Activos por Impuestos Diferidos Relativos valor justo Propiedades, Planta y Equipos (no son al costo)	181.578	82.703
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Ingresos Pre Operativos	4.122	4.356
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Pérdidas Tributarias	223.248	128.391
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Intangibles	486	527
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Ingresos Diferidos	2.725	4.031
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Otros	3.128	3.086
Activos por Impuestos Diferidos	**429.681**	**235.711**

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos depende de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. La Gerencia de la Sociedad considera que las proyecciones de utilidades futuras de ésta cubren lo necesario para recuperar estos activos.

En este rubro se incluye el activo por impuesto diferido asociado al reconocimiento de deterioro durante el ejercicio 2022 por un monto de kUSD 102.699, más el impuesto diferido asociado a los gastos de desarrollo de proyectos por un monto de kUSD 8.126, lo que da un total de kUSD 110.825 (Ver Nota 35).

19.2 Los pasivos por impuestos diferidos al cierre incluyen los siguientes conceptos:

Pasivos por Impuestos Diferidos	31/12/2022 kUSD	31/12/2021 kUSD
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Depreciaciones	233.636	213.830
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Obligaciones por Beneficios Post-Empleo	1.154	1.154
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Intangibles	50.769	56.142
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Intereses Capitalizables	49.719	48.287
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Diferencias de Costo de Propiedades, Planta y Equipos en Filiales	110.376	87.398
Pasivos por Impuestos Diferidos por Diferencia de Costo Histórico Propiedades, Planta y Equipos Filial Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	10.976	8.706
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Otros	18.511	18.303
Pasivos por Impuestos Diferidos	**475.141**	**433.820**

Los Impuestos diferidos se presentan en el balance como se indica a continuación:

	31-12-2022 kUSD	31-12-2021 kUSD
Activos por impuestos diferidos no corrientes	79.161	20.265
Pasivos por impuestos diferidos no corrientes	124.621	218.374
Neto	**45.460**	**198.109**

La Sociedad se encuentra potencialmente sujeta a auditorías tributarias al impuesto a las ganancias por parte de las autoridades tributarias de cada país. Dichas auditorías están limitadas a un número de períodos tributarios anuales, los cuales por lo general, una vez transcurridos dan lugar a la expiración de dichas revisiones. Las auditorías tributarias, por su naturaleza, son a menudo complejas y pueden requerir varios años. El siguiente es un resumen de los periodos tributarios, potencialmente sujetos a verificación:

País	Periodo
Chile	2017-2022
Argentina	2018-2022

19.3 Conciliación Tasa Efectiva

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021 la conciliación del gasto por impuesto es el siguiente:

19.3.1 Consolidado

Concepto	31/12/2022		31/12/2021	
	Impuesto 27%	Tasa Efectiva	Impuesto 27%	Tasa Efectiva
	kUSD	%	kUSD	%
Impuesto teórico sobre resultado financiero	**(140.397)**	**27,00**	**18.588**	**27,00**
Diferencias permanentes VP Filiales	(1.489)	0,29	(1.456)	(2,14)
Otras diferencias permanentes	9.228	(1,85)	(3.709)	(5,16)
Total Diferencias Permanentes	**7.739**	**(1,56)**	**(5.165)**	**(7,30)**
Gasto por Impuesto a la Renta	**(132.658)**	**25,44**	**13.423**	**19,70**

19.3.2 Entidades Nacionales

Concepto	31/12/2022		31/12/2021	
	Impuesto 27%	Tasa Efectiva	Impuesto 27%	Tasa Efectiva
	kUSD	%	kUSD	%
Impuesto teórico sobre resultado financiero	**(135.535)**	**27,00**	**21.017**	**27,00**
Diferencias permanentes VP Filiales	(1.489)	0,30	(1.456)	(1,87)
Otras Diferencias Permanentes	9.476	(1,89)	(4.635)	(5,95)
Total Diferencias Permanentes	**7.987**	**(1,59)**	**(6.091)**	**(7,82)**
Gasto por Impuesto a la Renta	**(127.548)**	**25,41**	**14.926**	**19,18**

19.3.3 Entidades Extranjeras

Concepto	31/12/2022		31/12/2021	
	Impuesto 25%	Tasa Efectiva	Impuesto 25%	Tasa Efectiva
	kUSD	%	kUSD	%
Impuesto teórico sobre resultado financiero, Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	**(4.862)**	**25,00**	**(2.429)**	**25,00**
Otras Diferencias Permanentes	(248)	1,28	926	(9,53)
Total Diferencias Permanentes	**(248)**	**1,28**	**926**	**(9,53)**
Gasto por Impuesto a la Renta	**(5.110)**	**26,28**	**(1.503)**	**15,47**

19.3.4 Efectos en resultado por impuesto a la renta e impuestos diferidos

La composición del cargo a resultados por impuesto a la renta es el siguiente:

Item	31/12/2022 kUSD	31/12/2021 kUSD
Gasto Tributario Corriente (Provisión Impuesto)	5.681	13.765
Impuesto Único Artículo 21	0	22
Ajuste Gasto Tributario (Ejercicio Anterior)	254	(15.646)
Efecto por Activos o Pasivos por Impuesto Diferido del Ejercicio	(66.669)	121.177
Beneficio Tributario por Pérdidas Tributarias	(79.220)	(104.204)
Diferencias Impuesto Otras Jurisdicciones	(389)	(194)
Impuesto a las ganancias relativos a inversiones en instrumentos de patrimonio de otro resultado integral	7.685	(1.497)
Total	**(132.658)**	**13.423**

19.3.5 Impuesto a las ganancias relacionado con otro resultado integral

Item	31/12/2022 kUSD	31/12/2021 kUSD
Impuesto a las ganancias relativos a inversiones en instrumentos de patrimonio de otro resultado integral	(7.685)	1.497
Total	**(7.685)**	**1.497**

19.4 Resultado Tributario de las Filiales Nacionales al término del periodo

Al 31 de diciembre de 2022 kUSD 83.383.

Al 31 de diciembre de 2021 kUSD 40.200.

NOTA 20 – OTROS PASIVOS FINANCIEROS

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, los otros pasivos financieros son los siguientes

Otros Pasivos Financieros	31/12/2022		31/12/2021	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Préstamos que devengan intereses	383.061	1.392.613	64.334	958.043
Derivados de cobertura (ver nota 21)	0	0	5.543	0
Otros Pasivos Financieros (*)	0	0	29.868	0
Total	**383.061**	**1.392.613**	**99.745**	**958.043**

(*) Los pasivos financieros de la compañía se encuentran descritos en detalle en las Notas 20.1 y 20.2. Al 31 de diciembre de 2021 se registró un monto de kUSD 29.868 en otros pasivos financieros correspondiente al pago duplicado de una factura por parte de un cliente el último día hábil del año. Mientras dichos fondos no pudieran ser devueltos al cliente, lo que ocurrió el primer día hábil de 2022, quedaron registrados como otros pasivos financieros en el balance de la sociedad.

Préstamos que devengan intereses

Clases de préstamos que devengan intereses	31/12/2022		31/12/2021	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Préstamos bancarios	369.277	555.640	50.550	124.054
Obligaciones con público	13.784	836.973	13.784	833.989
Total	**383.061**	**1.392.613**	**64.334**	**958.043**

20.1 Préstamos que Devengan Intereses

20.1.1 Préstamos que Devengan Intereses, Corrientes

Entidad Deudora			Entidad Acreedora							Hasta 90 días		90 días a 1 año		Total 31/12/2022	Total 31/12/2021
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País	Moneda	Tipo Amortización	Tasa Efectiva %	Tasa Nominal %	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021		
										kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	Banco Scotiabank (1)	Chile	USD	Bullet	0,880	0,880	0	0	0	50.304	0	50.304
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	BID Invest (2)	EEUU	USD	Amortizable	4,510	4,510	0	0	237	150	237	150
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	BID Invest (2)	EEUU	USD	Amortizable	4,510	4,510	0	0	115	74	115	74
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	BID Invest (2)	EEUU	USD	Bullet	1,000	1,000	0	0	7	22	7	22
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	Banco de Crédito del Perú (3)	Perú	USD	Bullet	0,990	0,990	50.450	0	0	0	50.450	0
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	Banco Santander (4)	Chile	USD	Bullet	1,660	1,660	30.448	0	0	0	30.448	0
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	Banco Scotiabank (5)	Chile	USD	Bullet	2,550	2,550	0	0	50.882	0	50.882	0
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	Banco de Crédito del Perú (6)	Perú	USD	Bullet	2,700	2,700	0	0	20.362	0	20.362	0
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	Banco Itaú (7)	Chile	USD	Bullet	3,000	3,000	0	0	30.602	0	30.602	0
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	Banco BCI (8)	Chile	USD	Bullet	3,150	3,150	0	0	50.958	0	50.958	0
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	Banco Scotiabank (9)	Chile	USD	Bullet	3,540	3,540	0	0	51.077	0	51.077	0
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	Banco Scotiabank (10)	Chile	USD	Bullet	3,838	3,838	0	0	2.816	0	2.816	0
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	Banco Scotiabank (11)	Chile	USD	Bullet	3,635	3,635	0	0	1.409	0	1.409	0
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	Banco Chile (12)	Chile	USD	Bullet	6,810	6,810	0	0	50.435	0	50.435	0
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	Banco Santander (13)	Chile	USD	Bullet	6,280	6,280	0	0	25.194	0	25.194	0
76.376.043-k	Energías de Abtao S.A.	Chile	0-E	Banco Itaú (14)	Chile	USD	Amortizable	8,539	8,539	0	0	4.285	0	4.285	0
Préstamos que Devengan Intereses, Corriente Total										**80.898**	**0**	**288.379**	**50.550**	**369.277**	**50.550**

(1) Crédito de corto plazo por USD 50 millones con Banco Scotiabank devenga interés a tasa fija, con vencimiento el 26 de abril de 2022 y se encuentra documentado con pagaré simple registrando la obligación de pago en la fecha convenida, sin restricciones financieras ni operativas y con opción de prepago sin costo para la compañía.

(2) Corresponde a los intereses devengados del financiamiento con BID Invest por un total de USD 125 millones descrito en la nota 20.1.2

(3) Crédito de corto plazo por USD 50 millones con Banco de Crédito del Perú (BCP) devenga interés a tasa fija, con vencimiento el 02 de febrero de 2023 y se encuentra documentado con pagaré simple registrando la obligación de pago en la fecha convenida, sin restricciones financieras ni operativas y con opción de prepago sin costo para la compañía.

(4) Créditos de corto plazo por un total de USD 30 millones con Banco Santander devengan interés a tasa fija, con vencimiento el 06 de febrero de 2023 y se encuentran documentados con pagaré simple registrando la obligación de pago en la fecha convenida, sin restricciones financieras ni operativas y con opción de prepago sin costo para la compañía.

(5) Crédito de corto plazo por USD 50 millones con Banco Scotiabank devenga interés a tasa fija, con vencimiento el 21 de abril de 2023 y se encuentra documentado con pagaré simple registrando la obligación de pago en la fecha convenida, sin restricciones financieras ni operativas y con opción de prepago sin costo para la compañía.

(6) Crédito de corto plazo por USD 20 millones con Banco de Crédito del Perú (BCP) devenga interés a tasa fija, con vencimiento el 28 de abril de 2023 y se encuentra documentado con pagaré simple registrando la obligación de pago en la fecha convenida, sin restricciones financieras ni operativas y con opción de prepago sin costo para la compañía.

(7) Crédito de corto plazo por USD 30 millones con Banco Itaú devenga interés a tasa fija, con vencimiento el 28 de abril de 2023 y se encuentra documentado con pagaré simple registrando la obligación de pago en la fecha convenida, sin restricciones financieras ni operativas y con opción de prepago sin costo para la compañía.

(8) Crédito de corto plazo por USD 50 millones con Banco BCI devenga interés a tasa fija, con vencimiento el 21 de mayo de 2023 y se encuentra documentado con pagaré simple registrando la obligación de pago en la fecha convenida, sin restricciones financieras ni operativas y con opción de prepago sin costo para la compañía.

(9) Crédito de corto plazo por USD 50 millones con Banco Scotiabank devenga interés a tasa fija, con vencimiento el 19 de mayo de 2023 y se encuentran documentados con pagaré simple registrando la obligación de pago en la fecha convenida, sin restricciones financieras ni operativas y con opción de prepago sin costo para la compañía.

(10) y (11) Corresponde a los intereses devengados del financiamiento con Scotiabank por un total de USD 250 millones descrito en la nota 20.1.2.

(12) Crédito de corto plazo por USD 50 millones con Banco de Chile. Devenga interés a tasa fija con vencimiento el 15 de noviembre de 2023 y se encuentra documentado con pagaré simple registrando la obligación de pago en la fecha convenida, sin restricciones financieras ni operativas y con opción de prepago sin costo para la compañía.

(13) Crédito de corto plazo por USD 25 millones con Banco Santander. Devenga interés a tasa fija con vencimiento el 20 de mayo de 2023 y se encuentra documentado con pagaré simple registrando la obligación de pago en la fecha convenida, sin restricciones financieras ni operativas y con opción de prepago sin costo para la compañía.

(14) Porción corriente de la deuda del tipo financiamiento de proyecto de Energías de Abtao S.A. (dueña del Parque Eólico San Pedro 2) con los bancos Itaú, Consorcio Seguros de Vida y Banco Consorcio por un total de USD 79,4 millones. La porción de corto plazo incluye dos cuotas a ser pagadas el 15 de abril de 2023 y el 15 de octubre de 2023.

20.1.2 Préstamos que Devengan Intereses, No Corriente

Entidad Deudora			Entidad Acreedora							1 a 3 años		3 a 5 años		Más de 5 años		Total al	
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País	Moneda	Tipo Amortización	Tasa Efectiva %	Tasa Nominal %	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021
										kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	BID Invest (1)	EEUU	USD	Amortizable	4,510	4,510	1801	0	9.126	5.022	62.514	68.417	73.441	73.439
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	BID Invest (1)	EEUU	USD	Amortizable	4,510	4,510	876	0	4.440	2.443	30.417	33.285	35.733	35.728
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	BID Invest (1)	EEUU	USD	Bullet	1,000	1,000	0	0	0	0	14.782	14.887	14.782	14.887
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	Banco Scotiabank (2)	Chile	USD	Bullet	4,545	4,545	0	0	147.977	0	0	0	147.977	0
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	Banco Scotiabank (2)	Chile	USD	Bullet	4,816	4,816	0	0	98.652	0	0	0	98.652	0
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	Banco BCI (3)	Chile	USD	Bullet	7,300	7,300	35.319	0	0	0	0	0	35.319	0
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	Banco Santander (4)	Chile	USD	Bullet	6,280	6,280	0	0	77000	0	0	0	77.000	0
76.376.043-k	Energías de Abtao S.A.	Chile	0-E	Banco Itaú (5)	Chile	USD	Amortizable	8,539	8,539	75.083	0	0	0	0	0	75.083	0
Préstamos que Devengan Intereses, No Corriente Total										**113.079**	**0**	**337.195**	**7.465**	**107.713**	**116.589**	**557.987**	**124.054**

(1) El 27 de agosto de 2021, la Sociedad giró en su totalidad el préstamo de US$ 125 millones firmado con BID Invest el 23 de diciembre de 2020. El financiamiento se compone de un préstamo senior de BID Invest de US$74 millones, US$36 millones del Fondo Chino para la cofinanciación en América Latina y el Caribe (China Fund) y US$15 millones de financiamiento mixto del Fondo de Tecnología Limpia (CTF, por sus siglas en inglés). Los dos primeros tramos, por un total de US$110 millones, se encuentran a tasa variable y son pagaderos en 16 cuotas por montos distintos comenzando el 15 de junio de 2025 y terminando el 15 de diciembre de 2032. El préstamo de US$15 millones del CTF devenga una tasa fija de 1% anual y es pagadero en una sola cuota el 15 de diciembre de 2032. El propósito del préstamo es el de financiar la construcción, la operación y el mantenimiento del parque eólico Calama. El financiamiento contempla un innovador instrumento financiero que promueve la aceleración de las actividades de descarbonización, al monetizar el desplazamiento real de las emisiones de dióxido de carbono (CO2) gracias al cierre anticipado de las centrales termoeléctricas de carbón cuya generación será sustituida por el parque eólico Calama. En ausencia de un mercado de créditos de carbono, la estructura de financiamiento establecerá un precio mínimo para las emisiones que se hará efectivo por medio de un menor costo de financiamiento en el préstamo del CTF.

(2) El 26 de julio de 2022, la compañía firmó un contrato de financiamiento verde con Scotiabank por un total de USD 250 millones. El 28 de julio, la compañía giró un primer préstamo de USD 150 millones, mientras que el monto restante fue desembolsado el 7 de septiembre, ambos con pagos de intereses semestrales y con capital pagadero en una sola cuota en julio de 2027. El préstamo devenga intereses a una tasa variable basada en SOFR más un margen. Para cubrir la exposición al riesgo de tasa de interés, la compañía tomó derivados del tipo swap de tasa de interés con el Banco de Chile por un monto nocional equivalente al 70% del capital del préstamo. Con ello, la tasa SOFR quedó fija en una tasa promedio de 2,872% anual.

(3) El 16 de noviembre de 2022, la compañía tomó un crédito verde con BCI por USD35 millones con vencimiento el 22 de mayo de 2024 para el financiamiento de proyectos renovables. Este crédito se encuentra documentado con pagaré simple registrando la obligación de pago en la fecha convenida, sin restricciones financieras ni operativas aparte del uso de fondos y con opción de prepago sin costo para la compañía.

