

MEMORIA INTEGRADA 2023



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 ESTA MEMORIA

A través de esta memoria, queremos compartir con nuestros grupos de interés y sociedad en general, los principales avances de nuestra estrategia de crecimiento y creación de valor, junto con la gestión de nuestros impactos sociales y ambientales.

Esta se elaboró considerando la opinión de nuestros grupos de interés, de manera de responder directamente a sus inquietudes y temas relevantes. También responde a los requerimientos exigidos por la Norma de Carácter General (NCG) 461 de la Comisión para el Mercado Financiero (CMF), incluido el indicador Sustainability Accounting Standards Board (SASB) para Compañías Eléctricas y Generadores Eléctricos, y los Estándares del Global Reporting Initiative (GRI).

Contamos con la activa participación de las distintas áreas y gerencias de la compañía, responsables de la entrega y validación de los contenidos.

Adicionalmente, informamos a nuestros inversionistas y grupos de interés, que en este documento publicamos los Estados Financieros del año. También, los pueden encontrar en nuestro sitio web, en la página <https://engieenergia.cl/inversionistas/>.

Te recomendamos revisar:

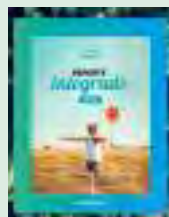
- Avances del Plan de Descarbonización:** nuestra capacidad instalada en energías renovables pasó de 1% a más del 30% en cinco años; nuestro sistema de almacenamiento BESS Coya inició su funcionamiento; anunciamos que nuestra central a carbón IEM en Mejillones, comenzará a operar en base a gas en 2026.
- Propuestas para una transición energética sostenible en Chile:** elaboramos y compartimos, propuestas sobre las condiciones más adecuadas para un mercado energético basado en energías renovables
- Diversidad e Inclusión:** incorporamos metas de corto y mediano plazo, y lanzamos iniciativas innovadoras para aumentar la participación de las mujeres en todos los roles.
- Seguridad Laboral y Salud Ocupacional:** lanzamos una nueva estrategia y cumplimos un año sin accidentes con tiempo perdido.
- Proveedores:** realizamos una alianza con Huella Chile para invitar a nuestros proveedores a medir su huella de carbono.
- Gestión Territorial:** lanzamos un programa para promover las habilidades STEM (Ciencias, Tecnología, Ingeniería y Matemática) en Chiloé.
- Nuevo Plan Estratégico Balance:** se trata de una nueva propuesta que prioriza nuestros esfuerzos en los próximos años y llegar al rebalance de nuestro portafolio de la mano del desarrollo de nuevas fuentes renovables.
- Huella de Carbono:** logramos una nueva reducción, lo que constituye un avance en nuestra meta de alcanzar la Carbono Neutralidad al 2045.
- Financiamiento verde:** estos instrumentos que premian la sostenibilidad de las empresas, representaban el 80% de las inversiones en generación renovable que hemos realizado hasta el cierre de 2023.



2016



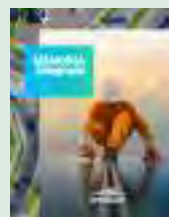
2017



2018



2019



2020



2021



2022

MENSAJE A LOS GRUPOS DE INTERÉS

Ponemos a su disposición nuestra Memoria Integrada correspondiente al ejercicio 2023. A través de este documento, damos cuenta de los resultados de nuestro desempeño económico y el avance de nuestros compromisos en materias ESG, que cada año fortalecemos con nuevas iniciativas que crean valor y contribuyen a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS). Este fue un año de importantes hitos para nuestra compañía, que a continuación serán abordados por el presidente del Directorio de ENGIE Energía Chile, Aníbal Prieto y su CEO, Rosaline Corinthien.

¿CUÁL ES EL ESTADO DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN CHILE?

Aníbal Prieto. La transición está fuertemente impactada por los cambios que está ocasionando la irrupción de las energías renovables en el mercado de generación, y que son urgentes de abordar si queremos avanzar hacia una transición energética sostenible, asequible socialmente y equitativa, en línea con los importantes acuerdos adoptados en la COP 28 de Dubái, para lograr la Carbono Neutralidad en 2050.

Con un amplio sentido de responsabilidad y desde nuestro rol de líderes de la transición energética, en Chile y en el mundo, en 2023 le planteamos a la autoridad y a los diferentes actores de la industria, soluciones para acompañar la transición y propuestas para planificar y diseñar el nuevo mercado energético que se está configurando en Chile.

“Nuestro Grupo ha definido a Chile como uno de sus países estratégicos para la transición energética, comprometiendo invertir MUSD 1.800 desde acá al 2027”.

Rosaline Corinthien,
Gerente General
ENGIE Energía Chile

EN SU PROPUESTA, ENGIE ENFATIZA LA IMPORTANCIA DE REALIZAR UNA TRANSICIÓN ENERGÉTICA SEGURA, ¿A QUÉ SE REFIEREN?

Rosaline Corinthien. Hemos planteado tres propuestas para facilitar una transición energética responsable para el Sistema Eléctrico Nacional. La primera tiene relación con el gas como elemento fundamental de generación flexible, capaz de brindar estabilidad y seguridad al sistema, mientras las energías renovables y el almacenamiento se consolidan. Encargamos estudios que proyectan que se necesitarán hasta 12 TWh cada año de generación eléctrica en base a gas natural para reemplazar el carbón de manera segura, y al mismo tiempo reducir las emisiones de gas de efecto invernadero (GEI).

Nuestra propuesta es que existan señales regulatorias específicas para garantizar que los activos de gas cumplan su función esencial durante los próximos 10 años, y a partir de eso podamos tomar las decisiones de inversión que se requerirán.

Esa misma claridad se requiere para movilizar recursos hacia la construcción de soluciones de almacenamiento de energía, que es nuestra segunda propuesta. Las energías solares y eólicas dependen de condiciones meteorológicas y la hora del día, por lo que es indispensable contar con sistemas de baterías que aseguren el suministro, desplazando generación renovable al horario nocturno, cuando la generación de energía es principalmente fósil. Nuestro tercer planteamiento se refiere a la necesidad de acelerar la expansión de las redes de transmisión eléctrica, para lo cual es prioritario acortar los plazos en la entrega de los permisos, entre otras soluciones.

Adicionalmente, planteamos iniciar cuanto antes, la tarea de planificar y diseñar el modelo de mercado eléctrico futuro que el país necesita. Tomando como referencia lo que está ocurriendo en otros países, y tomando la experiencia del Grupo ENGIE, estamos proponiendo avanzar hacia un mercado eléctrico donde el modelo de comercialización de corto plazo, esté basado en la oferta, en reemplazo del actual, basado en costos y que está más asociado a un mercado con generación térmica.



¿CÓMO AVANZA ENGIE EN ESTE ESCENARIO?

Aníbal Prieto. Nos propusimos acelerar nuestras inversiones en energías renovables.

Como resultado, tras cinco años, hoy son prácticamente la segunda fuente de energía de nuestra capacidad instalada, pasando del 1% al 32%, desde Arica a Los Lagos. Esta expansión ha estado acompañada de un fortalecimiento de nuestros planes de relacionamiento, de manera de abordar los requerimientos y gestionar nuestros impactos en las comunidades.

Me parece relevante destacar que buena parte de esta expansión la hemos realizado con financiamientos otorgados bajo criterios ESG, que incluyen condiciones asociadas a la reducción de emisiones, biodiversidad, y otras del ámbito social, que avalan nuestro compromiso con la sostenibilidad. En 2023, cerramos el más reciente con el IFC del Banco Mundial, por MUSD 400.

Rosaline Corinthien. Los siguientes cinco años serán aún más intensos. Nuestro Grupo ha definido a Chile como uno de sus países estratégicos para la transición energética, comprometiendo invertir cerca de MUSD 1.800 de acá al 2027, lo que representa alrededor del 15% de la inversión en renovables de ENGIE a nivel mundial.

Nuestra ambición es aumentar nuestra capacidad instalada renovable hasta llegar a 2 GW en 2028, de los cuales actualmente tenemos 342 MW en construcción del Parque Eólico Lomas de Taltal, a lo que sumaremos 1.3 GWh al día de almacenamiento de energía, aportados por nuestros sistemas de almacenamiento en base a baterías (BESS), que comienzan a operar en 2024 con BESS Coya (638MWh de almacenamiento), y luego BESS Tamaya (418 MWh de almacenamiento) y BESS Capricornio (264 MWh de almacenamiento).

“En 2023, presentamos propuestas para planificar y diseñar el nuevo mercado energético que se está configurando en Chile”.