(4) El 15 de diciembre de 2022, la compañía firmó un contrato de crédito a 5 años por un monto total comprometido de USD170 millones con Banco Santander. En esa fecha se desembolsaron los primeros USD77 millones de este financiamiento con el objeto de pagar por la compra de acciones de los parques eólicos San Pedro en Chiloé. Los restantes USD93 millones podrán ser desembolsados hasta el 15 de febrero de 2023. El capital es pagadero en una sola cuota el 15 de diciembre de 2027. El préstamo devenga intereses a una tasa variable basada en Term SOFR 6M más un margen. Para cubrir la exposición al riesgo de tasa de interés, la compañía tomó derivados del tipo swap de tasa de interés con Banco Santander por un monto nocional equivalente al 70% del capital del préstamo. Con ello, la tasa SOFR quedó fija en una tasa promedio de 3,418% anual por dicha porción del préstamo a partir del 15 de marzo de 2023, fecha de inicio de la vigencia del derivado.

(5) El 15 de diciembre de 2022, la compañía asumió la deuda de largo plazo del tipo financiamiento de proyecto que mantenía Energías de Abtao S.A. (dueña del Parque Eólico San Pedro 2) con los bancos Itaú, Consorcio Seguros de Vida y Banco Consorcio por un total de USD79,4 millones, de los cuales USD4,3 millones tenían vencimiento en el año 2023. Al hacerse cargo de esta deuda, EECL acordó prepagar la totalidad del capital adeudado a más tardar el 15 de octubre de 2024. El 27 de diciembre de 2022, la compañía pagó los intereses devengados a esa fecha (USD1,3 millones) y recibió una compensación de USD2,4 millones por la ruptura del contrato de swap de tasa de interés que existía con Itaú. El préstamo devenga una tasa de interés equivalente a LIBOR de 6 meses más 4% y tiene las restricciones habituales de financiamientos de proyecto además del aval de EECL cubriendo el servicio de la deuda.

20.2 Obligaciones con el Público

20.2.1 Obligaciones con el Público, corriente

Entidad Deudora			Entidad Acreedora							Hasta 90 días		90 días a 1 año		Total 31/12/2022	Total 31/12/2021
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País	Moneda	Tipo Amortización	Tasa Efectiva %	Tasa Nominal %	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021		
										kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon	EEUU	USD	Bullet	5,228	4,500	6.606	6.606	0	0	6.606	6.606
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon	EEUU	USD	Bullet	3,669	3,400	7.178	7.178	0	0	7.178	7.178
Préstamos que Devengan Intereses, Corriente Total										**13.784**	**13.784**	**0**	**0**	**13.784**	**13.784**

20.2.2 Obligaciones con el Público, no corriente

Entidad Deudora			Entidad Acreedora								1 a 3 años		3 a 5 años		Más de 5 años		Total al	
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País	Moneda	Tipo Amortización	Tasa Efectiva %	Tasa Nominal %	Valor Nominal	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021
											kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon (1)	EEUU	USD	Bullet	5,228	4,500	334.250	345.288	0	0	343.316	0	0	345.288	343.316
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon (2)	EEUU	USD	Bullet	3,669	3,400	627.500	0	0	0	0	491.685	490.673	491.685	490.673
Obligaciones con el Público,Total											**345.288**	**0**	**0**	**343.316**	**491.685**	**490.673**	**836.973**	**833.989**

(1) Con fecha 29 de octubre de 2014, EECL efectuó una emisión de bonos en el mercado internacional por un monto total de USD 350.000.000, conforme a las normas de la Regla "144-A" (Rule 144-A) y la Regulación "S" (Regulation S) ambas de la ley de valores de los Estados Unidos de America (U.S. Securities Act of 1933). Se solicitó su inscripción en la Lista Oficial de la Bolsa de Comercio de Luxemburgo (Official List of the Luxembourg Stock Exchange) y para ser transados en el Euro MTF Market de la Bolsa de Comercio de Luxemburgo. Los bonos contemplan un plazo de 10 años y una tasa de interés de cupón de 4,500% anual. Los intereses se pagarán semestralmente, comenzando el día 29 de enero de 2015 y el capital se amortizará en una sola cuota final el día 29 de enero de 2025.

(2) Con fecha 23 de enero de 2020, EECL emitió bonos en el mercado internacional por un monto total de USD 500.000.000. Una parte importante de los fondos obtenidos por la nueva emisión fue destinada al pago de la oferta realizada en el programa voluntario de rescate anticipado de los bonos por USD 400.000.000 con vencimiento original en enero de 2021 ("Any and All Tender Offer"). Posteriormente, la Compañía hizo uso de la opción de prepago contenida en la documentación del bono con vencimiento en enero de 2021, para así poder realizar el retiro y pago de la obligación remanente con los tenedores de bonos que no participaron en el programa voluntario de rescate. En febrero de 2020 la Compañía logró el repago íntegro del bono por USD 400.000.000 con vencimiento original en enero de 2021. Los fondos restantes de la nueva emisión fueron destinados al repago de deuda existente, costos de la transacción y otros fines generales de la compañía. El monto total de primas pagadas por dichos rescates anticipados alcanzó la suma de USD 13.618.079,36 que fue cargada en su totalidad a los resultados del ejercicio 2020. El nuevo bono de USD 500.000.000 contempla un plazo de 10 años y una tasa de interés de cupón de 3,400% anual. Los intereses se pagarán semestralmente, comenzando el día 28 de julio de 2020 y el capital se amortizará en una sola cuota final el día 28 de enero de 2030.

20.2.3 Obligaciones con el público valor nominal

Año 2022

Entidad Deudora			Entidad Acreedora								0 a 1 año	1 a 3 años	3 a 5 años	Más de 5 años	Total
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País	Moneda	Tipo Amortización	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Valor Nominal	31/12/2022 kUSD	31/12/2022 kUSD	31/12/2022 kUSD	31/12/2022 kUSD	kUSD
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon	EEUU	USD	Bullet	5,228	4,500	334.250	15.750	318.500		0	334.250
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon	EEUU	USD	Bullet	3,669	3,400	627.500	17.000	34.000	34.000	542.500	627.500
Total										**961.750**	**32.750**	**352.500**	**34.000**	**542.500**	**961.750**

Año 2021

Entidad Deudora			Entidad Acreedora								0 a 1 año	1 a 3 años	3 a 5 años	Más de 5 años	Total
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País	Moneda	Tipo Amortización	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Valor Nominal	31/12/2021 kUSD	31/12/2021 kUSD	31/12/2021 kUSD	31/12/2021 kUSD	kUSD
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon	EEUU	USD	Bullet	6,098	5,625	405.125	15.750	31.500	357.875	0	405.125
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon	EEUU	USD	Bullet	5,228	4,500	644.500	17.000	34.000	34.000	559.500	644.500
Total										**1.049.625**	**32.750**	**65.500**	**391.875**	**559.500**	**1.049.625**

NOTA 21 – DERIVADOS Y OPERACIONES DE COBERTURA

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, las operaciones de derivados financieros, que califican como instrumentos de cobertura, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

Cobertura Tipo de cambio	31/12/2022				31/12/2021			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Cobertura flujos de caja	17.865	5.055	0	0	0	0	5.543	0
Total	**17.865**	**5.055**	**0**	**0**	**0**	**0**	**5.543**	**0**

A continuación se detallan los instrumentos derivados financieros de cobertura y subyacente asociado:

Detalle de Instrumentos de Cobertura	Descripción de Instrumento de Cobertura	Descripción de Instrumentos contra los que se cubre	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre		Naturaleza de Riesgos que están cubiertos
			31/12/2022 kUSD	31/12/2021 kUSD	
Forward	Tipo de cambio	Obligaciones en moneda local	402.000	102.000	Flujos de caja

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al cierre de los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, la Sociedad no ha reconocido ganancias o pérdidas por inefectividad.

Los contratos de derivados han sido tomados para proteger la exposición al riesgo del tipo de cambio. En el caso de los Forwards en que la compañía no cumpla con los requerimientos formales de documentación para ser calificados como de instrumentos de cobertura, los efectos son registrados en resultados.

En el caso de los contratos de forwards que son calificados de cobertura de flujo de efectivo, se asocian a la reducción de la variabilidad de los flujos de caja denominados en una moneda distinta a la funcional (USD) y contrato por compra y venta de combustible.

Los instrumentos financieros registrados a valor justo en el estado de situación financiera se clasifican de acuerdo a su valor justo, según las jerarquías reveladas en Nota 3.7.1.

Instrumentos Financieros	31/12/2022	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2021
	Valor Libro kUSD	Valor Justo kUSD	Valor Libro kUSD	Valor Justo kUSD
Efectivo y equivalentes al efectivo				
Efectivo en caja	31	31	34	34
Saldos en Bancos	47.322	47.322	65.979	65.979
Depósitos a corto plazo, clasificados como equivalentes al efectivo	85.012	85.012	149.676	149.676
Activos financieros				
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes, no corrientes	546.365	546.365	250.613	250.613
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	5.532	5.532	6.429	6.429
Pasivos financieros				
Otros pasivos financieros	1.775.674	754.857	1.057.788	879.750
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	229.766	229.766	262.763	262.763
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes, no corrientes	59.504	59.504	61.485	61.485

Instrumentos Financieros medidos a valor razonable	31/12/2022 kUSD	NIVEL 1 kUSD	NIVEL 2 kUSD	NIVEL 3 kUSD
Activos Financieros				
Activos Financieros a valor razonable con cambio en resultado	22.920	22.920	0	0
Total	**22.920**	**22.920**	**0**	**0**
Pasivos Financieros				
Derivados financieros derivados como cobertura de flujo de caja	0	0	0	0
Total	**0**	**0**	**0**	**0**

Instrumentos Financieros medidos a valor razonable	31/12/2021 kUSD	NIVEL 1 kUSD	NIVEL 2 kUSD	NIVEL 3 kUSD
Activos Financieros				
Activos Financieros a valor razonable con cambio en resultado	0	0	0	0
Total	**0**	**0**	**0**	**0**
Pasivos Financieros				
Derivados financieros derivados como cobertura de flujo de caja	5.543	0	5.543	0
Total	**5.543**	**0**	**5.543**	**0**

Efectividad de la cobertura - Prospectiva:

La efectividad de la cobertura deberá ser medida en forma prospectiva, simulando diferentes escenarios en la curva de tasas de interés USD-Libor, utilizando el método del "derivado hipotético", el cual consiste en estructurar un derivado de forma tal, que sea 100% efectivo en la cobertura del crédito sindicado. Los cambios del valor justo del derivado hipotético serán comparados con los cambios en el valor justo del "derivado real", el cual corresponde al que la Sociedad obtuvo en el mercado para cubrir el objeto de cobertura. El cociente del cambio en ambos valores justos atribuibles al riesgo cubierto, se deberá encontrar dentro del rango 80% - 125% a lo largo de la vida de la cobertura, para cumplir con la norma especificada en IFRS 9. Esta prueba se lleva a cabo en cada cierre contable, simulando diferentes escenarios en la curva de tasas de interés USD Libor, los cuales se detallan a continuación:

Escenario 1: -50 bps

Escenario 2: -25 bps

Escenario 3: -15 bps

Escenario 4: +15 bps

Escenario 5: +25 bps

Escenario 6. +50 bps

Los resultados obtenidos avalan que la efectividad esperada de la cobertura es alta ante cambios de los flujos de efectivo atribuibles al riesgo cubierto (tasa USD Libor), logrando satisfactoriamente la compensación.

Efectividad de la cobertura - Retrospectiva:

La efectividad de la cobertura deberá ser medida de forma retrospectiva, utilizando el método del derivado hipotético. Esta efectividad debe ser medida evaluando los cambios en el valor razonable del derivado hipotético y del derivado real, considerando los cambios reales ocurridos en el mercado de los inputs utilizados para la valoración.

Inefectividad de la cobertura:

La inefectividad en la cobertura corresponde a la diferencia entre el valor razonable del derivado real y del derivado hipotético, la cual deberá ser reconocida como utilidad o pérdida en los estados de resultados del periodo de medición..

NOTA 22 – PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, los pasivos por arrendamientos son los siguientes:

Pasivos por arrendamientos	31/12/2022		31/12/2021	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Leasing NIIF 16	6.416	135.165	6.305	140.951
Total	**6.416**	**135.165**	**6.305**	**140.951**

22.1 Pasivos por Arrendamientos, Corrientes

Entidad Deudora			Entidad Acreedora					Hasta 90 días		90 días a 1 año		Total	
Rut	Nombre	País	Nombre	Moneda	Tipo Amorti-zación	Tasa Efectiva %	Tasa Nominal %	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021
								kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Defensa Nacional	UTM	Semestral	4,455	4,455	53	53	24	23	77	76
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	122	126	180	175	302	301
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	87	90	128	125	215	215
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	152	157	225	219	377	376
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	30	30	63	62	93	92
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Deka Inmobiliaria Chile One SpA	UF	Mensual	2,430	2,430	176	176	506	499	682	675
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Sencorp Rentas Inmobiliarias SpA	UF	Mensual	2,450	2,450	94	94	270	266	364	360
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,940	2,940	240	244	301	299	541	543
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,560	3,560	22	23	29	28	51	51
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,670	2,670	9	6	20	38	29	44
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,870	2,870	28	29	60	59	88	88
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,640	2,640	27	28	83	82	110	110
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,590	2,590	6	7	22	21	28	28
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Arrendadores de Vehículos S.A.	UF	Mensual	0,800	0,800	141	128	419	383	560	511
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,010	3,010	460	472	381	373	841	845
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,010	3,010	743	758	615	607	1.358	1.365
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo SpA	Chile	Monte Redondo S.A.	USD	Trimestral	4,006	4,006	84	84	169	164	253	248
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo SpA	Chile	Arrendadores de Vehículos S.A.	UF	Mensual	0,800	0,800	9	9	26	25	35	34
76.247.976-1	Solar Los Loros SpA	Chile	Sociedad Agrícola Río Escondido Ltda.	UF	Anual	4,371	4,371	83	3	0	37	83	40
76.708.710-1	Central Termoeléctrica Andina SpA.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	CLP	Mensual	2,960	2,960	10	10	30	30	40	40
76.708.710-1	Central Termoeléctrica Andina SpA.	Chile	Ministerio de Defensa Nacional	UTM	Semestral	2,500	2,500	133	123	119	109	252	232
78.974.730-K	Gasoducto Nor Andino SpA	Chile	Arrendadores de Vehículos S.A.	UF	Mensual	0,800	0,800	9	8	28	23	37	31
Pasivos por Arrendamientos, Total								**2.718**	**2.658**	**3.698**	**3.647**	**6.416**	**6.305**

22.2 Pasivos por Arrendamientos, No Corrientes

Entidad Deudora			Entidad Acreedora					1 a 3 años		3 a 5 años		Más de 5 años		Total al	
Rut	Nombre	País	Nombre	Moneda	Tipo Amor-tización	Tasa Efectiva %	Tasa Nominal %	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021
								kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Defensa Nacional	UTM	Semestral	4,455	4,455	153	149	114	110	1.041	1.111	1.308	1.370
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	581	566	425	414	6.562	6.852	7.568	7.832
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	415	404	303	295	4.683	4.891	5.401	5.590
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	727	708	532	518	8.210	8.573	9.469	9.799
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	205	200	150	146	4.313	4.438	4.668	4.784
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Deka Inmobiliaria Chile One SpA	UF	Mensual	2,430	2,430	2.118	2.089	1.497	1.479	450	1.222	4.065	4.790
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Sencorp Rentas Inmobiliarias SpA	UF	Mensual	2,450	2,450	1.154	1.122	836	824	250	682	2.240	2.628
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,940	2,940	961	943	688	676	17.793	18.340	19.442	19.959
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,560	3,560	92	90	67	65	744	786	903	941
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,670	2,670	68	122	52	86	858	1.098	978	1.306
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,870	2,870	190	187	136	133	2.003	2.094	2.329	2.414
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,640	2,640	263	259	187	185	1.910	2.026	2.360	2.470
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,590	2,590	69	68	49	49	461	491	579	608
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Arrendadores de vehículos S.A.	UF	Mensual	0,800	0,800	579	1032	0	0	0	0	579	1.032
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,010	3,010	1.212	1189	870	854	23.914	24.621	25.996	26.664
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,010	3,010	1.957	1920	1.405	1379	38.617	39.758	41.979	43.057
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo SpA	Chile	Monte Redondo S.A.	USD	Trimestral	4,006	4,006	732	704	538	518	1.386	1.660	2.656	2.882
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo SpA	Chile	Arrendadores de Vehículos S.A.	UF	Mensual	0,800	0,800	35	69	0	0	0	0	35	69
76.247.976-1	Solar Los Loros SpA	Chile	Sociedad Agrícola Río Escondido Ltda.	UF	Anual	4,371	4,371	119	122	93	91	706	666	918	879
76.708.710-1	Central Termoeléctrica Andina SpA.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	CLP	Mensual	2,960	2,960	17	58	0	0	0	0	17	58
76.708.710-1	Central Termoeléctrica Andina SpA.	Chile	Ministerio de Defensa Nacional	UTM	Semestral	2,500	2,500	744	680	527	482	366	594	1.637	1.756
78.974.730-K	Gasoducto Nor Andino SpA	Chile	Arrendadores de vehículos S.A.	UF	Mensual	0,800	0,800	38	63	0	0	0	0	38	63
Pasivos por Arrendamientos,Total								**12.429**	**12.744**	**8.469**	**8.304**	**114.267**	**119.903**	**135.165**	**140.951**

NOTA 23 – GESTION DE RIESGOS

Política de Gestión de Riesgos Financieros

Como parte del desarrollo normal del negocio, EECL se encuentra expuesta a una serie de factores de riesgo que pueden impactar su desempeño y la condición financiera de la entidad, y que son monitoreados periódica y cercanamente por la alta gerencia y las Áreas de Finanzas y de Riesgos y Seguros de la empresa.