Aníbal Prieto,
Presidente Directorio
ENGIE Energía Chile

Al mismo tiempo, iniciaremos el cierre de las unidades CTM1 y CTM2 - 334 MW- de Mejillones, previsto para el 31 de diciembre 2025 y comenzaremos los trabajos de reconversión de carbón a gas de la Central IEM, para que esté operativa en 2026. Todo esto lo realizaremos manteniendo altas tasas de disponibilidad de nuestras unidades a gas, y asegurando los compromisos de suministro con nuestros clientes.



Para abordar este gran despliegue, diseñamos un nuevo Plan Estratégico que denominamos internamente Balance, para el período 2023-2028. Este plan tiene un importante componente organizacional, de manera de asegurarnos que nuestros equipos cuenten con los conocimientos y habilidades necesarias para abordar las tareas, junto con enfocar nuestros esfuerzos hacia el rebalance de nuestro portafolio.

TAMBIÉN HUBO AVANCES EN MATERIA ESG, ¿CUÁLES SON LOS MÁS RELEVANTES?

Aníbal Prieto. Este año comenzamos con la implementación de los lineamientos de nuestra nueva Política de Diversidad, Be.U@ENGIE, incorporando metas de corto y mediano plazo para acelerar el ingreso de más mujeres a nuestra organización -del 23% actual queremos que representen el 30% del total de la dotación al 2025- y ampliar su participación en roles ejecutivos.

Pusimos en marcha nuestro primer Comité de Vigilancia en Seguridad y Salud, que forma parte de nuestro Plan Deber de Vigilancia conforme a los altos estándares de la legislación francesa, y cumplimos un año sin accidentes graves con días perdidos. Este trabajo se verá

reforzado con la implementación del programa One Safety, que el Grupo está impulsando a nivel global para erradicar las fatalidades y los accidentes graves.

Rosaline Corinthien. Redujimos cerca de 50% nuestras emisiones de CO2 de alcance 1 respecto al 2022, principalmente por el cierre de las unidades U14 y U15 en ese año, la mejora en la hidrología, y la indisponibilidad de algunos de nuestros activos térmicos. Además, diseñamos una propuesta para invitar a nuestros proveedores y contratistas para que midan sus emisiones a través de una alianza con Huella Chile. También, obtuvimos la certificación SET Label Transición Energética Sostenible, la primera empresa en LATAM en obtenerla, y que respalda nuestra forma de trabajar, trabajar. Adicionalmente,



fuimos incluidos por primera vez entre las 100 empresas con mejor reputación corporativa en Chile de acuerdo al ranking Merco. Desde nuestro Balance Scorecard gestionamos de cerca nuestros principales indicadores ESG.

¿QUÉ DESAFÍOS SE AVIZORAN PARA ESTE 2024?

Rosaline Corinthien. Continuaremos avanzando conforme a nuestro compromiso de dejar de generar energía en base a carbón en 2025, y buscando equilibrar la cartera con el desarrollo de nuevos proyectos de energía renovable, especialmente en la zona centro sur del país, con un énfasis específico en baterías de almacenamiento BESS y nuevas tecnologías que entreguen flexibilidad al sistema.

Seguiremos perseverando en nuestras metas de diversidad, incluyendo a nuevos grupos prioritarios. Continuaremos avanzando en nuestro Plan de Transición Justa, con foco en Mejillones, en conjunto con los equipos que trabajan en nuestras unidades térmicas y la comunidad.

Adicionalmente, durante 2024 tendremos una participación activa en las distintas discusiones regulatorias y de diseño de modelo de mercado eléctrico que sentarán las bases para la transición a un mercado complemente renovable en el futuro.

Aníbal Prieto. La transición energética sólo será exitosa si se asegura una distribución justa de los beneficios y costos asociados. Es crucial que

prestemos atención a nuestros grupos de interés, empleados, territorios, clientes, accionistas y proveedores. Este objetivo guiará nuestros esfuerzos durante el 2024.

Queremos agradecer a todas las personas que trabajan en ENGIE Energía Chile, porque con su profesionalismo lograremos cada una de nuestras metas. También a nuestros proveedores y empresas contratistas, que se están sumando a nuestros compromisos con la sostenibilidad, y a las comunidades con las que nos relacionamos y que nos honran con su confianza. Así continuamos avanzando para aportar a Chile un desarrollo más próspero y sostenible.

ÍNDICE



10

SOMOS ENGIE ENERGÍA CHILE

1.1 ENGIE Energía Chile en una mirada **12** / 1.2 Metas, Certificaciones y Alianzas **16** / 1.3 Nuestras Operaciones **17** / 1.4 Creación de Valor **18** / 1.5 Nuestra Historia y Avances ESG en 2023 **20** / 1.6 Industria en la que participamos **22**

24

GOBERNANZA

2.1 Marco de Gobernanza **26** / 2.2 Ética Corporativa y Cumplimiento **27** / 2.3 Derechos Humanos y Debida Diligencia **30** / 2.4 Gestión de los Conflictos de Interés y Auditoría interna **34** / 2.5 Enfoque de Sostenibilidad **35** / 2.6 Gestión de la Reputación **37** / 2.7 Grupos de Interés **38** / 2.8 Gestión de Nuestros Impactos **40** / 2.9 Directorio y Principales Ejecutivos **42**

52

PERFORMANCE

3.1 Nuestra Estrategia **54** / 3.2 Desempeño del Negocio **68**

86

PERSONAS

4.1 Salud y Seguridad en el Trabajo **88** / 4.2 Gestión de Personas **97** / 4.3 Relacionamiento con comunidades **114** / 4.4 Gestión de proveedores **122**

126

PLANETA

5.1 Emisiones **128** / 5.2 Biodiversidad **133** / 5.3 Gestión de Residuos **136** / 5.4 Agua **139**

142

GESTIÓN DE RIESGOS

6.1 Modelo de Gestión de Riesgos **144** / 6.2 Factores de Riesgo **148**

170

ANTECEDENTES LEGALES

7.1 Antecedentes Legales **172** / 7.2 Informe Comité de Directores **183** / 7.3 Hechos Esenciales **187** / 7.4 Síntesis de Comentarios y Proposiciones de Accionistas y del Comité de Directores **187** / 7.5 Malla Societaria **188** / 7.6 Identificación de las compañías Filiales y Coligadas **190**

198

METODOLOGÍA, ÍNDICES Y ANEXOS

8.1 Alcance y Metodología GRI **200** / 8.2 Índice GRI **202** / 8.3 Índice NCG 461 **208** / 8.4 Indicadores de Cumplimiento Legal y Normativo **212** / 8.5 Índice Estándar SASB **214** / 8.6 Tablas Anexas **218**

232

ESTADOS FINANCIEROS

Estados Financieros **234** / Declaración de Responsabilidad **349**



CENTRAL HIDROELÉCTRICA CHAPIQUIÑA

UBICACIÓN

Región de Arica y Parinacota

10,2 MW

Capacidad instalada





SOMOS ENGIE ENERGÍA CHILE

1.1 ENGIE Energía Chile en una mirada / **1.2** Metas, Certificaciones y Alianzas
1.3 Nuestras Operaciones / **1.4** Creación de Valor / **1.5** Nuestra Historia y Avances ESG en 2023
1.6 Industria en la que participamos

1.1 ENGIE ENERGÍA CHILE EN UNA MIRADA

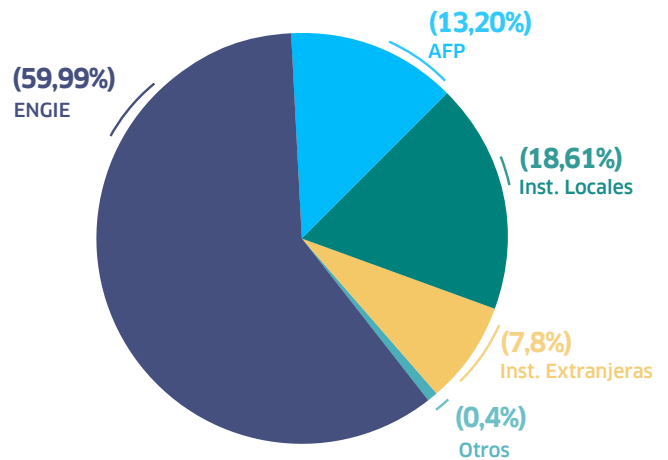
Llevamos más de 100 años aportando al desarrollo energético del país desde nuestras principales unidades de negocio: **generación, transmisión, suministro de electricidad y transporte de gas natural.**

Nuestro objetivo estratégico es ser una empresa carbono neutral al 2045 y en esa dirección nos propusimos liderar una Transición Energética responsable, asequible y confiable en Chile, en línea con la Acción por el Clima (ODS 13) para combatir los efectos del cambio climático. Somos parte del Grupo ENGIE, un actor energético global, impulsor de las energías renovable y pionero en impulsar una Transición Energética segura en el mundo, a través de la expansión de las energías renovables y el gas.

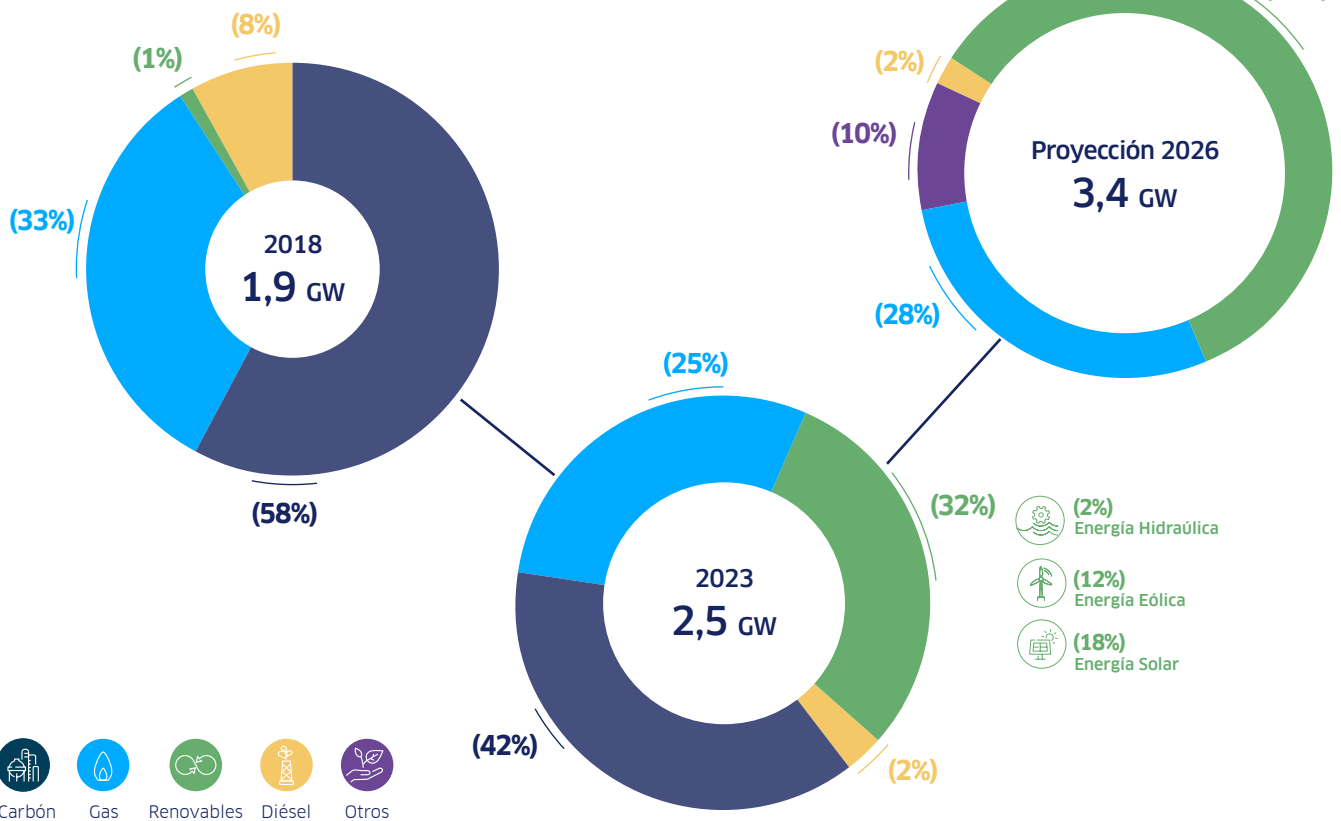
El Grupo ENGIE controla el 60% de la propiedad. El 40% restante se distribuye entre fondos de pensiones (AFP) e inversionistas institucionales locales y extranjeros.

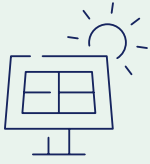
SITUACIÓN DE CONTROL

Al 31 de diciembre 2023



NUESTRA CAPACIDAD INSTALADA: 2018 A 2026



**4^{to}**

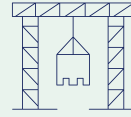
Operador en Generación

2,5 GW Capacidad Instalada
0,9 GW Generación renovable
12 TWh en contratos
 5% participación de mercado

**3^{er}**

Operador en Transmisión

2.409 kms líneas de transmisión
32 subestaciones-1.032MVA
600 km de TEN S.A

**2**

Puertos

Tocopilla
Puerto Andino

**1.060 km**

de redes de Transporte de gas natural

PERFORMANCE

12.072 GWh

Ventas de energía

MUSD 2.193

Ingresos Operacionales

MUSD 403

Ebitda

MUSD (411)

Resultado del ejercicio

PERSONAS

**1.005**

Colaboradores

231 Mujeres
774 Hombres

**27%**

de los cargos ejecutivos
 están desempeñados
 por mujeres

**96%**

de la dotación fue
 capacitada en 2023.

0

Fatalidades y
 accidentes graves
 con días perdidos

MUSD 1,2

en inversión social

+ 42.000

personas beneficiadas
 directamente

+200

proveedores evaluados
 con criterios ESG

PLANETA

43%

bajaron nuestras
 emisiones CO2 eq
 en 2023 respecto de
 2022

1.9

Mt CO2 eq
 Emisiones directas
 -47% respecto de 2022

793

horas de charlas
 éticas en 2023

GOBERNANZA

Obtención certificación
**SET Label Transición
 Energética Sostenible**

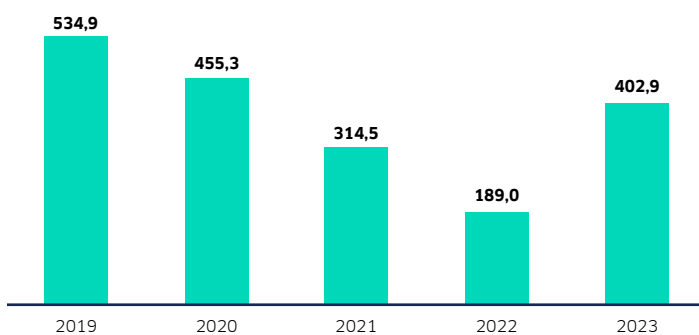
1.1.1 DESEMPEÑO FINANCIERO

Al 31 de diciembre de 2023, ENGIE Energía Chile, contaba con las siguientes clasificaciones:

CLASIFICACIÓN DE RIESGO INTERNACIONAL	SOLVENCIA	PERSPECTIVAS	
Standard and Poor´s	BBB	Estable	
Fitch Ratings	BBB	Estable	
CLASIFICACIÓN DE RIESGO INTERNACIONAL	SOLVENCIA	PERSPECTIVAS	ACCIONES
Feller - Rate	AA-	Estable	1° Clase Nivel 2
Fitch Ratings	AA-	Estable	1° Clase Nivel 2