En ENGIE Energía Chile tenemos procedimientos de Gestión de Riesgos en los que se describen la metodología de evaluación y análisis de riesgos, incluyendo la construcción de la matriz de riesgos que es actualizada y revisada trimestralmente. El monitoreo del avance de los planes de acción es realizado de forma permanente en el marco del proceso denominado "ERM" o "Enterprise Risk Management".

La gestión de riesgos es presentada al Directorio de la Compañía trimestralmente. La estrategia de gestión de riesgos financieros de la Compañía está orientada a resguardar la estabilidad y sustentabilidad de ENGIE Energía Chile en relación con todos aquellos componentes de incertidumbre financiera o eventos de riesgos relevantes.

A continuación, se resume la gestión de riesgo de mercado de la sociedad y sus filiales.

Factores de Riesgo

23.1 Riesgos de Mercado

El riesgo de mercado es el riesgo de que el valor justo de los flujos de caja futuros de un instrumento financiero fluctúe debido a cambios en los precios del mercado. Este se compone de cuatro tipos de riesgo: riesgo de tasas de interés, riesgo de tipo de cambio, riesgo de "commodities" y otros riesgos.

Los instrumentos financieros expuestos al riesgo de mercado son principalmente préstamos y obligaciones bancarias, operaciones de leasing financiero, depósitos a plazo e instrumentos financieros derivados.

23.1.1 Riesgo de Tipo de Cambio

El riesgo de tipo de cambio es el riesgo de que el valor de un activo o pasivo (incluyendo el valor justo de los flujos de caja futuros de un instrumento financiero) fluctúe debido a las variaciones de los tipos de cambio.

Debido a que la mayor parte de nuestros ingresos, costos y deuda financiera se encuentran denominados en dólares, nuestra exposición al riesgo de fluctuaciones en los tipos de cambio es acotada. Los ingresos de la compañía están mayoritariamente denominados en dólares o se encuentran indexados a dicha moneda. En el caso de los contratos regulados con distribuidoras, la tarifa se determina en dólares y se convierte a pesos según el tipo de cambio observado promedio mensual, por lo que la exposición al tipo de cambio de estos contratos se encuentra acotada en cuanto a su impacto en el estado de resultados de la compañía. Sin embargo, existe un impacto en el flujo de caja de la compañía relacionado con los rezagos en las publicaciones de los decretos de Precio de Nudo Promedio lo que se traduce en facturaciones mensuales a tipos de cambio distintos a los tipos de cambio mensuales estipulados en cada contrato. Si bien estas diferencias temporales se reliquidan una vez publicados los decretos de Precio Nudo Promedio, la incertidumbre con respecto al momento de la reliquidación no permite realizar una cobertura efectiva mediante instrumentos derivados. Este rezago en la recaudación de cuentas por cobrar a compañías distribuidoras por las diferencias entre los tipos de cambio efectivamente facturados y los tipos de cambio aplicables según la normativa vigente se ha visto incrementado significativamente con la aprobación de la Ley de Estabilización de Tarifas Eléctricas en noviembre de 2019, cuyas disposiciones técnicas de implementación fueron divulgadas en marzo de 2020 mediante la Resolución Exenta N°72 de la Comisión Nacional de Energía, y por la ley MPC aprobada en agosto de 2022.

Estas disposiciones han originado un aumento en las cuentas por cobrar a compañías distribuidoras, cuyo ritmo de aumento y posterior recuperación dependerán en gran medida del comportamiento de los tipos de cambio y los precios de combustibles entre otras variables. Para enfrentar este riesgo y mitigar sus efectos sobre su flujo de caja, a principios de 2021, la compañía firmó acuerdos con Goldman Sachs y BID

Invest para vender, sin recurso a la compañía, estas cuentas por cobrar a una sociedad de propósito especial llamada Chile Electricity PEC SpA. El día 29 de enero de 2021 Chile Electricity PEC SpA colocó bonos en el mercado internacional bajo el formato 144 A/Reg S por un monto de USD 489 millones, de los cuales destinó una parte para comprar las cuentas por cobrar correspondientes al decreto de Precio de Nudo Promedio de enero de 2020 y el remanente para comprar las cuentas por cobrar correspondientes al decreto de Precio de Nudo Promedio de julio de 2020. El día 30 de junio de 2021, EECL concretó la venta de las cuentas por cobrar correspondientes al decreto de Precio de Nudo Promedio de enero de 2021 a Chile Electricity PEC SpA que obtuvo financiamiento por medio de una colocación privada bajo el formato 4a2 con la participación de Allianz, BID Invest y Goldman Sachs. Al ser ventas en dólares, a un descuento y sin recurso a las compañías generadoras, EECL y EMR han podido reducir su exposición al tipo de cambio y el riesgo de crédito asociado a estas cuentas por cobrar, mejorando su liquidez, a costa de un descuento que ha tenido impactos en los estados financieros de 2021 y 2022 y que se espera impacte los estados financieros del año 2023 en la medida en que se publique el decreto de Precio de Nudo Promedio de julio de 2022. En 2021, este costo financiero ascendió a USD 49,6 millones y en 2022 llegó a los USD 15,6 millones.

El principal costo en pesos chilenos es el costo relativo al personal y gastos administrativos, que representa aproximadamente un 10% de nuestros costos de operación. Por lo tanto, debido a que la mayor parte de los ingresos de la compañía están denominados o vinculados al dólar, mientras que algunos costos operacionales son en pesos chilenos, la compañía ha decidido cubrir parcialmente los flujos de pago en pesos correspondientes a partidas recurrentes con fechas de pago conocidas, tales como las remuneraciones y algunos contratos de servicio, con contratos “forward” y opciones del tipo “zero-cost collars”. Al 31 de diciembre de 2022, la Compañía mantenía contratos de venta de dólares “forward” con bancos por un monto nocional total de USD 108 millones con vencimientos mensuales de USD 9 millones entre enero y diciembre de 2023 con el fin de disminuir los efectos de las fluctuaciones de tipo de cambio dólar/peso, sobre los flujos de caja de la empresa y sus resultados financieros. Por otra parte, en el pasado, la compañía y su filial CTA, firmaron contratos de derivados de cobertura de flujos de caja asociados a los pagos bajo los contratos EPC relacionados con la construcción de proyectos, los que normalmente consideran flujos de pagos periódicos en monedas distintas al dólar (CLF y EUR) hasta el término de los respectivos períodos de construcción de los proyectos. De esta forma, la compañía ha evitado variaciones en el costo de la inversión en activo fijo producto de fluctuaciones en los tipos de cambio ajenas a su control. Actualmente, no existen contratos derivados asociados a los flujos de caja de los proyectos de inversión.

Asimismo, con el fin de disminuir la exposición a la volatilidad del tipo de cambio, la Política de Inversiones de Excedentes de Caja de la Compañía estipula que al menos el 80% de los excedentes de caja deben ser invertidos en dólares de Estados Unidos, salvo que sea necesario un porcentaje distinto para mantener un calce natural de activos y pasivos por moneda. Esta política permite una cobertura natural de los compromisos u obligaciones en monedas distintas al dólar. Al 31 de diciembre de 2022, un 92,7% de las cuentas corrientes e inversiones de corto plazo asociadas al manejo de caja estaban denominadas en dólares estadounidenses. La exposición de la Compañía a otras monedas extranjeras no es material.

La Sociedad presenta una exposición al riesgo cambiario de naturaleza puramente contable relacionada a los contratos de concesiones de uso oneroso u otros tipos de contratos tales como arriendo de flotas de vehículos que se consideran como arrendamientos financieros bajo la norma IFRS16. Estos contratos comprenden activos por derechos de uso que corresponden a activos no monetarios que se registran a su costo inicial, en dólares, la moneda funcional de la compañía. Su contrapartida corresponde a pasivos monetarios que reflejan el valor presente de las cuotas a pagar bajo los contratos financieros. La mayor parte de estos pasivos están denominados en Unidades de Fomento (UF) o Unidades Tributarias Mensuales (UTM). Por tratarse de pasivos monetarios, estos se reajustan periódicamente y se convierten a dólares al tipo de cambio observado al cierre de cada ejercicio contable. En definitiva, el pasivo denominado en CLP, UF o UTM está sujeto a reajustes periódicos, quedando expuesto a fluctuaciones en los tipos de cambio, mientras que el activo queda fijo en dólares. Este descalce puede dar origen a utilidades o pérdidas contables en nuestros estados de resultados. Sin embargo, financieramente, el valor del activo por derechos de uso está íntimamente relacionado con el valor del pasivo, ya que ambos deberían reflejar el valor presente de las cuotas a pagar bajo los contratos financieros. Al 31 de diciembre de 2022, los pasivos por arrendamientos denominados en monedas distintas al dólar ascendían a la cantidad de USD 141,6 millones.

23.1.2 Riesgo de Tasa de Interés

El riesgo de tasas de interés es el riesgo generado por cambios en el valor justo de los flujos de caja en los instrumentos financieros del balance, debido a los cambios de las tasas de interés del mercado. La exposición al riesgo de tasa de interés se produce principalmente por la deuda a largo plazo a tasas de interés flotante. La sociedad y sus filiales administran el riesgo de tasas de interés a través de obligaciones a tasa fija o coberturas de tasas de interés (Interest Rate Swaps o IRS), con los que la Compañía acepta intercambiar en forma periódica un monto generado por las diferencias entre una tasa fija y una tasa variable calculadas sobre un monto nocional acordado. Al 31 de diciembre de 2022, un 83,8% de la deuda financiera consolidada de EECL se encontraba denominada en tasa fija o cubierta por derivados, mientras que un 16,2% o USD 287,5 millones se encontraban a tasa variable. Estas proporciones no consideran la deuda financiera por leasing según IFRS 16.

	31/12/2022 kUSD	31/12/2021 kUSD
Tasa de interés fija	87,70%	89,27%
Tasa de interés variable	12,30%	10,73%
Total	**100,00%**	**100,00%**

23.2 Riesgo de Precio de Acciones

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021 EECL y sus filiales no poseían inversiones en instrumentos de patrimonio.

23.3 Riesgo de Precio de Combustibles

ENGIE Energía Chile está expuesta a la volatilidad de precios de ciertos commodities, ya que sus actividades de generación requieren un suministro continuo de combustibles fósiles, principalmente carbón, gas natural licuado y petróleo diésel con precios internacionales que fluctúan de acuerdo con factores de mercado ajenos al control de la compañía. Las compras de carbón se realizan en su mayor parte mediante contratos anuales, cuyos precios se encuentran vinculados a indexadores tradicionales en el mercado internacional del carbón, tales como API 2, API 10 o Newcastle. Las compras de petróleo diésel y ciertas compras de gas natural licuado se realizan con precios basados en los valores internacionales del petróleo (ULSD o Brent). La compañía cuenta con contratos de compra de gas natural licuado a largo plazo con precios vinculados a Henry Hub.

El precio y la disponibilidad de los combustibles son factores clave para el despacho de centrales de generación termoeléctrica, el costo medio de generación de la compañía y los costos marginales del sistema eléctrico en que ella opera. En nuestro país, el año hidrológico 2021-22 fue extremadamente seco, extendiéndose estas condiciones de sequía hasta el segundo trimestre de 2022, con la consiguiente disminución en la generación hidráulica. Esto coincidió con dificultades en el suministro de carbón y gas natural debido al alza en la demanda junto a restricciones en la producción mundial de dichos combustibles, así como dificultades en los fletes, lo que se tradujo en alzas de precios a niveles muy altos. Posteriormente, a causa de la guerra entre Rusia y Ucrania los precios del gas y del carbón llegaron a niveles nunca vistos. Por consiguiente, los costos medios de generación propia y los costos marginales del sistema alcanzaron niveles muy superiores a los de años anteriores, reflejándose en la reducción de los márgenes operacionales del negocio eléctrico. Cabe mencionar que los costos marginales también se han visto afectados por otros factores tales como desacoples, congestión en los sistemas de transmisión, e indisponibilidad de centrales de generación. La Compañía mitiga parcialmente su exposición al riesgo de fluctuaciones en los precios de los combustibles a través de (i) la firma de contratos de suministro con otras generadoras del sistema que han permitido reducir sus compras de energía al mercado spot (3,2 TWh contratados para 2023, 2,1 TWh para 2022 y 0,7 TWh en 2021) y, por ende, su exposición al costo marginal; (ii) sus contratos de suministro de GNL de largo plazo; (iii) la entrada en operaciones de nuevos proyectos de generación de energía renovable que reduce la dependencia en combustibles fósiles, (iv) adquisiciones de activos renovables no contratados en áreas con mayor exposición al costo marginal y (v) el traspaso de los mayores costos a tarifas finales. Posibles incumplimientos de términos contractuales por parte de nuestros proveedores en el suministro de gas natural licuado o carbón también exponen a la Compañía a sustituir su generación de energía con combustibles alternativos o bien con mayores compras de energía en el mercado spot, aumentando su exposición a las variables que determinan los costos marginales del sistema.

23.4 Riesgo de Crédito

Nuestros ingresos dependen de ciertos clientes significativos

Estamos expuestos al riesgo de crédito en el curso normal de nuestro negocio y al momento de invertir nuestros saldos de caja. En nuestro negocio de generación eléctrica, nuestros principales clientes son grandes compañías mineras de reconocida solvencia que por lo general presentan un bajo nivel de riesgo; sin embargo, dichas compañías se encuentran afectas a la variación de los precios mundiales del cobre y otras materias primas, así como a la disminución o el agotamiento de recursos mineros u otros problemas operacionales, climáticos, laborales, políticos y tributarios. Aunque nuestros clientes han demostrado una gran fortaleza para enfrentar ciclos adversos, nuestra Compañía lleva a cabo revisiones periódicas de los riesgos comerciales.

Por otra parte, contamos con clientes regulados que proporcionan suministro a clientes residenciales y comerciales, y cuyo riesgo de crédito es bajo. Un menor crecimiento en la demanda de energía de parte de consumidores finales podría afectar negativamente nuestra condición financiera, resultados operacionales y flujos de caja. Si bien no se espera que la Ley de Estabilización de Tarifas Eléctricas promulgada en noviembre de 2019 afecte significativamente nuestros ingresos según se reconocen en el estado de resultados, sí ha impactado negativamente nuestro flujo de caja con el consiguiente costo financiero asociado a un mayor nivel temporal de capital de trabajo. Para enfrentar este riesgo y mitigar los efectos sobre su flujo de caja, a principios de 2021, la compañía firmó acuerdos con Goldman Sachs y BID Invest para vender, sin recurso a la compañía, estas cuentas por cobrar a una sociedad de propósito especial llamada Chile Electricity PEC SpA. En los días 8 de febrero, 31 de marzo y 30 de junio de 2021, la Sociedad vendió las cuentas por cobrar correspondientes a los decretos de Precio de Nudo Promedio de enero de 2020, julio de 2020, y enero de 2021, respectivamente, por un valor total nominal de USD 167,3 millones, recibiendo recursos líquidos por USD 118,6 millones y reportando un costo financiero de USD 49,6 millones. El 4 de marzo y el 14 de julio de 2022, la Sociedad vendió las cuentas por cobrar correspondientes al decreto de Precio de Nudo Promedio de julio de 2021 y enero de 2022 por un valor total nominal de USD 54,8 millones, recibiendo recursos líquidos por USD 39,3 millones y reportando un costo financiero de USD 15,5 millones. Aún queda un remanente por vender correspondiente a los saldos estipulados en el decreto de Precio de Nudo Promedio de julio de 2022, el cual aún se encuentra en Contraloría. Una vez publicado, se espera que la compañía pueda vender saldos de aproximadamente USD 48 millones. Con la promulgación de la Ley MPC y hasta la publicación del decreto de Precio de Nudo Promedio de julio 2022 y la Resolución Exenta que sentarán las bases para aplicación efectiva de la Ley, se han seguido generando saldos a cobrar por el diferencial entre el precio estabilizado (PEC) y las tarifas contractuales. Una vez publicados el decreto y resolución exenta, la Tesorería emitirá Certificados de Pago que la Compañía podrá vender bajo un mecanismo similar al implementado para la ley PEC, pero esta vez sin asumir costos por descuentos financieros. El diferimiento en la recaudación producto del retraso en la publicación de decretos ha afectado significativamente la liquidez y el endeudamiento de la compañía.

Durante 2020, a causa de la pandemia originada por el Corona Virus, la demanda de energía eléctrica en Chile registró caídas del orden de 4,24% para el caso de los clientes regulados en relación con el año 2019. Asimismo, debido a la caída en actividad económica producto de las medidas preventivas adoptadas para aplanar la curva de contagios en el país, tales como cuarentenas obligatorias en ciertas comunas con mayor número de casos, se han registrado postergaciones en el pago de servicios esenciales tales como el suministro eléctrico por parte de los sectores más afectados. Si bien durante 2021, la demanda de energía eléctrica por parte de clientes regulados registró una recuperación, la extensión de la ley de servicios básicos se ha traducido en mayor lentitud en la cobranza a ciertos clientes regulados de menor tamaño, con el consiguiente aumento en las necesidades de financiamiento de capital de trabajo de la compañía.

En los últimos años la industria eléctrica ha evolucionado hacia una mayor atomización de su base de clientes debido a la facultad de consumidores con demandas entre 500kV y 5MW de contratar su suministro de energía directamente con empresas generadoras en lugar de hacerlo con empresas distribuidoras de energía. A raíz de esta desintermediación, la empresa ha firmado contratos con clientes comerciales e industriales más pequeños que podrían tener un mayor riesgo de crédito. Para mitigar este riesgo, la compañía ha puesto en práctica una política de riesgo de contraparte comercial que, entre otras cosas, exige una revisión del riesgo de crédito antes de la firma de contratos de energía. A la fecha, los contratos con pequeños y medianos clientes comerciales e industriales representan un porcentaje menor de nuestra cartera de contratos y la Compañía ha dejado de comercializar energía en dicho segmento a raíz de su posición contractual y las actuales condiciones de mercado.