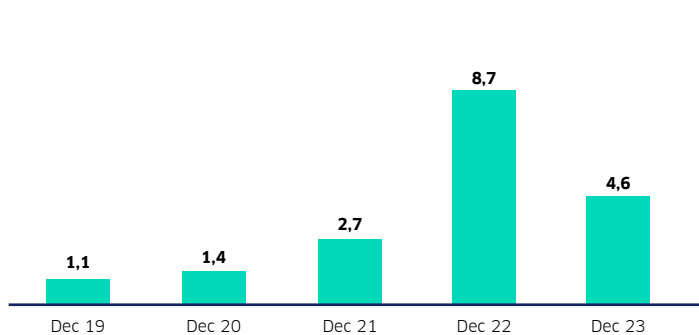
EBITDA

EN MUSD



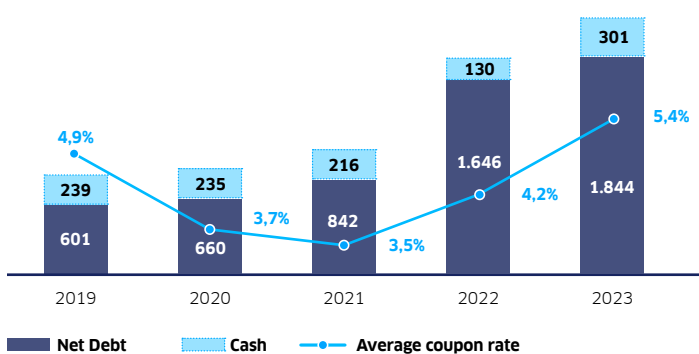
DEUDA NETA / EBITDA

EXCLUYENDO LA NORMA IFRS- 16 PARA ARRENDAMIENTOS

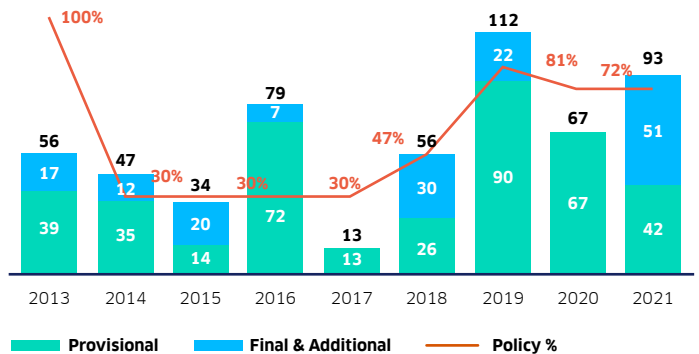


NIVEL DE DEUDA

EN MUSD AL 31-12-2023

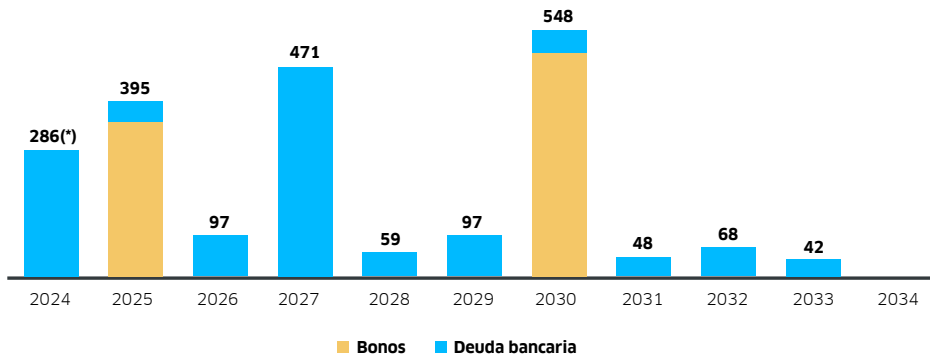


DIVIDENDOS PAGADOS (MUSD)



PERFIL VENCIMIENTOS DE DEUDA

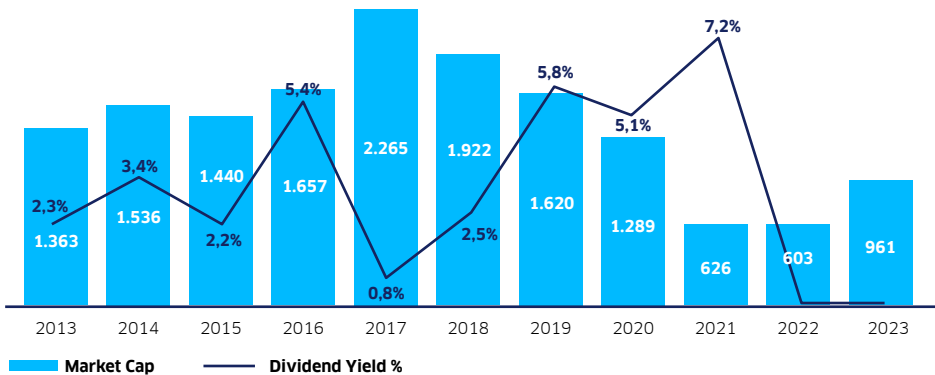
EN MUSD AL 31-12-2023



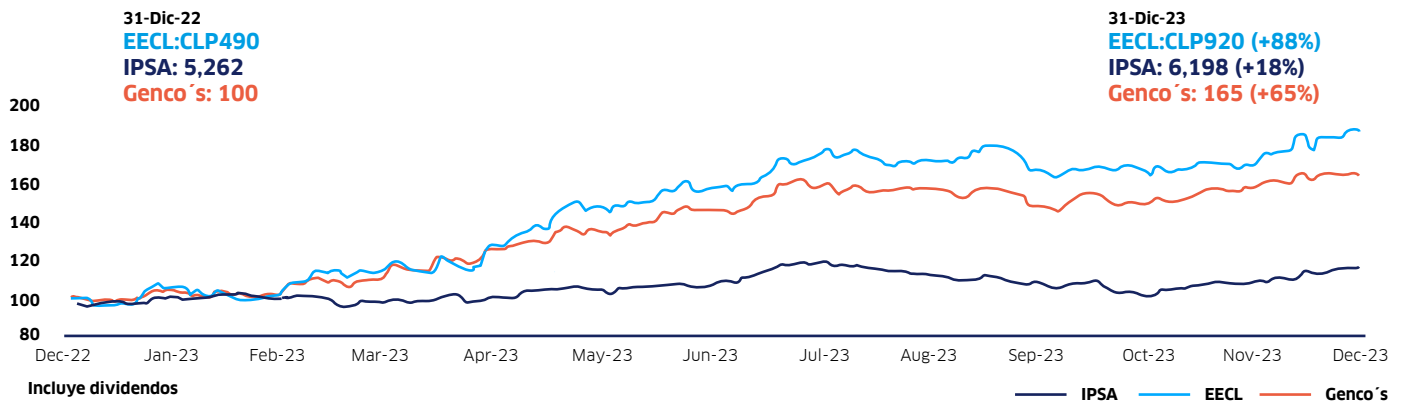
(*)En enero 24, se extendió un préstamo de MUSD\$50 hasta 2026 y se realizó un pago anticipado de MUSD\$30.



CAPITALIZACIÓN DE MERCADO/RENTABILIDAD POR DIVIDENDO



EVOLUCIÓN PRECIO DE LA ACCIÓN



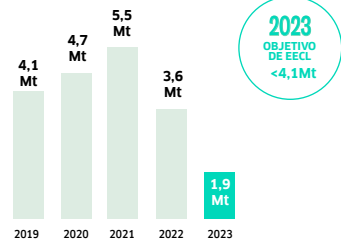
1.2 METAS ESG, CERTIFICACIONES Y ALIANZAS

METAS ESG

MITIGACIÓN CAMBIO CLIMÁTICO

Emissiones GHG
desde la producción de energía (Alcance 1)

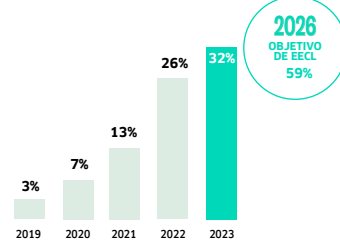
2030
OBJETIVO DEL GRUPO ENGIE
43 Mt



ENERGÍAS RENOVABLES

Participación de renovables
en el total de la capacidad instalada

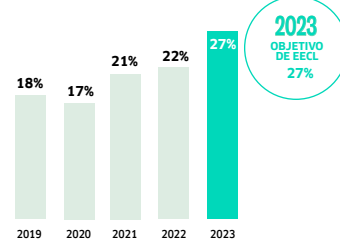
2030
OBJETIVO DEL GRUPO ENGIE
58%



BALANCE GÉNERO

Diversidad de Género
% de mujeres en posiciones gerenciales

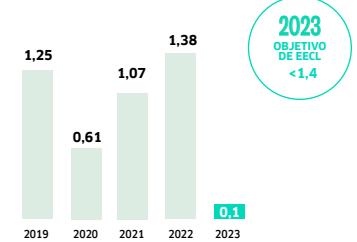
2030
OBJETIVO DEL GRUPO ENGIE
40%



SEGURIDAD Y SALUD LABORAL

Tasa de frecuencia
Accidentes con tiempo perdido

2030
OBJETIVO DEL GRUPO ENGIE
≤2,3



CERTIFICACIONES Y ALIANZAS

COMPROMISOS CORPORATIVOS



CERTIFICACIONES



Certificación que reconoce los altos estándares en cuanto a la gestión social, ambiental y climática en el desarrollo de energía renovable



Obtuvimos Medalla de Oro en la evaluación de sostenibilidad empresarial que realiza esta organización a nivel global.



Certificación en Diversidad, Equidad e Inclusión en el lugar de trabajo.