Nuestra política de inversiones contempla invertir nuestros recursos de caja en el corto plazo con instituciones con grado de inversión. También consideramos el riesgo financiero de nuestras contrapartes al momento de tomar instrumentos derivados de cobertura de tipo de cambio o de tasa de interés, y contamos con límites máximos para inversiones con cada contraparte para el manejo y diversificación de nuestro riesgo de crédito.

23.5 Deudores por Venta

El riesgo de crédito es administrado por cada unidad de negocio sujeto a la política, procedimientos y controles establecidos por la Compañía. La Compañía determina límites de crédito para todos sus clientes de acuerdo a sus políticas internas, las que exigen la asignación de clasificaciones de riesgo para cada cliente. Tanto los límites de crédito, las clasificaciones de riesgo, como las políticas son revisados en forma periódica. Los deudores por venta son monitoreados en forma regular en función de su desempeño, considerando los diferentes factores de riesgo a los que están expuestos. El deterioro o impairment es analizado en cada fecha de reporte de manera individual para todos los clientes relevantes, efectuándose provisiones según las normas de IFRS 9 en que a cada cuenta por cobrar se le asigna una probabilidad de incumplimiento y un porcentaje de pérdida en caso de incumplimiento. La exposición máxima al riesgo de crédito a la fecha de reporte es el valor corriente de los deudores por venta. La Compañía ha evaluado que la concentración de riesgo con respecto a los deudores por venta califica como nivel aceptable, ya que los clientes son principalmente grandes compañías mineras y compañías generadoras y distribuidoras de electricidad de elevada solvencia.

Por su posición contractual, la Compañía es normalmente uno de los principales pagadores netos dentro de la cadena de pagos del sector eléctrico chileno. Si bien está expuesta a morosidades o incumplimientos de pago de operadores del sector eléctrico, estos montos representan un porcentaje relativamente menor de la recaudación mensual. Incumplimientos por parte de otros operadores del sistema eléctrico podrían exponer a la Compañía a aumentar volúmenes de venta a clientes regulados a las tarifas de sus contratos vigentes.

23.6 Activos Financieros y Derivados

El riesgo de crédito al que se encuentra expuesta la Compañía por las operaciones con bancos e instituciones financieras en cuentas corrientes, depósitos a plazo, fondos mutuos y derivados financieros, es administrado por la gerencia corporativa de finanzas de acuerdo con la política de la Compañía. Las inversiones sólo pueden ser realizadas con contrapartes autorizadas y dentro de los límites de crédito asignados por contraparte. Asimismo, la compañía cuenta con límites por plazo y de diversificación de riesgos por contraparte financiera. Los límites de crédito para cada contraparte son determinados en función de la clasificación de riesgo nacional o internacional e indicadores de liquidez y solvencia de cada institución y son revisados periódicamente por la administración. Los límites son establecidos para minimizar la concentración de riesgos, y por lo tanto mitigar las pérdidas ante un potencial incumplimiento de las contrapartes.

23.7 Riesgo de Liquidez

El riesgo de liquidez está relacionado con las necesidades de fondos para hacer frente a las obligaciones de pago en forma oportuna. El objetivo de la sociedad es mantener un equilibrio entre disponibilidad de fondos y flexibilidad financiera a través de flujos operacionales normales, préstamos, inversiones de corto plazo y líneas de crédito. La sociedad evalúa en forma recurrente la concentración de riesgo con respecto al refinanciamiento de deudas.

El 26 de abril de 2021, la Compañía tomó un préstamo de USD 50 millones a un año plazo con Scotiabank, cuyos fondos fueron utilizados para el repago íntegro del préstamo asumido por la compañía el 19 de mayo de 2020 con Banco Estado New York Branch. A su vencimiento, este préstamo fue pagado con los recursos de un préstamo con Scotiabank por igual cantidad y con un nuevo vencimiento el 21 de abril de 2023. El 7 de febrero de 2022, la Compañía tomó un préstamo de USD 50 millones a un año plazo con el Banco de Crédito del Perú y el 10 de febrero tomó préstamos por un total de USD 30 millones con Banco Santander Chile, ambos para financiar necesidades de capital de trabajo. El 4 de mayo de 2022, la Compañía tomó dos préstamos con el Banco de Crédito del Perú y el Banco Itaú por USD 20 millones y USD 30 millones, respectivamente, ambos con vencimiento el 28 de abril de 2023. El 26 de mayo de 2022, la Compañía tomó un préstamo de USD 50 millones con BCI con vencimiento el 21 de mayo de 2023 y otro préstamo por USD 50 millones con Scotiabank con vencimiento el 19 de mayo de 2023. El 15 de noviembre de 2022, la Compañía tomó un crédito de US$25 millones con Banco Santander con vencimiento el 20 de mayo de 2023, y un préstamo de US$50 millones con Banco de Chile con vencimiento el 15 de noviembre de 2023. Todos estos préstamos se encuentran documentados con pagarés, sin restricciones financieras ni obligaciones

de hacer o no hacer, y permiten prepagos sin costo para la Compañía. Al 31 de diciembre de 2022, las obligaciones financieras de corto plazo incluían estos préstamos además de intereses devengados, la porción circulante de arrendamientos financieros y US$4,3 millones correspondientes a la porción circulante del financiamiento de proyecto que mantenía Energías de Abtao S.A. al momento de su adquisición por parte de la Compañía el 15 de diciembre de 2022. A esa misma fecha la Compañía no mostraba otros vencimientos de deuda significativos sino hasta el año 2025.

La liquidez de la Compañía se ha visto afectada por la ley de precio estabilizado al cliente regulado ya que esta ley limita la recaudación completa estipulada en los contratos de suministro con compañías distribuidoras, acumulándose saldos que se estiman en aproximadamente USD 329 millones al 31 de diciembre de 2022. Si bien los saldos de efectivo se encuentran actualmente en niveles por debajo de los reportados en ejercicios anteriores, la sociedad cuenta con acceso abierto a los mercados financieros que le permiten enfrentar sus compromisos comerciales y financieros de corto plazo.

El 23 de diciembre de 2020, la compañía firmó un contrato de crédito con BID Invest por un total de USD 125 millones para financiar proyectos de energía renovable cuya generación reemplazará a la generación sobre la base de carbón que dejará de producirse debido al adelantamiento del cronograma de cierre de centrales. El 27 de agosto de 2021, la Compañía giró la totalidad de este financiamiento. El 26 de julio de 2022, la Compañía firmó un financiamiento verde con Scotiabank por un monto total de USD 250 millones, con USD 150 millones desembolsados el 28 de julio y USD 100 millones el 7 de septiembre de 2022. Este financiamiento es pagadero en una sola cuota de capital el 26 de julio de 2027. El 16 de noviembre de 2022, la compañía tomó un crédito verde con BCI por US$35 millones con vencimiento el 22 de mayo de 2024 con las mismas características contractuales que los demás créditos de corto plazo de la compañía. El 15 de diciembre de 2022, la compañía firmó un contrato de crédito a 5 años por un monto total comprometido de US$170 millones con Banco Santander. En esa fecha se desembolsaron los primeros US$77 millones de este financiamiento con el objeto de pagar por la compra de acciones de los parques eólicos San Pedro en Chiloé. Los restantes US$93 millones podrán ser desembolsados hasta el 15 de febrero de 2023. El 15 de diciembre de 2022, la compañía asumió la deuda de largo plazo del tipo financiamiento de proyecto que mantenía Energías de Abtao S.A. (dueña del Parque Eólico San Pedro 2) con los bancos Itaú, Consorcio Seguros de Vida y Banco Consorcio por un total de US$79,4 millones, de los cuales US$4,3 millones tenían vencimiento en el año 2023. Al hacerse cargo de esta deuda, EECL acordó prepagar la totalidad del capital adeudado antes del 15 de octubre de 2024. La compañía espera prepagar este financiamiento con los recursos provenientes del segundo desembolso del préstamo con Banco Santander descrito anteriormente.

23.8 Seguros

Mantenemos seguros que cubren nuestras propiedades, operaciones, terceros, directores y ejecutivos, personal y negocios.

Para los daños materiales e interrupción del negocio, mantenemos pólizas de Todo Riesgo Operación para EECL y afiliadas. Esta póliza cubre nuestros activos físicos, tales como plantas, oficinas, subestaciones, así como el costo de la interrupción del negocio. La póliza incluye cobertura para los riesgos de avería de maquinaria, incendio, explosiones y riesgos de la naturaleza.

Además, nuestra empresa y sus filiales cuentan con cobertura para sus actividades de transporte bajo una póliza de seguro de carga con límites que varían según el tipo de mercancías transportadas y seguro de responsabilidad de un fletador global que abarca la protección e indemnización de riesgos y daños al buque. Adicionalmente, tenemos una póliza de seguro de responsabilidad civil general, incluyendo la responsabilidad del empleador, falla de suministro y el seguro de responsabilidad de accidente automovilístico. Directores y ejecutivos son asegurados bajo una póliza de Responsabilidad Civil de Administradores (D&O).

La Compañía también contrató otros programas de seguros, tales como seguros de vida y pólizas para vehículos, edificios y contenidos, equipos contratistas y responsabilidad civil contratista.

Los proyectos poseen seguro de Todo Riesgo de Construcción incluyendo daños consecuenciales por atraso en las obras (DSU), Responsabilidad Civil, Responsabilidad Civil Empleador y Transporte incluyendo, asimismo, daños consecuenciales por atraso en las obras (DSU).

23.9 Clasificación de Riesgo

Al 31 de diciembre de 2022, EECL contaba con las siguientes clasificaciones de riesgo:

Clasificación de Riesgo Internacional	Solvencia	Perspectivas
Standard and Poor's	BBB	Estable
Fitch Ratings	BBB	Estable

Clasificación de Riesgo Nacional	Solvencia	Perspectivas	Acciones
Feller - Rate	AA-	Estable	1° Clase Nivel 2
Fitch Ratings	AA-	Estable	1° Clase Nivel 2

En cuanto a la Clasificación de Riesgo Internacional, en junio de 2022 Fitch Ratings ratificó la clasificación de deuda de largo plazo de Engie Energía Chile en BBB+ con perspectiva Estable. Sin embargo, en octubre de 2022 Fitch rebajó la clasificación internacional de la deuda de largo plazo de Engie Energía Chile a BBB, manteniendo la perspectiva estable. Standard & Poor's ratificó la clasificación de la deuda de largo plazo de Engie Energía Chile en BBB con perspectiva Estable en agosto de 2022. En cuanto a la Clasificación de Riesgo en la escala Nacional, en octubre de 2022 Fitch Ratings rebajó la clasificación de solvencia de la compañía a AA-, con perspectiva Estable, en tanto en diciembre de 2022 Feller Rate ratificó la clasificación en AA-, con perspectiva Estable. Ambas agencias mantienen las acciones de Engie Energía Chile en 1ª Clase Nivel 2.

NOTA 24 – CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR

Los acreedores comerciales y otras cuentas por pagar se detallan a continuación.

Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	31/12/2022 kUSD	31/12/2021 kUSD
Facturas por Pagar a Proveedores Extranjeros	27.980	3.584
Facturas por Pagar a Proveedores Nacionales	163.005	194.383
Facturas por Recibir Compras Nacionales y Extranjeras	38.781	64.796
Total	**229.766**	**262.763**

El valor libro de estas obligaciones no difiere en forma significativa a su valor razonable, debido a que se pagan en 30 días promedio.

Tipo de proveedor	Montos según plazos de pago						31/12/2022 KUSD	Período promedio de pago (días)
	Hasta 30 días KUSD	31-60 días KUSD	61-90 días KUSD	91-120 días KUSD	121-365 días KUSD	366 y más KUSD		
Productos	91.656	0	0	0	0	0	91.656	30
Servicios	134.589	0	0	0	0	0	134.589	30
Dividendos por Pagar	0	0	0	0	0	0	0	
Total	**226.245**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**226.245**	

Tipo de proveedor	Montos según días vencidos						31/12/2022 KUSD
	Hasta 30 días KUSD	31-60 días KUSD	61-90 días KUSD	91-120 días KUSD	121-365 días KUSD	366 y más KUSD	
Productos	725	725	0	5	4	36	1.495
Servicios	220	182	3	1.489	114	18	2.026
Dividendos por Pagar	0	0	0	0	0	0	0
Total	**945**	**907**	**3**	**1.494**	**118**	**54**	**3.521**

Tipo de proveedor	Montos según plazos de pago						31/12/2021 KUSD	Período promedio de pago (días)
	Hasta 30 días KUSD	31-60 días KUSD	61-90 días KUSD	91-120 días KUSD	121-365 días KUSD	366 y más KUSD		
Productos	60.823	0	0	0	0	0	60.823	30
Servicios	201.747	0	0	0	0	0	201.747	30
Dividendos por Pagar	0	0	0	0	0	0	0	
Total	**262.570**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**262.570**	

Tipo de proveedor	Montos según días vencidos						31/12/2021 KUSD
	Hasta 30 días KUSD	31-60 días KUSD	61-90 días KUSD	91-120 días KUSD	121-365 días KUSD	366 y más KUSD	
Productos	6	0	0	0	0	2	8
Servicios	139	28	1	7	8	2	185
Dividendos por Pagar	0	0	0	0	0	0	0
Total	**145**	**28**	**1**	**7**	**8**	**4**	**193**

Los montos según días vencidos pendientes pueden corresponder a distintas situaciones, entre ellas, “notas de crédito pendientes de recibir, facturas no cobradas por proveedores, facturas con falta de respaldos aun para su pago, entre otros”.

NOTA 25 – PROVISIONES CORRIENTES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

Provisiones Corrientes por Beneficios a los Empleados	31/12/2022 kUSD	31/12/2021 kUSD
Provisión de Vacaciones	7.080	6.390
Provisión Bonificación Anual	6.058	3.975
Descuentos Previsionales y de Salud	920	779
Retención Impuestos	724	348
Otras Remuneraciones	391	261
Total	**15.173**	**11.753**

NOTA 26 – OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS

Los Otros Pasivos No Financieros Corrientes se detallan a continuación.

Otros Pasivos no Financieros, Corrientes	31/12/2022 kUSD	31/12/2021 kUSD
IVA débito fiscal	4.646	4.177
Impuestos de retención	632	645
Ingresos anticipados	1	0
Ingreso anticipado contrato GTA con Engie Gas Chile SpA (1)	198	264
Total	**5.477**	**5.086**

(1) Producto de la venta de la filial ENGIE Gas Chile SpA, ENGIE Energía Chile S.A. hizo un cobro anticipado del contrato de transporte y venta de gas (GTA).

El valor libro de estas obligaciones no difiere en forma significativa a su valor razonable, debido a que se pagan en 60 días promedio.

Los Otros Pasivos No Financieros No Corrientes se detallan a continuación.

Otros Pasivos no Financieros, No Corrientes	31/12/2022 kUSD	31/12/2021 kUSD
Ingresos garantías	81	81
Total	**81**	**81**

NOTA 27 – OTRAS PROVISIONES NO CORRIENTES

Otras Provisiones No Corriente	31-12-2022 kUSD	31-12-2021 kUSD
Contingencia Tributaria Gasoducto Nor Andino S.A. (1)		
Saldo inicial	351	490
Movimiento	(199)	(139)
Subtotal	**152**	**351**
(1) Ver Nota 40.5 c)		
Contrato GTA		
Saldo Inicial	198	463
Movimiento	(198)	(265)
Subtotal	**0**	**198**
Provisión Desmantelamiento		
Saldo Inicial	57.997	61.465
Movimiento (*)	87.714	(3.468)
Subtotal	**145.711**	**57.997**
Otros		
Saldo Inicial	0	0
Movimiento	4.000	0
Subtotal	**4.000**	**0**
Total	**149.863**	**58.546**

(*) Provisión Desmantelamiento

El Grupo ENGIE está trabajando para llegar hacia el "Net Zero Carbon" en el año 2045.

Para la actualización de la provisión de desmantelamiento, se consideraron todas las unidades de generación térmica y las evaluaciones fueron actualizadas al cierre del 2022.

Adicionalmente se incorporaron a la provisión las unidades renovables Parque Eólico Calama, Parque Solar Capricornio, y Parque Solar Tamaya,

Los movimientos registrados en Propiedades, Plantas y Equipos por provisión de desmantelamiento son los siguientes;

Movimientos Activo por Desmantelamiento Año 2022	Centrales Termoeléctrica Ciclo Combinado	Centrales Termoeléctricas	Centrales Hidroeléctricas	Centrales Fotovoltaicas	Parques Eólicos	Total Demantelamiento
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Valor Bruto	12.101	88.604	4.590	22.024	25.732	**153.051**
Depreciación acumulada	0	(7.732)	(246)	(411)	(5.689)	(14.078)
Deterioro	0	(28.833)	0	0	0	(28.833)
Total al 31-12-2022	**12.101**	**52.039**	**4.344**	**21.613**	**20.043**	**110.140**

NOTA 28 – PROVISIONES NO CORRIENTES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

El saldo del rubro obligaciones por beneficios a los empleados se compone de la siguiente manera:

Provisiones no Corrientes por Beneficios a los Empleados	31/12/2022 kUSD	31/12/2021 kUSD
Indemnización por Años de Servicio	46	47
Total	**46**	**47**

Los cambios en la obligación por beneficio son los siguientes:

Provisiones no Corrientes por Beneficios a los Empleados	31/12/2022 kUSD	31/12/2021 kUSD
Saldo Inicial	47	69
Pagos del Periodo	0	0
Indemnización por Años de Servicio Actuarial (valorización a tasa de cierre)	(1)	(22)
Total	**46**	**47**

Gastos Reconocidos en el Estado de Resultados

Provisiones no Corrientes por Beneficios a los Empleados	31/12/2022 kUSD	31/12/2021 kUSD	Línea del Estado de Resultados en que se ha reconocido
Costo por Intereses por Obligación de Beneficios Definidos	12	12	Egresos ordinarios y gastos de administración
Costo beneficio del Plan Definido	13	13	Egresos ordinarios y gastos de administración
Total	**25**	**25**	

Las hipótesis actuariales

Hipótesis Actuariales Utilizadas	31/12/2022	31/12/2021
Tasa de descuento nominal	1,63%	1,63%
Tasa esperada de incremento salarial	Variación IPC Tasa	Variación IPC Tasa
Tasa de rotación	1,36%	1,36%
Edad de jubilación Mujeres	60 Años	60 Años
Edad de jubilación Hombres	65 Años	65 Años
Tabla de mortalidad	RV-2009	RV-2009

NOTA 29 – PATRIMONIO

El Capital de la Sociedad está representado por 1.053.309.776 acciones de serie única, emitidas, suscritas y pagadas, y sin valor nominal, con cotización oficial en las bolsas de valores chilenas.

La Sociedad no ha realizado emisiones de acciones o de instrumentos convertibles durante el período que hagan variar el número de acciones vigentes al 31 de diciembre de 2022.

Otras Reservas del Patrimonio	31/12/2022 kUSD	31/12/2021 kUSD
Inversión filiales, combinación de negocios (1)	327.043	327.043
Saldo de inversión por toma de control filial (2)	47.912	47.912
Cobertura flujo de efectivo neto de impuestos	31.088	415
Total	**406.043**	**375.370**

(1) Incremento en capital a valor justo producto de la adquisición de filiales Electroandina SpA., Gasoducto Nor Andino SpA., Gasoducto Nor Andino Argentina S.A., Central Termoeléctrica Andina SpA., Inversiones Hornitos SpA., el 29 de diciembre de 2009.

(2) Corresponde al saldo diferencial que resulta de la absorción del interés minoritario versus la valorización de inversión del 40% producto del acuerdo con AMSA con fecha 31 de marzo de 2020 e informado a la CMF en hecho esencial.

29.1 Política de Dividendos

EECL tiene una política de dividendos flexible que consiste en distribuir a lo menos el dividendo mínimo obligatorio de 30% en conformidad a la ley y los estatutos sociales. En la medida que la situación de los negocios sociales así lo permita y, siempre teniendo en consideración los proyectos y planes de desarrollo de la compañía, se podrá acordar la distribución de dividendos provisorios o definitivos en exceso del dividendo mínimo obligatorio. Sujeto a las aprobaciones pertinentes, la compañía intenta pagar dos dividendos provisorios más el dividendo definitivo en mayo de cada año.

En relación a la Circular N° 1945 y N° 1983 de la Comisión para el Mercado Financiero, el Directorio de la Sociedad acordó que la utilidad líquida distribuible será lo que se refleja en los estados financieros como Utilidad del Ejercicio atribuible a los tenedores de acciones, sin efectuar ajustes sobre las mismas.

La utilidad distribuible al 31 de diciembre de 2021 fue de kUSD 47.374.

El 26 de abril de 2022 la Junta de Accionistas acordó no distribuir dividendos definitivos con cargo a las utilidades del ejercicio 2021.

29.2 Gestión de Capital

El objetivo social es mantener un adecuado equilibrio que permita mantener un suficiente monto de capital para apoyar las operaciones y proporcionar un prudente nivel de apalancamiento, optimizando el retorno a sus accionistas y manteniendo una sólida posición financiera.

Los requerimientos de capital son incorporados en base a las necesidades de financiamiento de la Sociedad, cuidando mantener un nivel de liquidez adecuado y cumpliendo con los resguardos financieros establecidos en los contratos de deudas vigentes.

NOTA 30 – INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

Ingresos Ordinarios

Definición (ver nota 3.13)

Ingresos Ordinarios	31/12/2022 kUSD	31/12/2021 kUSD
Ventas de energía y potencia	1.754.656	1.308.501
Venta y transporte de gas	48.861	37.776
Venta de Combustible	764	418
Venta de peajes (1)	100.064	95.299
Arriendo instalaciones	1.209	1.105
Servicios Portuarios (2)	9.629	9.389
Recupero Siniestro Unidad 7 Mejillones	0	5.316
Recupero Siniestro Unidad CTA Mejillones	0	2.075
Otras ventas - ingresos	5.083	18.735
Total	**1.920.266**	**1.478.614**

(1) Corresponden a los ingresos que tiene derecho el propietario de líneas y subestaciones eléctricas de acuerdo al artículo 114° de la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N°4/Ley 20.018).

(2) Son aquellos servicios que se le prestan a la Nave mientras permanece amarrada a nuestro muelle durante la descarga, y que son Amarra/ Desamarra; Muellaje, Uso del Muelle y Vigilancia y Cobro por Concepto de Security Fee, estos dos últimos están muy ligados al Código ISPS.

Ingresos por Principales Clientes

Principales Clientes	31/12/2022		31/12/2021	
	kUSD	%	kUSD	%
Regulados (Centro Sur SEN)	548.245	28,55%	449.087	30,37%
Grupo CODELCO	391.256	20,38%	282.839	19,13%
Regulados EMEL	234.098	12,19%	174.649	11,81%
Grupo AMSA (1)	168.376	8,77%	222.527	15,05%
Grupo GLENCORE	107.258	5,59%	75.019	5,07%
El Abra	84.285	4,39%	70.594	4,77%
Otros clientes	386.748	20,13%	203.899	13,80%
Total Ventas	**1.920.266**	**100,00%**	**1.478.614**	**100,00%**

(1) Bajo Grupo AMSA se incluyen transacciones comerciales con las compañías operadas por este grupo: Minera Michilla SpA, Minera Centinela y Minera Antucoya. Las cifras informadas incluyen, tanto las ventas de energía, potencia y otros servicios a dichas compañías, así como los efectos de la transacción informada en Hecho Esencial de fecha 31 de marzo de 2020. Entre otras materias, esta transacción involucró la renegociación de contratos de suministro de energía y potencia entre la filial, Inversiones Hornitos SpA y Minera Centinela, así como un cambio de estatutos de Inversiones Hornitos y transacciones en virtud de las cuales EECL pasó a controlar el 100% de esta filial bajo la perspectiva contable según las normas IFRS. El contrato de suministro renegociado considera un descuento de tarifa según los términos comerciales acordados; sin embargo, el descuento fue mayor durante los primeros años de aplicación puesto que incluyó el pago por parte de Engie Energía Chile de la compra del 40% de Inversiones Hornitos SpA en cuotas mensuales. Dichos descuentos quedaron totalmente liquidados a diciembre de 2021.acordados quedaron totalmente liquidados a diciembre 2021.

En virtud de los acuerdos firmados en marzo de 2020, el contrato de suministro de Minera Centinela con Inversiones Hornitos venció el 31 de diciembre de 2021, mientras que un nuevo contrato entre Minera Centinela y EECL, por la misma potencia convenida de 186 MW, comenzó a regir el 1 de enero de 2022, teniendo por fecha de vencimiento el 31 de diciembre de 2033.

De acuerdo a las normas contables vigentes (IFRS), EECL pasó a tener control de Inversiones Hornitos en un 100% desde el momento de la firma del acuerdo referido en el Hecho Esencial. En dicho acuerdo, el descuento realizado durante 2020 y parte de 2021 se imputó al pago de la participación adicional adquirida (40%). Posteriormente, el descuento de tarifa del contrato de suministro ha sido reconocido enteramente en los resultados del ejercicio. En definitiva, el descuento de tarifa durante el primer año de aplicación del acuerdo tuvo efectos neutros en el resultado del ejercicio, por cuanto el descuento se compensó con el ingreso financiero por la adquisición del 40% de Inversiones Hornitos. Por lo tanto, el descuento no tuvo efectos significativos en los resultados de 2020 y 2021, sino que se utilizó para cancelar mensualmente el monto a pagar por la participación de 40% de Inversiones Hornitos que controlaba AMSA a través de su filial Minera Centinela.

Ingresos Ordinarios

Ingresos Ordinarios	31/12/2022 kUSD	31/12/2021 kUSD
Ventas de energía y potencia	1.754.656	1.308.501
Otros ingresos	165.610	170.113
Total Ventas	**1.920.266**	**1.478.614**

NOTA 31 – COSTOS DE VENTA

Costos de venta

Costos de Venta	31/12/2022 kUSD	31/12/2021 kUSD
Costos de combustibles, lubricantes y otros	648.172	469.184
Costos de energía y potencia	798.331	404.884
Sueldos y salarios	31.428	28.168
Beneficios anuales	8.341	5.438
Otros beneficios del personal	8.307	7.665
Obligaciones post empleo	11	11
Costo Venta Combustibles	33.227	51.608
Transporte de Gas	279	272
Servicio Muelle	11.414	12.630
Servicios de Mantención y Reparación	17.926	15.533
Servicios de Terceros	31.344	24.894
Asesorías y Honorarios	1.790	1.146
Operación y Mantenimiento Gasoductos	737	4
Costo Peaje	65.823	74.962
Depreciación propiedad, planta y equipo	164.983	162.369
Amortización activos derecho de uso	2.043	1.933
Depreciación repuestos	2.007	1.347
Amortización Intangibles	16.293	16.293
Contribuciones y patentes	6.198	4.081
Seguros	28.541	21.368
Otros egresos	23.768	7.781
Total	**1.900.963**	**1.311.571**

NOTA 32 – OTROS INGRESOS Y EGRESOS DE LA OPERACION

Otros Ingresos y Egresos de la Operación

Otros Ingresos y Egresos de la Operación	31/12/2022 kUSD	31/12/2021 kUSD
Venta de agua	2.512	2.861
Recupero incobrables	514	1.569
Deudas Incobrables	(439)	(4.458)
Venta de propiedades, planta y equipo (*)	10	4.776
Venta de repuestos	95	15
Recupero Final Siniestro Laja - EMR	475	0
Recupero Parcial Siniestro Unidad CTA Mejillones	0	3.925
Otros Ingresos	10.155	1.640
Total	**13.322**	**10.328**

(*) Corresponde a la propiedad que la compañía tenía en Apoquindo 3721 Piso 8 y sus estacionamientos.

NOTA 33 – GASTOS DE ADMINISTRACION

Gastos de Administración

Gastos de Administración	31/12/2022 kUSD	31/12/2021 kUSD
Sueldos y salarios	11.167	14.979
Beneficios anuales	3.386	563
Otros beneficios del personal	3.292	2.723
Obligaciones post empleo	14	14
Servicios de terceros y asesorías	11.383	12.909
Depreciación propiedad, planta y equipo	2.963	2.754
Amortización activos derecho de uso	1.102	1.106
Contribuciones y patentes	329	321
Seguros	26	20
Otros	4.243	2.566
Total	**37.905**	**37.955**

NOTA 34 – GASTOS DEL PERSONAL

Gastos del personal	31/12/2022 kUSD	31/12/2021 kUSD
Sueldos y salarios	42.595	43.147
Beneficios anuales	11.727	6.001
Otros beneficios del personal	11.599	10.388
Obligaciones post empleo	25	25
Total	**65.946**	**59.561**

NOTA 35 – OTROS GASTOS (INGRESOS)

Otros Gastos (Ingresos)	31/12/2022 kUSD	31/12/2021 kUSD
Baja por venta de propiedades, planta y equipo (*)	0	1.138
Baja de propiedades, planta y equipo	1.056	10.128
Costo venta repuestos	4.535	811
Deterioro económico (**)	412.568	0
Gastos proyectos en desarrollo (***)	30.096	0
Total	**448.255**	**12.077**

(*) Corresponde a la propiedad que la compañía tenía en Apoquindo 3721 Piso 8 y sus estacionamientos.

(**) Asignación Deterioro económico

De acuerdo con las normas contables, si se realiza un deterioro a nivel de una Unidad Generadora de Efectivo (UGE), cualquier pérdida por deterioro debe asignarse para reducir el valor en libros de los activos en un orden específico: primero, para reducir cualquier plusvalía existente y segundo, a los demás activos a prorrata. Además, una entidad no reducirá el valor en libros de un activo por debajo del mayor entre su valor razonable menos los costos de disposición, su valor en uso y cero. En última instancia, si no es factible estimar el importe recuperable de cada activo individual de una UGE, las NIIF requieren una asignación arbitraria de una pérdida por deterioro entre los activos de esa unidad generadora de efectivo.

El detalle es el siguiente:

Detalle deterioro económico	31/12/2022 kUSD
Deterioro activos desmantelamiento unidades a carbón (Ver Nota 17)	10.397
Deterioro activos de generación termal (Ver Nota 17)	380.999
Plusvalía del Grupo ENGIE y Codelco (Ver Nota 16.1)	25.099
Reversa de deterioro repuestos vendidos (Ver Nota 11)	(3.927)
Total	**412.568**

(***) La Sociedad tiene como política registrar como Otros Activos No Financieros en el estado de situación financiera los costos de los proyectos en la fase de desarrollo siempre que su viabilidad técnica y rentabilidad económica estén razonablemente aseguradas, el análisis de todos los proyectos al cierre del ejercicio 2022 aquellos proyectos que no continuaban teniendo factibilidad y rentabilidad económica fueron ajustados a resultado como Gastos proyectos en desarrollo por un total de kUSD 30.096.

(**) (***) El activo por impuestos diferidos asociados al reconocimiento de deterioro del ejercicio 2022 es por un monto de kUSD 102.699 y el impuesto diferido asociado a los gastos de desarrollo de proyectos es por un monto de kUSD 8.126, lo que da un total de kUSD 110.825.

NOTA 36 – INGRESOS FINANCIEROS

Ingresos Financieros	31/12/2022 kUSD	31/12/2021 kUSD
Intereses financieros	16.782	1.607
Total	**16.782**	**1.607**

NOTA 37 – COSTOS FINANCIEROS

Costos financieros	31/12/2022 kUSD	31/12/2021 kUSD
Intereses financieros	69.138	82.782
Intereses financieros leasing	6.347	6.025
Total	**75.485**	**88.807**

Los intereses financieros incluyen partidas no habituales en ambos períodos, por kUSD 15.207 en 2022 y kUSD 48.671 en 2021, correspondientes al descuento al que fueron vendidas las cuentas por cobrar a compañías distribuidoras originadas por la implementación de la Ley 21.185 de Estabilización de Precios de la Energía Eléctrica al Cliente Regulado. Durante el periodo transcurrido entre el 1 de enero de 2021 y el 31 de diciembre de 2022, la Sociedad ha realizado ventas de cuentas por cobrar por dicho concepto a Chile Electricity PEC SpA por un valor nominal total de kUSD 222.076, en línea con los acuerdos firmados con Goldman Sachs, BID Invest y Allianz.

NOTA 38 – DIFERENCIAS DE CAMBIO

El detalle de los rubros de activos y pasivos que dan origen a diferencias de cambios y resultados por unidades de reajuste son los siguientes al 31 de diciembre de 2022 y 2021.

Diferencias de Cambio	Moneda	31/12/2022 kUSD	31/12/2021 kUSD
Activos			
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	CLP	(42.301)	(6.683)
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	EUR	43.022	5.891
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Peso Argentino	(73)	31
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	CLP	(9.861)	(8.345)
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	EUR	(12)	(23)
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	Peso Argentino	(2)	0
Activos por Impuestos Corrientes	Peso Argentino	(141)	(48)
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, corriente	CLP	(51)	(140)
Otros Activos No Financieros	CLP	2.679	(9.618)
Otros Activos No Financieros	EUR	700	16
Otros Activos No Financieros	Peso Argentino	(93)	(30)
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, No Corriente	CLP	(121)	0
Otros Activos No Financieros	UF	18	(17)
Otros Activos, Corrientes	Peso Argentino	0	35
Total Activos		**(6.236)**	**(18.931)**
Pasivos			
Pasivos por Arrendamientos, Corriente	CLP	(65)	1.405
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	CLP	(6.645)	5.187
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	EUR	377	20
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	GBP	(3)	(177)
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	YEN	(1)	68
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	UF	(424)	224
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	Franco Suizo	(3)	2
Pasivos por Impuestos, Corriente	Peso Argentino	(371)	(39)
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	CLP	(372)	89
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	EUR	2	1
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	UF	1	0
Otros Pasivos No Financieros	CLP	1.342	6.014
Pasivo por Impuestos Diferidos	Peso Argentino	(470)	(195)
Pasivos por Arrendamientos, No Corriente	CLP	(1.486)	26.351
Provisiones por Beneficios a los empleados	CLP	(578)	1.653
Otras Provisiones	Peso Argentino	230	920
Total Pasivos		**(8.466)**	**41.523**
Total Diferencias de Cambio		**(14.702)**	**22.592**

NOTA 39 – GANANCIA POR ACCION

Informaciones a Revelar sobre Ganancias por Acción Básica	31/12/2022 kUSD	31/12/2021 kUSD
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Tenedores de Instrumentos Participación en el Patrimonio Neto de la Controladora	(388.769)	47.374
Resultado Disponible para Accionistas Comunes, Básico	(388.769)	47.374
Promedio Ponderado de Acciones, Básico	1.053.309.776	1.053.309.776
Ganancia por Acción Básica	**(USD 0,369)**	**USD 0,045**