RANKINGS ESG E INICIATIVAS EN LA INDUSTRIA LOCAL



ADQUISICIONES SOSTENIBLES



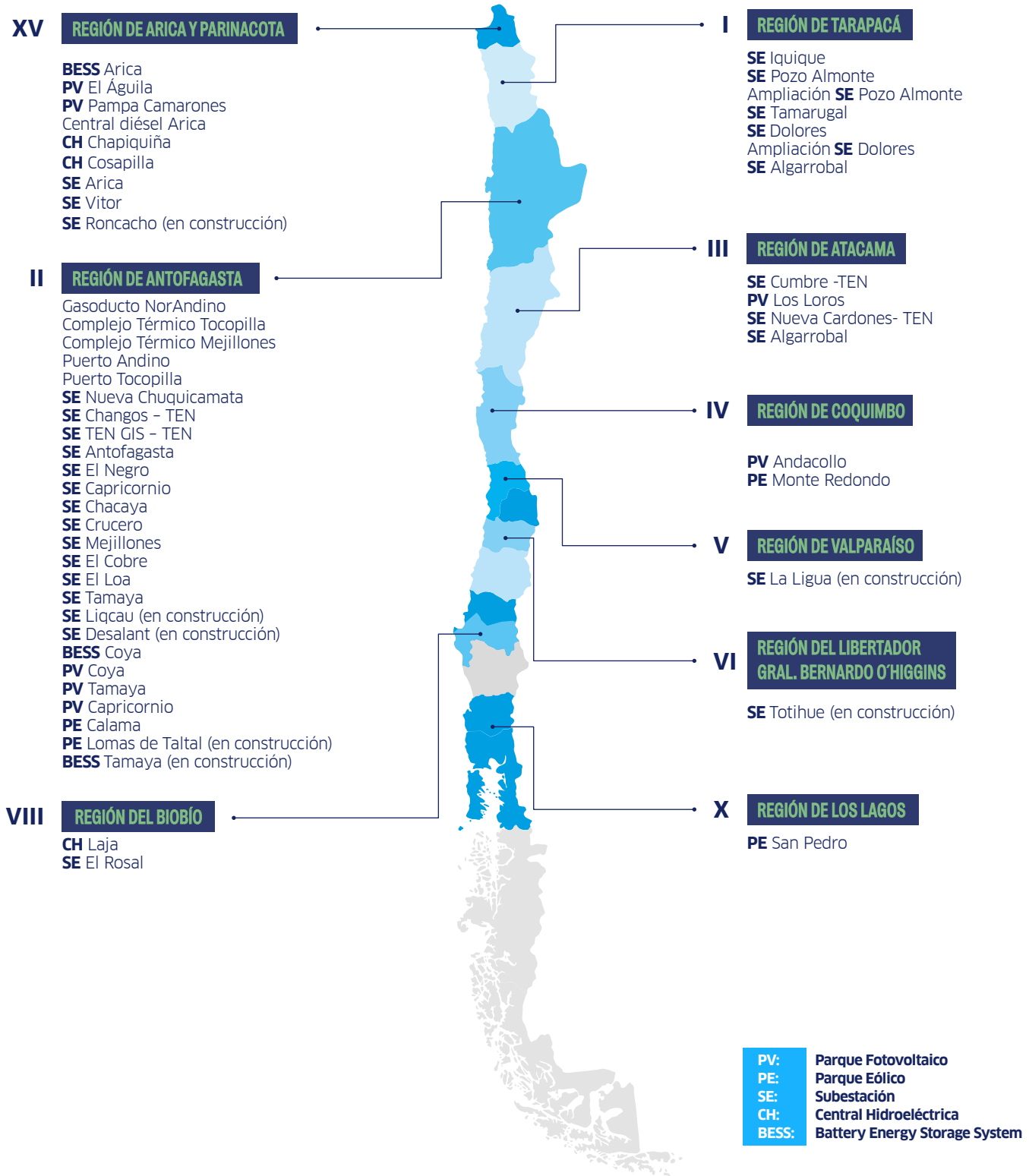
Más de 25 proveedores estratégicos locales participan en el programa con enfoque en crear conciencia sobre temas de sostenibilidad y cambio climático.



Proveedores nacionales capacitan en la medición de la huella de carbono, obteniendo el sello de Huella Chile para 2022

1.3 NUESTRAS OPERACIONES

Nuestra capacidad instalada de 2,5 GW y servicios de transmisión, están desplegados desde la Región de Arica y Parinacota hasta la Región de Los Lagos. Los puertos Andino y Tocopilla, al igual que el gasoducto NorAndino, están emplazados en la Región de Antofagasta.



1.4 CREACIÓN DE VALOR

Hemos diseñado una estrategia de crecimiento alineada con nuestro propósito de crear valor para todos nuestros grupos de interés.

NUESTROS RECURSOS

Al cierre del ejercicio 2023

Capital financiero (en MUSD)

- **USD 1.386** patrimonio.
- **USD 301,3** efectivo y efectivo equivalente.
- **USD 1.844** Deuda Neta.
- **4,6 veces** Deuda Neta/EBITDA.
- **USD 945** en créditos con requerimientos ESG, han financiado el 80% de la inversión en energías renovables.

Capital industrial (en MUSD)

- **USD 534,6** total inversión anual en activos fijos.
- **USD 37,9** capex para mantención.
- **2,5 GW** en capacidad Instalada.

Capital humano y social

- **1.005** empleados.
- **MUSD 1,2** en inversión social en 2023.

NUESTRA FORMA DE TRABAJAR

Simplificar
y reenfocar nuestra organización hacia nuestras tres unidades de negocios.

Adaptar
nuestra organización con un fortalecido enfoque industrial.

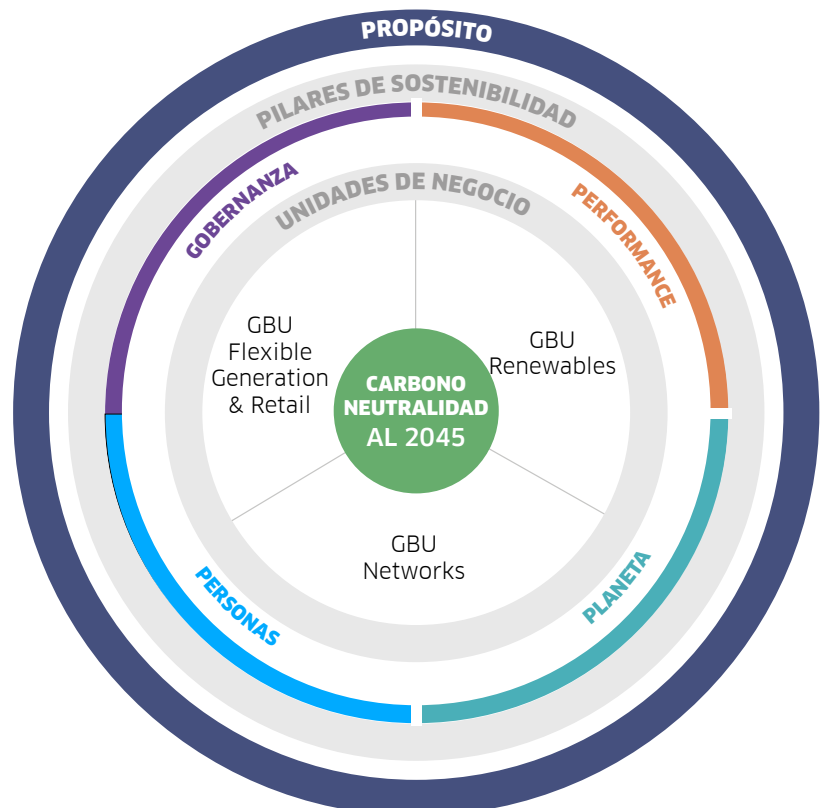
Fortalecer
nuestro compromiso con la transición energética para lograr la Carbono Neutralidad en 2045.










Acelerar
nuestras inversiones en energías renovables y en infraestructura de energía.