Accionistas de la Sociedad

Nombre de los Mayores Accionistas al 31 de diciembre de 2022	Número de Acciones	Participación
ENGIE Austral S.A.	631.924.219	59,99%
Banco Santander por cuenta de Inversionistas extranjeros	37.360.006	3,55%
Banco de Chile por cuenta de State Street	30.157.543	2,86%
AFP Provida S.A. Fondo Tipo C	29.943.552	2,84%
BCI Corredores de Bolsa S.A.	18.509.708	1,76%
Santarder Corredores de Bolsa Ltda.	15.574.764	1,48%
Consorcio Corredores de Bolsa S.A.	13.711.965	1,30%
Pionero Fondo de Inversión	13.659.637	1,30%
AFP Habitat S.A. Fondo Tipo A	13.040.062	1,24%
Larrain Vial S.A. Corredora de Bolsa	12.883.096	1,22%
BANCHILE Corredores de Bolsa S.A.	12.700.000	1,21%
AFP Provida S.A. Fondo Tipo B	12.447.046	1,18%
Otros accionistas	211.398.178	20,07%
Total	**1.053.309.776**	**100,00%**

NOTA 40 – GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS

40.1 Garantías Directas

Acreedor de la Garantía	Tipo de Garantía	Saldos Pendientes de Pago a la Fecha de Cierre de los Estados Financieros	
		31/12/2022 kUSD	31/12/2021 kUSD
Coordinador Eléctrico Nacional	Boleta de Garantía	196.638	54.795
Secretaría Regional Ministerial de Bienes Nacionales	Boleta de Garantía	38.030	32.754
Ministerio de Energia	Boleta de Garantía	17.891	14.983
Interchile S.A.	Boleta de Garantía	6.400	0
Director General del Territorio Marino y de Marina Mercante	Póliza de Garantía	2.044	2.374
Parque Solar Fotovoltaico Sol del Desierto SpA	Boleta de Garantía	2.000	0
Albemarle Limitada	Boleta de Garantía	1.546	3.092
Sierra Gorda Sociedad Contractual	Boleta de Garantía	1.500	1.500
Transelec S.A.	Boleta de Garantía	1.258	231
CGE Transmisión S.A.	Boleta de Garantía	1.100	1.100
Hidroeléctrica Rio Lircay S.A.	Boleta de Garantía	1.058	0
Enaex S.A.	Boleta de Garantía	849	840
Dirección Regional de Vialidad, Región Antofagasta y Tarapacá	Boleta de Garantía	556	437
Transelec Holdings Rentas Limitada	Boleta de Garantía	258	231
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Boleta de Garantía	172	154
Enel Distribución Chile S.A.	Boleta de Garantía	129	9.824
Eólica La Estrella SpA	Boleta de Garantía	106	94
Colbun Transmisión S.A.	Boleta de Garantía	86	77
Compañía General de Electricidad S.A.	Boleta de Garantía	86	77
Don Goyo Transmisión S.A.	Boleta de Garantía	86	77
Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Boleta de Garantía	86	77
ENAEX Servicios S.A.	Boleta de Garantía	64	0
Coorporación Nacional del Cobre Codelco	Boleta de Garantía	48	43
Hospital Dr. Ernesto Torres Galdames	Boleta de Garantía	47	59
Hospital San José del Carmen	Boleta de Garantía	45	56
Hospital Dr. Juan Noé Crevanni	Boleta de Garantía	38	48
Hospital San Pablo	Boleta de Garantía	37	46
Complejo Metalúrgico Altonorte S.A.	Boleta de Garantía	36	32
Hospital Provincial del Huasco	Boleta de Garantía	18	23
Hospital Dr. Marcos Macuada	Boleta de Garantía	9	11
Fundación Tiempos Nuevos	Boleta de Garantía	6	6
CESFAM Dr. Héctor Reyno Gutiérrez	Boleta de Garantía	4	5
Arriendo de Máquinas Industriales Veliz	Boleta de Garantía	0	21
Soc Contractual Minera Carola	Boleta de Garantía	0	45
Cia Exploradora y Explotadora Minera Chileno Rumana S.A.	Boleta de Garantía	0	150
Planta Solar San Pedro III SpA	Boleta de Garantía	0	2.000
Total		**272.231**	**125.262**

No se cuenta con activos comprometidos.

40.2 Garantías Indirectas

Al cierre de los estados financieros la Sociedad mantiene garantías indirectas por la Filial Transmisora Eléctrica del Norte S.A. (TEN).

Acreedor de la Garantía	Tipo de Garantía	Saldos Pendientes de Pago a la Fecha de Cierre de los Estados Financieros	
		31/12/2022 kUSD	31/12/2021 kUSD
Banco de Crédito e Inversiones	Garantía Corporativa	6.000	6.000
MUFG Union Bank, N.A.	Garantía Corporativa	10.000	10.000
Alstom Grid Chile S.A.	Garantía Corporativa	297.499	282.656
Ing. y Contruc.Sigdo Koppers S.A.	Garantía Corporativa	327.519	308.510
Total		**641.018**	**607.166**

40.3 Cauciones Obtenidas de Terceros

Nombre		31/12/2022 kUSD	31/12/2021 kUSD
A favor de ENGIE ENERGIA CHILE S.A.			
Siemens Gesa Renewable Energy S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	11.065	32.440
OHL Industrial Chile S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	9.719	6.471
Varios	Cumplimiento de contratos en general	5.837	5.441
Siemens Energy Chile SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	4.053	2.566
B. Bosch S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	2.172	0
Grid Solutions Chile S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.802	0
Elecnor Chile S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.653	0
Global Energy Services Siemsa S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.652	4.278
Albemarle Ltda.	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.546	0
Ima Industrial SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.507	0
Sergio Cortes Alucema e Hijo Ltda.	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.500	1.592
Somacor S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	966	0
Aguas de Antofagasta S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	850	0
Mantenimiento Técnico Industrial Ltda.	Garantía fiel cumplimiento contrato	256	260
Flesan Minería S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	223	1.539
Sungrow Power Supply Co.Ltd.	Garantía fiel cumplimiento contrato	221	0
Import. y Servicios Advanced Computing Tech. S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	100	94
Siemens S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	75	627
Engineering Construction Co., Ltd.	Garantía fiel cumplimiento contrato	21	20.021
Global Energy Services Photovoltaic Project	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	3.682
Copec	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	367
Soltec Energías Renovables S.L.U	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	1.923
Inneria Chile SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	1.823
Subtotal		**45.218**	**83.124**

Nombre		31-12-2022 kUSD	31-12-2021 kUSD
A favor de Electroandina SpA.			
Soc.Maritima y Com. Somarco Ltda.	Garantía fiel cumplimiento de contrato	190	190
Varios	Cumplimiento de contratos en general	99	75
Subtotal		**289**	**265**
A favor de Central Termoeléctrica Andina SpA.			
Servicios Industriales Ltda.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	125	125
Soc.Maritima y Com. Somarco Ltda.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	300	300
Ima Industrial SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	754	0
Varios	Cumplimiento de contratos en general	234	124
Subtotal		**1.413**	**549**
A favor de Inversiones Hornitos SpA.			
Minera Centinela	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	200.000	200.000
ABB S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	23	66
Servicios Industriales Ltda.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	125	125
Inneria Chile SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	88	0
Otros	Fiel cumplimiento del contrato	129	120
Subtotal		**200.365**	**200.311**
A favor de Edelnor Transmisión S.A.			
ABG Abengoa Chile S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	683	616
El Sol de Vallenar SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	424	819
Grid Solutions Chile SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	24	511
Siemens S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	121	62
B.Bosch S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	225	0
Nortcontrol Chile SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	64	0
Pozo Almonte Solar 3 S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	0	50
Pozo Almonte Solar 2 S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	0	44
Subtotal		**1.541**	**2.102**
A favor de Gasoducto Nor Andino SpA			
Arrendadora de Vehiculos S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	15	14
Otros	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	0	1
Subtotal		**15**	**15**

Nombre		31-12-2021 kUSD	31-12-2020 kUSD
A favor de Eólica Monte Redondo SpA			
Ingeteam Power Technology S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	639	0
Pine SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	257	0
Asesoria Forestal Integral Ltda.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	43	59
Transportes José Carrasco Retamal E.I.R.L.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	4	2
GGP Servicios Industriales SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	25	25
Otros	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	67	41
Subtotal		**1.035**	**127**
A favor de Solar Los Loros SpA			
GGP Servicios Industriales SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	15	0
Otros	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	3	0
Subtotal		**18**	**0**
Total		**249.894**	**286.493**

40.4 Restricciones

Al 31 de diciembre de 2022, la Compañía registraba créditos de corto plazo por un total de USD 368,4 millones con los bancos Scotiabank, Banco de Crédito del Perú, Banco Santander, Itaú, BCI y Banco de Chile según se detalla en la Nota 19.1.1. Estos préstamos devengan intereses a tasa fija, y se encuentran documentados con pagaré simple registrando la obligación de pago en la fecha convenida, sin restricciones financieras ni operativas y con opción de prepago sin costo para la compañía.

Al 31 de diciembre de 2022, EECL registraba dos bonos: uno por un valor de USD 500.000.000 emitido en enero de 2020 y otro por un valor de USD 350.000.000 emitido en octubre de 2014, ambos conforme a las normas de la Regla "144-A" (Rule 144-A) y de la Regulación "S" (Regulation S). El bono emitido en enero de 2020 tuvo por objetivo financiar (i) el rescate anticipado del bono 144-A por USD 400.000.000 emitido en diciembre de 2010 cuya fecha de vencimiento original era el 15 de enero de 2021; (ii) el costo de la prima pagada a los tenedores de este bono producto del rescate anticipado; y (iii) fines generales de la empresa. Dichos financiamientos no consideran exigencias de tipo financiero, pero sí consideran restricciones al otorgamiento de garantías por parte de la sociedad y de sus filiales, exceptuando los siguientes tipos de garantías permitidas bajo los términos del contrato de emisión: (i) Cauciones sobre (a) activos construidos o adquiridos después de la fecha de emisión del bono o (b) acciones o títulos de propiedad o de deuda que se tenga sobre activos relacionados al negocio principal de la sociedad, en tanto dichas prendas o cauciones sean constituidas contemporáneamente o dentro de un plazo máximo de 360 días a partir de la adquisición de estos activos o del término de la construcción del proyecto o activo en cuestión; (ii) cauciones o garantías sobre activos de alguna entidad que esté siendo adquirida por parte de la sociedad y que se encuentren existentes al momento de la adquisición de dicha entidad por parte de la sociedad; (iii) garantías que caucionen obligaciones de alguna filial con la sociedad u otra filial de la sociedad; (iv) cualquier tipo de caución o garantía existente a la fecha de la emisión del bono; y (v) cualquier extensión, renovación o reemplazo total o parcial de las garantías anteriormente nombradas en tanto el monto del endeudamiento caucionado por dichas garantías sea igual o inferior al valor de las garantías al momento de la extensión, renovación o reemplazo. Asimismo, el contrato considera restricciones a transacciones del tipo leaseback.

Se puede señalar que la Regla "144-A" permite que títulos emitidos por emisores extranjeros se puedan colocar en los Estados Unidos de Norteamérica sin necesidad de inscripción de la emisión con el regulador norteamericano

(Securities Exchange Comission o 'SEC') en tanto los adquirientes sean inversionistas debidamente calificados. Por su parte, la Regulación "S" permite que dichos títulos sean simultáneamente colocados o posteriormente revendidos fuera de los Estados Unidos de Norteamérica.

La deuda bancaria de mediano y largo plazo ascendía a USD 453,6 millones al 31 de diciembre de 2022 (USD 125 millones con BID Invest, USD 250 millones con Scotiabank, USD 35 millones con BCI, USD 77 millones con Banco Santander y USD 75,1 millones con Banco Itaú, Banco Consorcio y Consorcio Seguros de Vida resultantes de la absorción del financiamiento del proyecto del parque eólico San Pedro 2. Estos financiamientos se describen en los párrafos que siguen.

El 23 de diciembre de 2020, EECL firmó un contrato de crédito por USD 125.000.000 con BID Invest, el cual se compone de un préstamo senior de BID Invest y el Fondo Chino para cofinanciación en América Latina y el Caribe (China Fund) de USD 110.000.000 y un financiamiento de USD 15.000.000 provisto por el Fondo de Tecnología Limpia (CTF, por sus siglas en inglés). El 27 de agosto de 2021, la Compañía giró la totalidad de dichos préstamos.

El 26 de julio de 2022, EECL firmó un contrato de crédito por USD 250.000.000 con Scotiabank, el cual fue girado en dos desembolsos, el primero por USD 150.000.000 el día 28 de julio de 2022 y el segundo por USD 100.000.000 el día 7 de septiembre de 2022. Ambos créditos contemplan pagos de intereses semestrales en los meses de enero y julio de cada año, con un único pago de capital el 26 de julio de 2027. Los préstamos devengan intereses a tasa variable equivalente a la tasa SOFR compuesta diariamente más un margen. El día 19 de agosto de 2022, EECL firmó dos contratos del tipo swap de tasa de interés con Banco de Chile sobre un monto nocional equivalente al 70% de estos préstamos; es decir, por un total de USD 175.000.000, con el objetivo de fijar la tasa base de los préstamos y de esta forma proteger el flujo de caja de la compañía del riesgo de alza en las tasas de interés de mercado. La tasa base fija que se obtuvo con estas operaciones fue de 2,874% anual.

El 16 de noviembre de 2022, la compañía tomó un crédito verde con BCI por US$35 millones con vencimiento el 22 de mayo de 2024 con las mismas características contractuales que los demás créditos de corto plazo de la compañía.

El 15 de diciembre de 2022, la compañía firmó un contrato de crédito a 5 años por un monto total comprometido de US$170 millones con Banco Santander. En esa fecha se desembolsaron los primeros US$77 millones de este financiamiento con el objeto de pagar por la compra de acciones de los parques eólicos San Pedro en Chiloé. Los restantes US$93 millones podrán ser desembolsados hasta el 15 de febrero de 2023. El préstamo devenga intereses a una tasa variable basada en SOFR más un margen. Para cubrir la exposición al riesgo de tasa de interés, la compañía tomó derivados del tipo swap de tasa de interés con Banco Santander por un monto nocional equivalente al 70% del capital del préstamo. Con ello, la tasa SOFR quedó fija en una tasa promedio de 3,418% anual para dicha porción del préstamo.

El 15 de diciembre de 2022, la compañía garantizó la deuda de largo plazo del tipo financiamiento de proyecto que mantenía Energías de Abtao S.A. (dueña del Parque Eólico San Pedro 2) con los bancos Itaú, Consorcio Seguros de Vida y Banco Consorcio por un total de US$79,4 millones, de los cuales US$4,3 millones tenían vencimiento en el año 2023. Al hacerse cargo de esta compañía, EECL acordó prepagar la totalidad del capital adeudado antes del 15 de octubre de 2024. El 27 de diciembre de 2022, la compañía pagó los intereses devengados a esa fecha (US$1,3 millones) y recibió una compensación de US$2,4 millones por la ruptura del contrato de swap de tasa de interés que existía con Itaú. El préstamo devenga una tasa de interés equivalente a LIBOR de 6 meses más 4% y tiene las restricciones habituales de financiamientos de proyecto además del aval de EECL cubriendo el servicio de la deuda. La compañía espera prepagar este financiamiento con los recursos provenientes del segundo desembolso del préstamo con Banco Santander descrito en el párrafo anterior.

Tanto los préstamos de BID Invest como los créditos de Scotiabank y Banco Santander imponen ciertas restricciones habituales para este tipo de financiamientos. Entre ellas se encuentran restricciones al otorgamiento de garantías por parte de la sociedad y de sus filiales, exceptuando los siguientes tipos de garantías permitidas bajo los términos del contrato de emisión: (i) Cauciones sobre (a) activos construidos o adquiridos después de la fecha firma del contrato de crédito (b) acciones o títulos de propiedad o de deuda que se tenga sobre activos relacionados al negocio principal de la sociedad, en tanto dichas prendas o cauciones sean constituidas contemporáneamente o dentro de un plazo máximo de 360 días a partir de la adquisición de estos activos o del término de la construcción del proyecto o activo en cuestión; (ii) cauciones o garantías sobre

activos de alguna entidad que esté siendo adquirida por parte de la sociedad y que se encuentren existentes al momento de la adquisición de dicha entidad por parte de la sociedad; (iii) garantías que caucionen obligaciones de alguna filial con la sociedad u otra filial de la sociedad; (iv) cualquier tipo de caución o garantía existente a la fecha firma del contrato de crédito y (v) cualquier extensión, renovación o reemplazo total o parcial de las garantías anteriormente nombradas en tanto el monto del endeudamiento caucionado por dichas garantías sea igual o inferior al valor de las garantías al momento de la extensión, renovación o reemplazo. Asimismo, los contratos consideran restricciones a transacciones del tipo leaseback así como también limitaciones al cambio de control efectivo de la sociedad. Un cambio de control sin la aprobación del nuevo controlador por parte del acreedor gatilla un prepago obligatorio de la deuda. Estos tres contratos de crédito corresponden a financiamientos verdes; es decir, los fondos provenientes de ellos deberán usarse en proyectos de inversión de generación renovable o de transmisión eléctrica que califiquen como verdes bajo estándares internacionales. Estos financiamientos también exigen la mantención de ciertos niveles mínimos de capacidad instalada de generación y de contratos de suministro de energía durante la vida de los préstamos. Ninguno de los pasivos financieros de la compañía tiene covenants financieros ni gatillos de eventos de incumplimiento por cambios en la clasificación de riesgo.