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



CREACIÓN DE VALOR	NUESTRA METAS	ODS
<p>Personas</p> <p>Diversidad</p> <ul style="list-style-type: none"> • 22% de la dotación son mujeres • 27% mujeres en cargos de liderazgo • 45% de las posiciones de management han sido cubiertas con mujeres. • Primera Gerente General mujer en nuestra compañía • Políticas que promueven la Diversidad y la Inclusión -Be.U@ENGIE- y resguardan la equidad salarial • Planes de beneficios que incluyen iniciativas que promueven la corresponsabilidad en las familias 	<p>30% de la dotación constituida por mujeres al 2025</p> <p>45% de reclutados en los procesos de selección deben ser mujeres</p>	  
<p>Seguridad Laboral</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tasa de Frecuencia: 0,1 (número de lesionados por millón de horas trabajadas por todo el personal) en 2023 • Planes para velar por la Salud Mental 	<p>Cero fatalidades y accidentes graves</p>	
<p>Relacionamiento comunidades</p> <ul style="list-style-type: none"> • Modelo de Relacionamiento • Presencia en 16 comunas 	<p>100% de operaciones y proyectos con una estrategia de relacionamiento social</p>	 
<p>Cadena de suministro</p> <ul style="list-style-type: none"> • Sistema de evaluación de proveedores con criterios ESG • Promoción de la sostenibilidad • Plazos de pagos preferenciales para PYMES 		
<p>Planeta</p> <ul style="list-style-type: none"> • Emisiones totales de MtCO₂eq en 2023: 3,2 (tCO₂ eq), -55% respecto de 2022 	<p>Carbono Neutralidad al 2045</p>	
<ul style="list-style-type: none"> • 32% de la capacidad instalada en energías renovables 	<p>2 GW de capacidad instalada en energías verdes al 2026-2027</p>	
<ul style="list-style-type: none"> • Más de 400 MW de capacidad instalada a carbón desconectada • Planes de biodiversidad en las unidades renovables operativas 	<p>100% de las unidades a carbón desconectada al 2025</p>	
<ul style="list-style-type: none"> • Programa dirigido a proveedores para que midan su huella de carbono 	<p>Abordar el 100% de los contratos estratégicos</p>	
<p>Performance</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ingresos operacionales: MUSD 2.193 • Ventas de Energía: MUSD 12.072 • 9 años promedio de vida remanente de contratos de energía 		
<p>Gobernanza</p> <ul style="list-style-type: none"> • Plan del Deber de Vigilancia en DD.HH, Seguridad Laboral, Medio Ambiente y Cadena de Suministro • Políticas de Debida Diligencia • Capacitación y promoción de la ética y altos estándares de cumplimiento normativo • Canales de denuncias disponibles en nuestra página web • Charla Anual de Ética: más de 500 personas asistieron en 2023, un 49% más que en 2022 		

1.5 NUESTRA HISTORIA

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 la región del 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, y ésta última pasa 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 MUSD 1.800.

2018

La compañía inicia su Plan de Descarbonización. Además de anunciar un plan de inversiones de MUSD 1.000 en proyectos en energías renovables, 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.

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.

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.

2015

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

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 su Plan de Descarbonización. La empresa también comienza la ejecución del plan de inversiones por MUSD 1.000 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

La compañía adquiere el Parque Eólico Monte Redondo y la Central Hidroeléctrica Laja, que en conjunto representan 82 MW. Tras esta compra, la capacidad instalada en energías renovables llega a 156 MW. En 2020, ENGIE Energía Chile 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 MUSD 125, 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.

2023

NUESTROS PRINCIPALES HITOS

Desconectamos las últimas dos unidades a carbón en

Tocopilla como parte del Plan de Descarbonización y sumamos más de 300 MW a nuestra capacidad instalada de renovables.

Compramos el Parque Eólico

San Pedro en Chiloé (101 MW) y aprobamos la decisión de construir el Parque Eólico Lomas de Taltal (342 MW).

Anunciamos la construcción de un sistema de almacenamiento de energía con baterías

(BESS Coya), el más grande de América Latina. En esa dirección, aprobamos un Plan de Inversión de MUSD 650 para financiar el Parque Eólico Lomas de Taltal y BESS Coya.

Nuestro Parque Solar PV Capricornio (88 MWac) inició su operación comercial,

mientras que el Parque Solar PV Coya (180 MWac) finaliza sus obras y se energiza. En el ámbito de la transmisión, nos adjudicamos la construcción de la Subestación Totihue.

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 energías renovables llegará a 2GW.

2022

2021

AMBIENTAL (PLANETA)

- Nuestras emisiones Mt CO₂eq disminuyeron un 43% en 2023 respecto de 2022.
- Suscribimos una alianza con Huella Chile para invitar a nuestros proveedores a medir sus emisiones GEI.

SOCIAL (PERSONAS)

Seguridad y Salud: Cero accidentes con tiempo perdido a nivel nacional.

Diversidad:

- Nos propusimos metas para aumentar la participación de mujeres en la dotación y cargos ejecutivos de la compañía.
- Implementamos iniciativas para la atracción de mujeres -Programa Mujeres en Operaciones- y de retención -Programa de Reconversión Laboral-.
- Lanzamos un nuevo beneficio Paternity Leave, que extiende el permiso parental de 5 días -dispuesto por la ley- a 4 semanas.

Comunidades: Duplicamos nuestra inversión social en las comunidades, canalizamos MUSD 1,2 en 188 iniciativas.

Proveedores: elaboramos la primera Política de Abastecimiento Sostenible e Inclusivo, para promover materias ESG entre las empresas proveedoras y contratistas y convocamos al segundo Supplier Day.

PERFORMANCE

- Elaboramos y presentamos nuestro nuevo Plan Estratégico Balance.
- Suscribimos un nuevo financiamiento verde por MUSD 400 con la Corporación Financiera Internacional (IFC, por sus siglas en inglés), del Grupo del Banco Mundial.
- Al cierre de 2023, sumábamos MUSD 945 en préstamos verdes, equivalentes al 80% de los MUSD 1.184.
- Se vuelve a importar gas en firme desde Argentina, a través del gasoducto NorAndino después de 14 años.
- Iniciamos la operación del Parque Fotovoltaico (PV) Coya.
- Pusimos en funcionamiento nuestro sistema de almacenamiento en base a baterías, BESS COYA, en el parque Coya.
- Cumplimos el 45% de avance en la construcción del Parque Eólico Lomas de Taltal.

GOBERNANZA

- Lanzamos un nuevo sistema de denuncias.
- Obtuvimos la certificación SET de Transición Energética Sostenible.
- Pusimos en marcha el primer Comité del Deber de Vigilancia
- Obtuvimos la medalla oro en la evaluación de sostenibilidad que realiza EcoVadis.

1.6 INDUSTRIA EN LA QUE PARTICIPAMOS

La industria en la que participamos está compuesta por tres grandes mercados.

- Las empresas generadoras de electricidad que operan bajo un esquema de libre competencia y pueden participar del mercado spot (mayorista) y/o del mercado de contratos de suministro para abastecer a clientes libres o empresas distribuidoras.
- Las empresas transmisoras que operan bajo un esquema de monopolio natural y 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.

Las compañías de distribución que operan bajo un esquema de monopolio natural y comprenden cualquier suministro a clientes finales en zona de concesión a un voltaje inferior o igual 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 garantizar que el sistema cuente con el suministro eléctrico que requiere, con la seguridad requerida y de la manera más económica posible, garantizando el acceso abierto a los sistemas de transmisión.

TIPOS DE CLIENTES

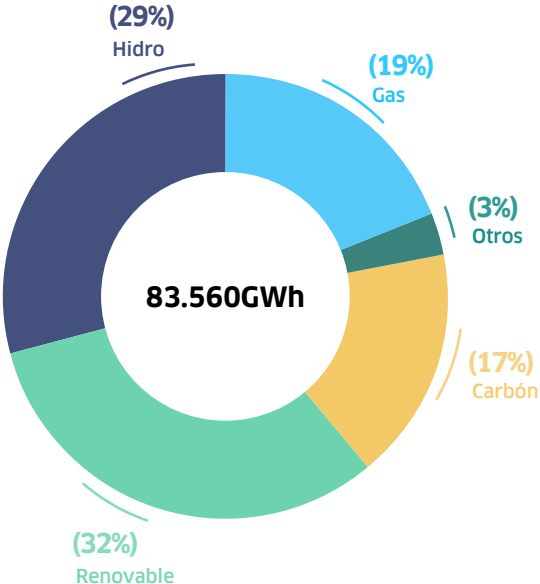
a) Clientes regulados: son aquellos consumidores residenciales, comerciales y pequeñas y medianas industrias, con una potencia conectada igual o inferior a 500 kW. También se consideran aquellos que estando entre 500 y 5000 kW, optan por dicho régimen con un período de permanencia mínimo de cuatro años, 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: es aquella parte de la demanda que tiene una potencia conectada mayor a 5.000 kW o que estando entre 500 kW y 5.000 kW optan por dicho régimen con un período de permanencia mínimo de cuatro años. Se trata principalmente de clientes industriales y mineros. Estos consumidores pueden negociar libremente sus precios de suministro eléctrico con las generadoras y/o distribuidoras.

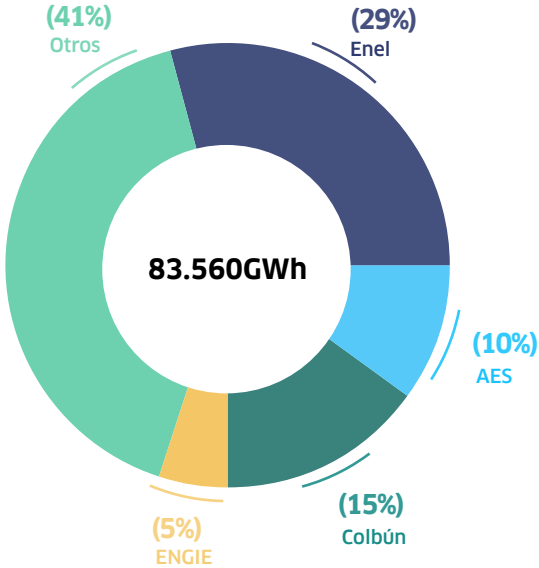
c) Mercado Spot o de corto plazo: corresponde a las transacciones de energía y potencia entre compañías generadoras que resulta de la coordinación realizada por el CEN para lograr la operación económica del sistema. Los excesos (déficit) de su producción respecto de sus compromisos comerciales son transferidos 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, en tanto, son valoradas al precio de nudo correspondiente, según ha sido fijado semestralmente por la autoridad.



GENERACIÓN POR FUENTE



GENERACIÓN POR EMPRESA



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.



PARQUE FOTOVOLTAICO TAMAYA

UBICACIÓN

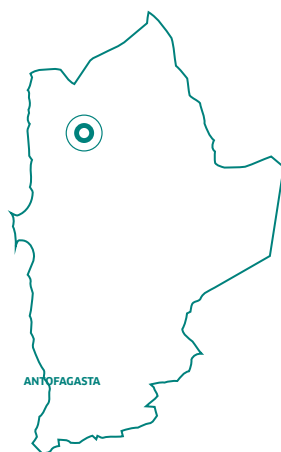
Región de Antofagasta

114 MWac

Capacidad
instalada

298.980

Paneles
fotovoltaicos



ALCANCE

Beneficia a **50.000**
hogares del norte del país

IMPACTO AMBIENTAL

Evita la emisión de
210.000 ton/CO₂eq al año





GOBERNANZA

2.1 Marco de Gobernanza / **2.2** Ética Corporativa y Cumplimiento / **2.3** Derechos Humanos y Debida Diligencia
2.4 Gestión de los Conflictos de Interés y Auditoría Interna / **2.5** Enfoque de Sostenibilidad / **2.6** Gestión de la Reputación
2.7 Grupos de Interés / **2.8** Gestión de Nuestros Impactos / **2.9** Directorio y Principales Ejecutivos

2.1 MARCO DE GOBERNANZA

En ENGIE Energía Chile, el gobierno corporativo se rige por un marco normativo interno que establece los lineamientos, las conductas y prácticas empresariales que sustentan las decisiones estratégicas y operativas diarias. Este marco está conformado por políticas, procedimientos y normas internas, entre los que se cuentan nuestro Código de Gobierno Corporativo, Código de Ética y Conducta en los Negocios, Manual de Manejo de Información de Interés para el mercado, Manual de Prevención de Delitos, Manual de Libre Competencia. Este conjunto de declaraciones contiene los compromisos que hemos adquirido en orden a gestionar nuestro quehacer empresarial con elevados estándares éticos y de sostenibilidad, protegiendo los derechos humanos en cumplimiento de las normativas que nos aplican.

Para que estos principios se materialicen en comportamientos y conductas claras, capacitamos y sensibilizamos a nuestro equipo interno en todas estas materias, con el objetivo de que las acciones de la organización en su conjunto estén alineadas con los valores corporativos y los marcos de referencia que hemos establecido. Mantenemos, del mismo modo, un control continuo del buen funcionamiento del gobierno corporativo, cumplimiento de las normativas internas y de las regulaciones que nos rigen. Tenemos instancias y mecanismos internos que cumplen esta tarea, entre los que destacamos el Comité de Ética, Oficial de Cumplimiento, el área de Auditoría Interna y un sistema de denuncias que actualizamos y fortalecimos en 2023, disponible para todos nuestros colaboradores, la comunidad, contratistas, proveedores, ONG y la sociedad en general.

Adicionalmente, contamos con el apoyo de nuestro principal accionista, el Grupo ENGIE, que nos aporta su experiencia y conocimiento en estas materias.

NUESTRA VISIÓN

En ENGIE Energía Chile buscamos que el desarrollo de nuestro negocio genere impactos positivos en las personas y el medio ambiente. En esa línea, nuestro modelo de sostenibilidad se enfoca en tres ejes de acción: **Personas, Planeta y Rentabilidad.**

VALORES CORPORATIVOS

- Profesionalismo
- Relaciones internas
- Espíritu del equipo
- Creación de valor
- Respeto al medio ambiente
- Respeto por los Derechos Humanos
- Ética
- Principio de actuación
- Respeto por las comunidades y poblaciones vulnerables.



2.2 ÉTICA CORPORATIVA Y CUMPLIMIENTO



Promovemos un comportamiento ético tanto entre las personas que trabajan en ENGIE como entre las empresas que nos proveen de insumos y servicios. A nivel interno, lo hacemos a través de un Plan Anual de Capacitaciones sobre ética, cumplimiento y materias legislativas. En el caso de nuestros proveedores y contratistas, abordamos este objetivo en nuestras relaciones contractuales a través de las cláusulas de ética y desarrollo sostenible, y de responsabilidad penal de las personas jurídicas, y charlas de sensibilización. Al mismo tiempo, contamos con procesos de selección de proveedores basados en criterios ESG; sistemas de monitoreo sobre cumplimiento de las obligaciones laborales y charlas de sensibilización.

También contamos con una Política de Debida Diligencia que nos entrega lineamientos para la contratación de servicios de asesorías y personas que se que se desempeñarán en cargos o realizarán funciones potencialmente expuestas a riesgo de corrupción. A través de este proceso de Debida Diligencia Ético chequeamos que los potenciales candidatos y candidatas no estén vinculados a situaciones concernientes a acoso, corrupción u otros delitos.

Nos apoyamos, en materia de cumplimiento, en un **Modelo de Prevención del Delito** que se encuentra certificado por una empresa externa y que nos permite identificar y prevenir los riesgos potenciales asociados a los delitos de corrupción y otros vinculados a la Ley N° 20.393 de Responsabilidad Penal de las Personas Jurídicas. Tenemos un Encargado de Prevención del Delito y 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. Este año obtuvimos, nuevamente, la recertificación de nuestro Modelo de Prevención del Delito, hasta mayo del 2025.

En relación a la **Libre Competencia**, contamos con una serie de mecanismos para resguardar que nuestra gestión sea consistente con las directrices que hemos aplicado en esta materia y con 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.

ADHERENCIA A CÓDIGOS

Con el propósito de fortalecer el buen funcionamiento de nuestro gobierno corporativo, seguimos los lineamientos del Código Ético de Conducta y la Política Ética del Grupo ENGIE (www.engie.com/en/group/ethics-and-compliance), que respalda las decisiones estratégicas diarias, la gestión y las prácticas profesionales de todas las personas que trabajan en ENGIE a nivel global. Lo mismo se aplica en relación a la privacidad o la protección de datos personales -un área para la cual el Grupo ha adoptado una estrategia y desplegado un plan proactivo que nuestra compañía también adoptó- y al cumplimiento, para lo cual se dispone de un conjunto de procedimientos y políticas para defender y promover los principios del Grupo.

Todas nuestras políticas internas están alojadas en la intranet corporativa, para que sirva como material de consulta a todas las personas que trabajan en la compañía. Parte de estas declaraciones están alojadas 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

NUESTROS FOCOS EN 2023

Este 2023 nos enfocamos en reforzar la prevención de la corrupción, la protección de la libre competencia y la difusión de la política ética del Grupo ENGIE. También proporcionamos una especial atención a la implementación efectiva del Plan del Deber de Vigilancia.

En relación a las principales iniciativas que realizamos, destacamos:

I. CAPACITACIONES ÉTICAS Y CUMPLIMIENTO

Durante este ejercicio mantuvimos un activo ciclo de charlas sobre ética y cumplimiento de carácter general para toda la compañía, al igual que sobre temas específicos para grupos que, por las funciones que desarrollan, así lo requieren.

Nuestra Charla Anual de Ética y Cumplimiento contó con una asistencia que superó las 500 personas, un 49,8% más que en 2022. Entre los temas tratados se cuenta: el modo de abordar los conflictos de interés, la Política de Acoso y la Política de Ética del Grupo ENGIE, prevención de delitos y la nueva ley de delitos económicos, entre otros. Lanzamos, además, una campaña para conseguir que la totalidad de los equipos realizara el curso online de ética del Grupo ENGIE, lo que conseguimos logrando una participación del 100%.

En cuanto a temáticas específicas, este año nos centramos en la nueva Ley N°21.595 sobre Delitos Económicos, y ofrecimos charlas a diferentes equipos, enfocadas en su ámbito de acción:



- Charla para personas en cargos de gerentes y gerentes corporativos
- Charla a la Gerencia de Asuntos Corporativos y Gerencia Legal, con enfoque en los delitos medioambientales.
- Charla a la Gerencia de Riesgos.