40.5 Otras Contingencias

a) A la fecha se encuentran en tramitación diversas servidumbres ante la autoridad respectiva, las cuales aún no han sido concedidas. Estas servidumbres son las siguientes:

Línea de Transmisión Chapiquiña - Putre, Línea de Transmisión Capricornio - Alto Norte, Línea de Transmisión Capricornio - Antofagasta; Línea de Trasmisión El Negro-Soquimich; Línea de Arranque a subestación El Negro.

b) Demanda Civil de Indemnización de Perjuicios a GasAtacama Chile S.A.- EECL y sus filiales Central Termoeléctrica Andina SpA., Inversiones Hornitos SpA. y Electroandina SpA. interpusieron una demanda de indemnización por daños y perjuicios en contra de GasAtacama Chile S.A. ante el 22° Juzgado Civil de Santiago. El objeto de la demanda es resarcir los perjuicios ocasionados a las demandantes por GasAtacama al entregar durante el periodo comprendido entre enero del 2011 y octubre de 2015 información no fidedigna al Centro de Despacho Económico de Carga, lo cual implicó mayores costos que debieron ser asumidos por los actores del sistema eléctrico. Con fecha 15 de mayo de 2018 el 24° Juzgado Civil de Santiago ordenó que la presente causa se acumule al juicio iniciado por AES Gener. El 08 de abril de 2019 se realiza audiencia de conciliación y ésta no se produce. A solicitud de la demandada, el Tribunal ordenó que los demandantes actuaran bajo un procurador o apoderado común. EECL presentó reposición con apelación en subsidio, lo que fue acogido por el Tribunal. Finalizado el periodo de discusión, en febrero de 2020 se dictó la resolución que recibe la causa a prueba, las partes presentan reposición con apelación en subsidio. 18 de junio de 2020 se acogen parcialmente las reposiciones presentadas y se tiene por interpuesto recurso de apelación. 22 de junio de 2020 el expediente es remitido a la I. Corte de Apelaciones de Santiago para resolver los recursos interpuestos en contra de la resolución que recibió la causa a prueba. El 10 de noviembre de 2020 se realizaron los alegatos de ambas partes y la causa quedó en acuerdo. Sentencia de fecha 30 de julio de 2021 rechaza la apelación de EECL, CTH, CTA y Electroandina, el 15 de diciembre de 2021 los demandantes solicitan reanudación de la tramitación de la causa. El 24 de enero de 2022 se resolvió suspender el término probatorio por 45 días hábiles, hasta el 16 de marzo de 2022.

El término probatorio se encuentra vencido. Sin embargo, restan dos diligencias probatorias que se encuentran pendientes. La primera una exhibición de documentos que tendrá lugar el 20 de enero de 2023 y la segunda, una complementación del peritaje judicial.

Los montos demandados en pesos equivalentes en Dólares Americanos son USD 120.370.000; USD 13.640.000; USD 18.910.000 y de USD 7.360.000 respectivamente. Se hizo reserva del derecho para discutir la especie y monto de los perjuicios por lucro cesante en la ejecución del fallo o en un juicio diverso.

c) Otras Contingencias de Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.

1) Contingencia por Impuesto a las Ganancias

A partir del ejercicio finalizado el 31 de Diciembre de 2002, la Sociedad abonó y contabilizó el impuesto a las ganancias considerando que son aplicables las normas de actualización monetaria previstas por la Ley del Impuesto a las Ganancias y, además, el 18 de junio de 2003 inició una acción declarativa de certeza constitucional cuya finalidad es obtener un pronunciamiento judicial que declare que se encuentra vigente el régimen de ajuste por inflación previsto en la Ley de Impuesto a las Ganancias o, en su defecto, que declare la inconstitucionalidad

de cualquier norma que impida la aplicación del mencionado ajuste. El 27 de octubre de 2008 el Juez de Primera instancia dictó sentencia, rechazando la demanda. La mencionada sentencia fue apelada por la Sociedad el 18 de noviembre de 2008 ante la Cámara Federal de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo, quien el 11 de agosto de 2009 admitió el recurso de apelación interpuesto, revocó la sentencia de primera instancia e impuso costas por su orden. De este modo, la Cámara convalidó la aplicación del ajuste por inflación respecto del periodo fiscal 2002.

La mencionada sentencia aún no se encuentra firme dado que el Fisco Nacional habría interpuesto un recurso ordinario de apelación ante la Corte Suprema de Justicia de la Nación.

Por otra parte, el 27 de octubre de 2006, la AFIP-DGI dictó la Resolución 99/2006 mediante la cual impugnó la Declaración Jurada del Impuesto a las Ganancias del periodo fiscal 2002 presentada por la Sociedad y como consecuencia de ello, determinó de oficio un ajuste en concepto de Impuesto a las Ganancias de USD 3.728.682, liquidó intereses a esa fecha por USD 3.180.565 y aplicó una multa por omisión por USD 1.864.341. Con motivo de esta resolución la Sociedad presentó el 23 de noviembre de 2006 un recurso de apelación ante el Tribunal Fiscal de la Nación. Actualmente el expediente se encuentra en etapa probatoria.

Como es sabido, el ajuste por inflación es un tema que ha generado infinidad de causas judiciales y se han producido varios fallos favorables con sólidos fundamentos en distintos juzgados de primera instancia y cámaras federales.

En este contexto, el 3 de julio de 2009 la Corte Suprema de Justicia de la Nación resolvió una causa sobre el ajuste por inflación en el período fiscal 2002 (caso "Candy") y lo hizo en forma favorable al contribuyente.

En la sentencia la Corte sostuvo lo siguiente:

- Ratificó que la prohibición de ajustar por inflación es constitucionalmente válida, salvo que produzca un resultado confiscatorio.
- Consideró que se configuró la "confiscatoriedad" en el caso concreto y por ello permitió al contribuyente practicar el ajuste por inflación en el período fiscal 2002.
- Consideró que existía confiscatoriedad en el impuesto a las ganancias porque la diferencia entre el impuesto computado con y sin ajuste por inflación presentaba una desproporción de tal magnitud que permitía, razonablemente, concluir que la ganancia neta calculada conforme la ley vigente -sin ajuste- no representa adecuadamente la renta que pretende gravar la ley del impuesto.
- En ese caso concreto, consideró que la alícuota efectiva del impuesto, que representaba el 62% del resultado impositivo ajustado o el 55% de las utilidades contables ajustadas, insumía una porción sustancial de la renta, que
- Aclaró expresamente que tuvo en consideración que el ejercicio 2002 estuvo signado por un grave estado de perturbación económica, social y política, que dio lugar a una de las crisis más graves de la historia contemporánea, que se vio reflejada en índices de precios que tuvieron una variación del 117,96% (índice de precios nivel mayorista) y 40,90% (índice de precios consumidor final). Meritó también la existencia de cambios económicos, el abandono de la convertibilidad y la variación del poder adquisitivo de la moneda.

La Sociedad y sus asesores legales consideran que lo decidido en el caso "Candy" por la Corte Suprema de Justicia de la Nación es aplicable a las causas que Gasoducto Nor Andino Argentina S.A. tiene en trámite, puesto que las alícuotas efectivas del impuesto calculado sin ajuste por inflación, ya sea respecto del resultado impositivo ajustado, como de las utilidades contables, arrojan guarismos que exceden ampliamente el 55% y el 62% que el Máximo Tribunal considero confiscatorio (así se desprende de la pericia contable realizada en la acción declarativa y del informe de los peritos de parte presentados en el expediente del Tribunal Fiscal de la Nación). Así lo ha considerado también la Cámara Federal de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo, al aplicar la doctrina sentada en el caso "Candy" en la sentencia dictada el 11 de agosto de 2009 en la acción declarativa promovida por Gasoducto Nor Andino Argentina S.A. Finalmente, la Corte Suprema Argentina ha fallado en favor de Gasoducto Nor Andino Argentina S.A. en noviembre de 2012.

En octubre de 2006, y mientras se tramitaba la acción declarativa, la AFIP dictó una determinación de oficio en la que impugnó la declaración jurada del impuesto a las ganancias, periodo 2002, de Gasoducto Nor Andino Argentina S.A. La impugnación se basó exclusivamente en la no vigencia del ajuste por inflación. La determinación fue apelada al Tribunal Fiscal de la Nación (“TFN”) con efecto suspensivo. En la causa se produjo una nueva pericia contable elaborada por un experto propuesto por la AFIP y otro por la Compañía. El experto propuesto

por la Compañía sostuvo que de no aplicarse el ajuste por inflación el impuesto a las ganancias del período 2002 insumirá el 142,59% del resultado impositivo ajustado del ejercicio y el 460,15% del resultado contable ajustado. Por su parte, el experto propuesto por la AFIP sostuvo que dichos porcentajes son del 85,68% y del 93,64%, respectivamente. Asimismo, oportunamente se informó ante el TFN la sentencia dictada por la Corte Suprema (de noviembre de 2012) en la acción declarativa antes comentada.

En noviembre de 2013 el TFN dictó sentencia, hizo lugar a la apelación de la Compañía y revocó la determinación de oficio. El Tribunal sostuvo que tanto del fallo de la Corte Suprema dictado en la acción declarativa como de la pericia contable producida en la causa --incluso de atenerse a los porcentajes expuestos por el experto de la AFIP-- surge claramente que de no aplicarse el ajuste por inflación se verifica un supuesto de confiscatoriedad.

Ante la apelación de la AFIP ante la Cámara de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal, la sala V de dicho tribunal resolvió dejar sin efecto el fallo del TFN (notificado el 1° de febrero de 2016), entendiendo que no se verifica un supuesto de "cosa juzgada"(es decir que la sentencia dictada en la acción declarativa no pone fin a este juicio) y que le corresponde al Tribunal Fiscal pronunciarse sobre la manera en que la Compañía practicó el ajuste por inflación y la medida de su incidencia concreta en el impuesto resultante.

En consecuencia, sin expedirse sobre el fondo de la cuestión ordenó devolver el expediente al TFN para que dicte un nuevo pronunciamiento. Ante esta resolución de la Cámara, Gasoducto Nor Andino Argentina S.A. procedió a presentar un Recurso Extraordinario Federal para ante la Corte Suprema en base a los siguientes fundamentos:

1. La existencia de la sentencia favorable de la propia Corte Suprema en la acción declarativa.
2. Las pericias producidas en ambas causas.
3. El hecho que la prueba pericial consistió en solicitar a los peritos de liquiden ellos el impuesto con ajuste por inflación (es decir, no se partió de la declaración jurada de la compañía).
4. La existencia de una determinación de oficio del propio fisco.
5. Cuestiones procesales vinculadas con la preclusión (es decir, el momento en el cual el fisco introdujo ciertos planteos y cuestionamientos al ajuste por inflación practicado).
6. El hecho que el TFN en su sentencia consideró adecuadamente la pericia.

Por las razones señaladas, la compañía considera que existen altas probabilidades que la Corte Suprema revoque el fallo de Cámara, deje firme el del TFN y con ello resuelva definitivamente la cuestión. Asimismo, en el hipotético caso que la Corte Suprema rechazare el recurso, el expediente sería devuelto al TFN para que dicte una nueva sentencia, es decir, la Compañía volvería al estado actual de la cuestión.

La Sociedad ha considerado prudente constituir una provisión total de USD 151.929,23 al 31 de diciembre de 2022 y de USD 350.871,60 al 31 de diciembre de 2021.

NOTA 41 – DOTACION

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, la Sociedad presenta el siguiente número de empleados contratados a plazo indefinido.

Dotación de la Empresa por Nivel Profesional y Área	Ingenieros	Técnicos	Otros Profesionales	Total Año 2022	Total Año 2021
Generación	179	367	2	548	543
Transmisión	45	62	0	107	100
Administración y Apoyo	170	68	0	238	223
Total	**394**	**497**	**2**	**893**	**866**

NOTA 42 – SANCIONES

En el ejercicio 2022 y 2021, ni la Sociedad ni sus ejecutivos han sido objeto de sanciones por parte de la Comisión para el Mercado Financiero.

NOTA 43 – MEDIO AMBIENTE

La Sociedad y sus filiales cuentan con un vasto programa de monitoreo ambiental que incluye emisiones a la atmósfera, calidad del aire, emisiones a cuerpos de agua, monitoreo marino, monitoreos biológicos y otros que aseguran el control de sus operaciones, respetando la legislación vigente y adoptando estrictas regulaciones internas para el logro de objetivos en armonía con el medioambiente.

En junio de 2006 las empresas del grupo EECL obtuvieron la certificación de las normas ISO 9001, ISO 14001 y OHSAS 18001, otorgada por la empresa certificadora AENOR. A partir de esa fecha el Sistema de Gestión es auditado anualmente donde el ente externo AENOR verifica el funcionamiento del sistema y el cumplimiento del mismo respecto a los modelos normativos certificados. Adicionalmente EECL ha homologado todos los cambios que han presentado las normas en el último tiempo, incorporando entre otros los conceptos de ciclo de vida. En junio 2022, se realizó una nueva auditoría anual de mantención del Sistema de Gestión con la casa Certificadora AENOR, identificándose algunas no conformidades menores y elaborándose un plan de acción correctivo que está en ejecución.

La Sociedad participa en varias iniciativas de investigación y desarrollo de proyectos ERNC como eólicos y solares, encontrándose algunos en proceso de evaluación ambiental, otros aprobados ambientalmente o en etapa de construcción. En septiembre 2019 se informó a la autoridad ambiental el inició de la construcción de los proyectos Eólico Calama y Solar Capricornio. En junio 2020 se informó el inicio de construcción del proyecto solar Tamaya. Por otra parte, durante este 2do trimestre 2021 se informó la reconversión de las unidades CTA y CTH las cuales operaran con 100% biomasa y la unidad IEM la cual operará con 100% gas natural. Las Declaraciones de Impacto Ambiental de ambos proyectos han sido presentadas y aprobadas por el Servicio de Evaluación Ambiental de la Región de Antofagasta. En diciembre 2021 se obtuvo la operación comercial del parque eólico Calama, en enero 2022 la operación comercial de la planta solar de Tamaya y en noviembre 2022 la operación comercial de la planta solar Capricornio. Durante el 4to trimestre se realizó el comisionamiento del parque solar Coya, cuya operación comercial esta planificada para el 1er trimestre 2023.

EECL informó a las autoridades eléctricas el retiro de las unidades 12-13, siendo autorizadas su desconexión para abril 2019, siempre que estuviese finalizado el proyecto de la interconexión eléctrica Polpaico - Cardones. El retiro efectivo de estas unidades se concretó con fecha 7 de junio 2019 y actualmente estas unidades han sido desmanteladas y se ha completado la disposición de los residuos. En junio 2022 se desconectó del SEN la unidad N°14 de Central Tocopilla y con fecha 30 de septiembre 2022 se desconectó la unidad N°15.

La norma de emisiones de centrales termoeléctricas que regula material particulado, dióxido de azufre y óxido de nitrógeno se ha cumplido en el año 2021 en todas las unidades generadoras de Central Tocopilla y Central Mejillones, de acuerdo a los informes emitidos por la División de Fiscalización de la SMA en junio 2022. El cumplimiento de las unidades CTM1-2, CTM3 e IEM para el año 2020 aún no ha sido informado por la SMA y se ha solicitado formalmente su pronunciamiento, el cual a la fecha no se ha materializado.

Todas las unidades generadoras cuentan con sistemas de monitoreo continuo de emisiones (CEMS) certificados por la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA). Estos equipos cuentan con un programa de aseguramiento de calidad con verificaciones diarias, trimestrales y anuales. Los ensayos anuales son ejecutados por laboratorios autorizados y sus resultados permiten validar el CEMS por un nuevo periodo de un año más. En mayo 2019 se obtuvo la resolución de certificación del CEMS de la nueva unidad CTM7 (IEM). Las validaciones anuales de los CEMS correspondientes al año 2022 ya han sido ejecutadas, encontrándonos a la espera de los informes de validación.

En relación a las unidades Turbogas de Tocopilla (unidad de respaldo) se instaló, validó y certificó un CEMS para cuantificar las emisiones afectas a la norma de emisión para Centrales Termoeléctricas e implementó un sistema

DENOX, permitiendo levantar la restricción de no operar mas del 10% de las horas en el año. La SMA emitió la RE N° 1929 en noviembre 2022 certificando el CEMS de la unidad TG3.

En relación al pago de impuestos verdes (Ley 20.780) todas las unidades generadoras afectas cuentan con resolución de la SMA que aprueban los métodos de cuantificación de emisiones para el pago de impuestos, identificándose métodos de medición directa (CEMS) y métodos indirectos (estimaciones) donde no existen CEMS certificados por la SMA. Las emisiones del año 2021 ya han sido informadas, validadas y se canceló USD 27.544.672. El aumento del pago de impuesto respecto de las emisiones del año 2020 obedece a una mayor generación de energía en base a unidades térmicas. Para el año 2022 se espera un menor pago, ya que las emisiones reportadas son cerca de un 34% menores respecto del año 2021.

Durante el año 2020, las autoridades ambientales efectuaron 11 fiscalizaciones presenciales (6 Superintendencia del Medio Ambiente -SMA y 5 SEREMI Salud) y 20 "Exámenes de Información". Los resultados de las fiscalizaciones realizadas por la SMA solo identificaron observaciones menores y en el caso de las fiscalizaciones sanitarias se iniciaron 2 sumarios sanitarios, identificando desviaciones en el control operacional de residuos (Central Tocopilla – septiembre 2020) y manejo de sustancias químicas (Central Mejillones diciembre 2020). Todas las desviaciones han sido o están en proceso de corrección. Para ambos sumarios se presentaron informes de descargo. En el 1er trimestre 2021 la autoridad sanitaria determinó una multa de UTM 100 por las desviaciones identificadas en Central Tocopilla la cual ya fua cancelada y para el sumario sanitario de Central Mejillones determinó una multa inicial de UTM 200, la cual fue apelada mediante un recurso de reposición y cancelando finalmente UTM 150. En el periodo enero a diciembre 2021 las autoridades han efectuado 13 fiscalizaciones presenciales (8 Superintendencia del Medio Ambiente -SMA y 5 SEREMI Salud) y 10 "Exámenes de Información". Estos procesos están en desarrollo por las autoridades. En el año 2022 se han efectuado 8 inspecciones ambientales / sanitarias y y requerimientos de información por parte de las autoridades ambientales, no identificándose desviaciones en materia ambiental y solo en 2 inspecciones se iniciaron sumario por desviaciones operacionales en las bodegas de sustancias peligrosas. En ambos sumarios, se presentaron los informes de descargos, no siendo resueltos a la fecha.

La Sociedad, el día 13 de agosto del año 2021 tuvo un incidente socio ambiental por una emisión visible de ceniza desde la unidad N°1 de Central Térmica Mejillones. El evento fue controlado y recuperado casi la totalidad del material derramado. Este evento fue informado a la Superintendencia del Medio Ambiente, la cual efectuó un requerimiento de información adicional. Actualmente este incidente está en investigación por la SMA, no existiendo a la fecha nuevos requerimientos de información o diligencias asociadas a este evento. En el periodo enero a diciembre 2022 no se han reportados incidentes medioambientales a las autoridades.

Con fecha 05 de febrero de 2020, la filial Eólica Monte Redondo SpA ha sido notificada de demanda por daño ambiental, Juicio de reparación del daño ambiental seguido ante el Tercer Tribunal Ambiental bajo el Rol D-33-2017. La demanda obedece al florecimiento algal registrado durante los meses de verano en el reservorio del rio Laja producto de la disminución del caudal, el aumento de temperatura ambiental y el contenido de nutrientes en la columna de agua. La empresa ha realizado monitoreos ambientales enfocados en entender las causas del problema, monitoreos participativos con integrantes de la comunidad e investigado nuevas medidas de prevención y mitigación del florecimiento algal. Algunas de estas medidas han sido probadas a escala piloto y se continúan evaluando nuevas medidas de prevención. Anualmente, los resultados de los monitoreos y medidas de control evaluadas son informados a las autoridades ambientales. En marzo 2022 el Tercer Tribunal Ambiental inspeccionó la Central Laja y tres sectores en el reservorio, observando en terreno el agua clara, presencia de peces y aves, e inexistencia de malos olores y de floraciones algales. El Acta de esta inspección ya ha sido recepcionada por la empresa. Posteriormente, se realizó una audiencia de conciliación solicitada por la empresa y el Tercer Tribunal Ambiental emitió las bases de conciliación con los objetivos técnicos y sociales para resolver esta demanda. En noviembre 2022 se presentó una propuesta de plan de acción a la parte demandante, no existiendo observaciones a la fecha. El plazo para presentar el acuerdo de conciliación se ha postergado para fines de marzo 2023.

El 27 de octubre 2022 fuimos notificado de una demanda por reparación ambiental de la instalación donde operó la central Diesel Iquique ante el Primer Tribunal Ambiental bajo el Rol D-17-2022. La demanda obedece a la afectación a las componentes suelo y agua producto de la operación de la instalación. Actualmente, se desarrollan los estudios para establecer el estado de la instalación y medidas de limpieza requeridas.

NOTA 44 – INFORMACION FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES

El detalle de la información financiera resumida al 31 de diciembre de 2022, bajo Normas Internacionales de Información Financiera es el siguiente:

RUT	Nombre Sociedad	Participación	Activos Corrientes	Activos no Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos no Corrientes	Total Pasivos	Ingresos Ordinarios	Ganancia (Pérdida) Neta
		%	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
96.731.500-1	Electroandina SpA.	100,00%	39.290	20.383	59.673	7.396	0	7.396	15.149	238
78.974.730-K	Gasoducto Nor Andino SpA	100,00%	12.919	52.521	65.440	4.196	17.598	21.794	15.804	(7.214)
0-E	Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	100,00%	2.017	3.203	5.220	305	8.802	9.107	4	(14.337)
76.708.710-1	Central Termoeléctrica Andina SpA.	100,00%	98.039	544.257	642.296	47.731	257.329	305.060	276.565	(14.154)
76.046.791-K	Edelnor Transmisión S.A.	100,00%	5.551	47.998	53.549	20.716	25.034	45.750	13.312	2.263
76.009.698-9	Inversiones Hornitos SpA.	100,00%	89.137	258.381	347.518	124.748	66.530	191.278	105.284	(62.575)
76.247.976-1	Solar Los Loros SpA	100,00%	3.960	42.933	46.893	1.423	5.695	7.118	3.706	1.243
76.379.265-K	Parque Eólico Los Trigales SpA	100,00%	2	0	2	46	0	46	0	0
76.247.968-0	Solairedirect Generación VI SpA	100,00%	0	164	164	137	0	137	0	2
76.267.537-4	Solairedirect Generación IX SpA	100,00%	0	164	164	137	0	137	0	2
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo SpA	100,00%	8.571	116.183	124.754	1.942	38.387	40.329	19.673	10.252
76.114.239-9	Alba SpA	100,00%	30.442	13.829	44.271	5.923	42.715	48.638	29	(136)
76.114.229-1	Alba Andes SpA	100,00%	1.205	10.273	11.478	208	11.940	12.148	0	(67)
76.114.213-5	Alba Pacífico SpA	100,00%	946	10.280	11.226	-48	11.892	11.844	0	(61)
76.376.043-K	Rio Alto S.A	100,00%	3.223	24.025	27.248	5.267	14.382	19.649	659	589
76.376.043-K	Energías de Abtao S.A	100,00%	26.286	51.012	77.298	1.541	83.535	85.076	0	(145)

La información financiera al 31 de diciembre de 2021 de las sociedades incluidas en la consolidación es la siguiente:

RUT	Nombre Sociedad	Participación	Activos Corrientes	Activos no Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos no Corrientes	Total Pasivos	Ingresos Ordinarios	Ganancia (Pérdida) Neta
		%	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
96.731.500-1	Electroandina SpA.	100,00%	34.555	26.701	61.256	5.391	0	5.391	14.524	466
78.974.730-K	Gasoducto Nor Andino SpA	100,00%	30.833	71.985	102.818	7.268	18.898	26.166	36.909	9.854
0-E	Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	100,00%	7.182	43.371	50.553	499	10.126	10.625	7	(8.212)
76.708.710-1	Central Termoeléctrica Andina SpA.	100,00%	74.236	627.915	702.151	45.835	304.926	350.761	174.956	21.546
76.046.791-K	Edelnor Transmisión S.A.	100,00%	7.468	41.360	48.828	27.708	15.585	43.293	4.845	(941)
76.009.698-9	Inversiones Hornitos SpA.	100,00%	50.576	288.520	339.096	65.755	54.525	120.280	169.667	3.852
76.247.976-1	Solar Los Loros SpA	100,00%	10.659	34.164	44.823	1.034	5.257	6.291	4.952	1.804
76.379.265-K	Parque Eólico Los Trigales SpA	100,00%	2	0	2	46	0	46	0	8
76.247.968-0	Solairedirect Generación VI SpA	100,00%	0	164	164	139	0	139	0	26
76.267.537-4	Solairedirect Generación IX SpA	100,00%	0	164	164	139	0	139	0	26
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo SpA	100,00%	24.529	66.068	90.597	3.477	13.110	16.587	27.589	4.165

NOTA 45 – HECHOS POSTERIORES

No han ocurrido hechos significativos entre el 1° de enero de 2023 y la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados que afecten la presentación de los mismos.

ANEXO 1 – SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

a) Los estados financieros consolidados incluyen las siguientes sociedades

RUT	Nombre Sociedad	País de Origen	Moneda Funcional	Porcentaje de Participación Año 2022			Porcentaje de Participación Año 2021		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
76.708.710-1	Central Termoeléctrica Andina SpA.	Chile	Dólar estadounidense	99,9999	0,0001	100,0000	99,9999	0,0001	100,0000
76.046.791-K	Edelnor Transmisión S.A.	Chile	Dólar estadounidense	99,9000	0,1000	100,0000	99,9000	0,1000	100,0000
96.731.500-1	Electroandina SpA.	Chile	Dólar estadounidense	99,9999	0,0001	100,0000	99,9999	0,0001	100,0000
76.019.239-2	Eolica Monte Redondo SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	100,0000	0,0000	100,0000
0-E	Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	Argentina	Dólar estadounidense	78,9146	21,0854	100,0000	78,9146	21,0854	100,0000
78.974.730-K	Gasoducto Nor Andino SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	100,0000	0,0000	100,0000
76.009.698-9	Inversiones Hornitos SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	100,0000	0,0000	100,0000
76.379.265-K	Parque Eolico Los Trigales SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	100,0000	0,0000	100,0000
76.267.537-4	Solairedirect Generación IX SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	100,0000	0,0000	100,0000
76.247.968-0	Solairedirect Generación VI SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	100,0000	0,0000	100,0000
76.247.976-1	Solar Los Loros SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	100,0000	0,0000	100,0000
76.114.213-5	Alba Pacífico SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	0,0000	0,0000	0,0000
76.114.229-1	Alba Andes SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	0,0000	0,0000	0,0000
76.114.239-9	Alba SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	0,0000	0,0000	0,0000
76.376.043-K	Rio Alto S.A	Chile	Dólar estadounidense	99,9999	0,0001	100,0000	0,0000	0,0000	0,0000
76.379.265-K	Energías de Abtao S.A	Chile	Dólar estadounidense	99,9990	0,0010	100,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Ver nota 2.4 Entidades Filiales

b) Sociedades contabilizadas por el método de la participación:

Tipo de Relación	RUT	Nombre Sociedad	País de Origen	Moneda Funcional	Porcentaje de Participación al	
					31/12/2022 Directo	31/12/2021 Directo
Control Conjunto	76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Dólar estadounidense	50,000	50,000

Ver nota 2.5 Inversiones Contabilizadas por el Método de la Participación.

ANEXO 2 – DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA

El detalle de los activos denominados en moneda extranjera es el siguiente:

Activos	Moneda	31/12/2022 kUSD	31/12/2021 kUSD
Activos Corrientes			
Efectivo y equivalentes al efectivo	USD	124.015	211.149
Efectivo y equivalentes al efectivo	$ no reajustable	7.656	4.045
Efectivo y equivalentes al efectivo	Euro	361	3
Efectivo y equivalentes al efectivo	Peso Argentino	333	492
Otros activos financieros Corriente	USD	17.865	0
Activos por impuestos corrientes	USD	33.993	23.630
Activos por impuestos corrientes	$ no reajustable	0	7
Activos por impuestos corrientes	Peso Argentino	1.186	264
Inventarios corrientes	$ no reajustable	5.586	3.516
Inventarios corrientes	USD	258.469	154.803
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	$ no reajustable	213	60
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	UF	0	9
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	USD	5.319	6.360
Otros activos no financieros	$ no reajustable	128.800	34.311
Otros activos no financieros	USD	30.009	12.212
Otros activos no financieros	Peso Argentino	206	283
Otros activos no financieros	Euro	1.265	76
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	USD	206.207	154.979
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	$ no reajustable	14.354	10.027
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	Peso Argentino	6	6
Activos No Corrientes			
Otros activos financieros No Corriente	USD	5.055	0
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	USD	325.778	85.581
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	UF	20	20
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	USD	14.787	14.161
Otros activos no financieros no corriente	$ no reajustable	1	1
Otros activos no financieros no corriente	USD	16.912	25.600
Otros activos no financieros no corriente	UF	167	147
Activos por impuestos diferidos	USD	79.161	20.265
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	USD	124.313	108.906
Activos intangibles distintos de la plusvalía	USD	172.239	188.532
Plusvalía	USD	15.913	25.099
Propiedades, planta y equipo	USD	2.576.582	2.746.143
Activos por derecho de uso	USD	161.490	168.175
Subtotal	**USD**	**4.168.107**	**3.945.595**
	$ no reajustable	**156.610**	**51.967**
	Euro	**1.626**	**79**
	UF	**187**	**176**
	Peso Argentino	**1.731**	**1.045**
Activos, Total		**4.328.261**	**3.998.862**

Pasivos		Hasta 90 días		90 días a 1 año	
Pasivos Corrientes en Operación, Corriente	**Moneda**	**31/12/2022 kUSD**	**31/12/2021 kUSD**	**31/12/2022 kUSD**	**31/12/2021 kUSD**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	$ no reajustable	0	569	0	0
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	USD	6.288	5.710	1.261	1.146
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	UF	48	63	0	0
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	Euro	169	577	0	0
Pasivos por impuestos corrientes	USD	0	0	12.560	3.672
Otros pasivos no financieros	$ no reajustable	5.263	4.809	0	0
Otros pasivos no financieros	Peso Argentino	16	13	0	0
Otros pasivos no financieros	USD	66	264	132	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Euro	3.040	2.223	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	$ no reajustable	40.744	49.481	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Otras monedas	403	126	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Peso Argentino	95	292	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	USD	179.547	206.553	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	UF	5.937	4.088	0	0
Provisión corrientes por beneficios a los empleados	$ no reajustable	15.173	11.753	0	0
Otros pasivos financieros	USD	94.682	44.660	288.379	55.085
Pasivos por arrendamientos corrientes	USD	84	84	169	164
Pasivos por arrendamientos corrientes	$ no reajustable	10	10	30	30
Pasivos por arrendamientos corrientes	UF	2.438	2.388	3.356	3.321
Pasivos por arrendamientos corrientes	Otras monedas	186	176	143	132
Subtotal	**USD**	**280.667**	**257.271**	**302.501**	**60.067**
	$ no reajustable	**61.190**	**66.622**	**30**	**30**
	Euro	**3.209**	**2.800**	**0**	**0**
	UF	**8.423**	**6.539**	**3.356**	**3.321**
	Peso Argentino	**111**	**305**	**0**	**0**
	Otras Monedas	**589**	**302**	**143**	**132**
Pasivos Corrientes, Total		**354.189**	**333.839**	**306.030**	**63.550**

Pasivos, No Corrientes		1 a 3 años		3 a 5 años		Más de 5 años	
	Moneda	31/12/2022 kUSD	31/12/2021 kUSD	31/12/2022 kUSD	31/12/2021 kUSD	31/12/2022 kUSD	31/12/2021 kUSD
Pasivo por impuestos Diferidos	USD	10.251	11.571	11.203	12.523	103.167	194.280
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	USD	3.883	3.530	4.700	4.272	43.155	45.618
Otros pasivos financieros no corrientes	USD	456.020	0	337.195	350.781	599.398	607.262
Pasivos por arrendamientos	USD	732	704	538	518	1.386	1.660
Pasivos por arrendamientos	$ no reajustable	17	58	0	0	0	0
Pasivos por arrendamientos	UF	10.783	11.153	7.290	7.194	111.474	116.538
Pasivos por arrendamientos	Otras monedas	897	829	641	592	1.407	1.705
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	$ no reajustable	0	0	0	0	46	47
Otras provisiones no corrientes	USD	37.351	16.996	0	11757	112.360	29.442
Otras provisiones no corrientes	Peso argentino	152	351	0	0	0	0
Otros pasivos no financieros, no corrientes	USD	81	81	0	0	0	0
	USD	**508.318**	**32.882**	**353.636**	**379.851**	**859.466**	**878.262**
	$ no reajustable	**17**	**58**	**0**	**0**	**46**	**47**
Subtotal	**UF**	**10.783**	**11.153**	**7.290**	**7.194**	**111.474**	**116.538**
	Peso argentino	**152**	**351**	**0**	**0**	**0**	**0**
	Otras monedas	**897**	**829**	**641**	**592**	**1.407**	**1.705**
Pasivos No Corrientes, Total		**520.167**	**45.273**	**361.567**	**387.637**	**972.393**	**996.552**

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

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

Building a better working world

Informe de Revisión del Auditor Independiente

Señores
Accionistas y Directores
Engie Energía Chile S.A. y filiales

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de Engie Energía Chile S.A. y filiales, que comprende el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados

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

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros a base de nuestras auditorías. Efectuamos nuestras auditorías de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad que los estados financieros están exentos de representaciones incorrectas significativas.

Una auditoría comprende efectuar procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los montos y revelaciones en los estados financieros consolidados. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de representaciones incorrectas significativas de los estados financieros consolidados, ya sea debido a fraude o error. Al efectuar estas evaluaciones de los riesgos, el auditor considera el control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados de la entidad con el objeto de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias, pero sin el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la entidad. En consecuencia, no expresamos tal tipo de opinión. Una auditoría incluye, también, evaluar lo apropiadas que son las políticas de contabilidad utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables significativas efectuadas por la Administración, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros consolidados.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión de auditoría.

Building a better working world

Opinión

En nuestra opinión, los mencionados estados financieros consolidados presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Engie Energía Chile S.A. y filiales al 31 de diciembre de 2022 y 2021 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.

Marek Borowski
EY Audit Ltda.

Santiago, 31 de enero de 2023

DocuSign Envelope ID: 295ADBB6-1D7F-4BB1-B21C-A6C553B1B09F

DECLARACION DE RESPONSABILIDAD

RUT : **88.006.900-4**

RAZON SOCIAL : **ENGIE ENERGIA CHILE S.A.**

Estados financieros bajo IFRS	X
Análisis Razonado	X
Hechos Relevantes	X
Declaración de responsabilidad	X

Nombre	Cargo	Rut	
Mireille Van Staeyen	Director	0-E	DocuSigned by: Mireille Van Staeyen 529427F67071432...
Pascal Renaud	Director	0-E	DocuSigned by: 37411E8A52EC49F...
Cristian Eyzaguirre	Director	4.773.765-6	DocuSigned by: 4C07B4B7E8CF49E...
Mauro Valdes	Director	7.011.106-3	DocuSigned by: E9D3FAFAAC6D4C6...
Claudio Iglesis	Director	7.289.154-6	
Rosaline Corinthien	Gerente General	0-E	DocuSigned by: Rosaline Corinthiien B92C4EF623174CA...

Fecha: 31 de enero de 2023

Coordinación de este Reporte:
Gerencia de Sostenibilidad ENGIE Energía Chile
Gerencia de Finanzas ENGIE Energía Chile

Redacción, asesoría en pautas GRI y diseño gráfico:
Plus Comunica (www.pluscomunica.cl)