Junto con el equipo de Recursos Humanos, identificamos a aquellas personas que se desempeñan en cargos que las exponen a un mayor riesgo de delitos de corrupción. Este grupo, de cerca de 200 personas, participó en cuatro cursos especiales, que cumplieron a cabalidad, con una asistencia del 100%.

También dictamos, en dos oportunidades, nuestra charla anual sobre Libre Competencia, dirigida a toda la organización.

II. NUEVO SISTEMA DE DENUNCIAS

En 2023 diseñamos un nuevo Sistema de Denuncias, que, al igual que el anterior, está alojado en nuestra página web e intranet, para que todas las personas que trabajan en la compañía, así como las partes interesadas (proveedores, contratistas, ONG, etc.) puedan acceder fácilmente.

El nuevo sistema contiene todos los canales de denuncias que tenemos disponibles a la fecha y que aseguran la confidencialidad de los denunciantes. Estos son: la Línea Comunidad, que recoge todos los mensajes que envían los vecinos (felicitaciones, quejas o algún otro tipo de información que requieran); el Canal de Ética y

PLAN ANUAL DE CHARLAS ÉTICAS



547

Número de asistentes



793

Horas de Capacitación



Denuncias de Acoso Laboral y Sexual; y el Canal de Denuncias del Modelo de Prevención de Delitos (Ley N°20.393). Está disponible en <https://denuncias.engie.cl>

III. DESAFÍOS DE LA NUEVA LEY N°21.595

La nueva Ley N°21.595 sobre Delitos Económicos, que entró en vigencia en 2023, entre otras disposiciones, amplía la responsabilidad penal de las personas jurídicas, introduciendo cambios a la Ley N°20.393 que entrarán en vigencia en septiembre 2024. A partir de este hecho vamos a renovar el Modelo de Prevención del Delito de la compañía, modificar la matriz de riesgos y revisar las políticas, los procedimientos y reglamentos internos, entre otros. Para abordar este trabajo realizamos una licitación para contratar un estudio de abogados que nos apoyará en este proceso de adecuación.

COMITÉ DE ÉTICA 2023

Todas las denuncias recibidas a través del Sistema de Denuncias son revisadas 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 dar a conocer cualquier incidente ético, desde el punto de vista de la legislación y las regulaciones internas.

En 2023, el Comité de Ética recibió 26 denuncias. Ninguna de las acusaciones recibidas se relacionó con casos vinculados a la Ley N° 20.393 de Responsabilidad Penal de las Personas Jurídicas.

DENUNCIAS RECIBIDAS	2023
Total denuncias recibidas	26
Denuncias Ley N° 20.393	0
Denuncias externas	6
Denuncias internas	20
Tipos de denuncias internas	
Acoso laboral	10
Acoso sexual	3
Faltas a la ética	2
Otros	5
Investigaciones cursadas	20
Investigaciones cerradas	22
Investigaciones en proceso	4

2.3 DERECHOS HUMANOS Y DEBIDA DILIGENCIA

I. COMPROMISO EN DD.HH

En ENGIE Energía Chile reafirmamos de manera pública nuestro total apoyo al respeto de los Derechos Humanos. A través de nuestro Código de Ética y Conducta en los Negocios, se expresan los compromisos que hemos adoptado con los principios y guías que establece la Carta Internacional de Derechos Humanos, integrada por la Declaración Universal de Derechos Humanos de 1948, el Pacto Internacional de Derechos Políticos y Civiles de 1966 y el Pacto Internacional de Derechos Económicos, Sociales y Culturales de

1966. También nos comprometemos a operar de acuerdo a los lineamientos de la Organización Internacional del Trabajo (OIT), entregados en:

- Las convenciones N° 29 y N° 105 sobre la abolición del trabajo forzado.
- Las convenciones N° 138 y N° 182 sobre la abolición del trabajo infantil.
- Las convenciones N° 100 y N° 111 sobre no discriminación.
- Las convenciones N° 87 y N° 98 sobre la libertad de asociación y el derecho

para organizar la negociación colectiva en todo aquello que sea compatible con la legislación chilena.

Respaldamos, del mismo modo, la declaración tripartita de principios sobre empresas multinacionales y la política social de la OIT, al involucrarnos en el respeto a las normas establecidas en las mismas.

La adhesión y respaldo a estos principios globales están reflejados en nuestros siete compromisos en materias de derechos humanos..

RESUMEN DE NUESTROS COMPROMISOS EN DD.HH

COMPROMISO N° 1 ENGIE ENERGÍA CHILE lleva a cabo sus actividades respetando los derechos humanos internacionalmente reconocidos en cualquier lugar en donde opere.

COMPROMISO N° 2 ENGIE ENERGÍA CHILE se asegurará de que se respeten los derechos fundamentales de sus empleados, de conformidad con las convenciones de la Organización Internacional del Trabajo. Eso implica especialmente:

- Rechazo a todas las formas de trabajo forzado u obligatorio.
- Rechazo a todas las formas de trabajo infantil.
- Reconocimiento de la libertad de asociación y el derecho a la negociación colectiva.

- Garantizar los estándares de seguridad e higiene más altos en los lugares de trabajo (incluso el alojamiento, si es proporcionado) y que las jornadas de trabajo y los días festivos se desarrollen y respeten de acuerdo con las normas internacionales.

COMPROMISO N° 3 ENGIE ENERGÍA CHILE rechaza todas las formas de acoso y de violencia en los lugares de trabajo y se asegurará de que a sus empleados se les proporcione un ambiente de trabajo que respete sus libertades individuales y privacidad.

COMPROMISO N° 4 ENGIE ENERGÍA CHILE se asegurará de que sus actividades no violen los derechos de las comunidades locales y aledañas a sus sitios.

COMPROMISO N° 5 ENGIE ENERGÍA CHILE se asegurará que las tareas relacionadas con la seguridad de sus empleados y bienes sean realizadas con respeto por los derechos humanos.

COMPROMISO N° 6 ENGIE ENERGÍA CHILE incluye en los contratos con sus proveedores, contratistas y socios una disposición que estipula, por parte de ellos, el respeto a los compromisos en materia de derechos humanos de ENGIE ENERGÍA CHILE. Igualmente, la compañía solicita a sus proveedores y contratistas principales que se comprometan de la misma forma con sus respectivos proveedores y contratistas.

COMPROMISO N° 7 ENGIE ENERGÍA CHILE respeta los derechos humanos internacionalmente reconocidos en sus relaciones con las autoridades públicas.



II. PLAN DEL DEBER DE VIGILANCIA

A) PLAN DEL DEBER DE VIGILANCIA

Contamos con un Plan del Deber de Vigilancia sobre los Derechos Humanos, Seguridad y Salud Ocupacional, Medio Ambiente, Compras y Nuevos Proyectos. Esta iniciativa está alineada con el Grupo ENGIE y la ley francesa, que obliga al Deber de Vigilancia a las empresas matrices de ese país y todas sus operaciones, dentro y fuera del territorio francés.

El objetivo principal de este plan es establecer un sistema de vigilancia sobre las materias definidas, y su alcance considera el quehacer de la compañía y de contratistas y proveedores de distinta naturaleza. En 2023 pusimos en marcha nuestro primer Comité de Vigilancia, integrado

por las áreas críticas que aborda el plan: Recursos Humanos, Medio Ambiente, Comunidades, Salud y Seguridad Laboral, y Compras. Durante este año se realizaron dos sesiones y se acordó que a partir de 2024 se agendarán tres reuniones fijas anuales.

Enfoques del Plan del Deber de Vigilancia:

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)	Identificación y gestión de riesgos relacionados con nuevas actividades (evaluación de proyectos de Debida Diligencia, etc.)	
Medio Ambiente	Abastecimiento (Política de Compras)		
Sistema de Denuncias			
Monitoreo a las medidas para evaluar eficiencias en las entidades			



B) PROCESOS DE DEBIDA DILIGENCIA EN DERECHOS HUMANOS

Cada Gerencia Corporativa debe velar por el respeto a los compromisos que asumimos en materia de Derechos Humanos. Con ese objetivo, hemos dispuesto las siguientes medidas:

- Incluir en todos los contratos con proveedores, contratistas y socios una disposición que estipule, por parte de ellos, el respeto a los compromisos de ENGIE Energía Chile.
- Evaluar anualmente los riesgos de afectar los Derechos Humanos y establecer un plan de manejo para cada riesgo identificado.
- Evaluar la vulneración de los Derechos Humanos ante cualquier proyecto nuevo, cualquier nueva relación de negocios y cualquier establecimiento en un país nuevo por parte de ENGIE Energía Chile e integrar la evaluación y las medidas de prevención en el expediente del proyecto, contestando para ello el formulario correspondiente.
- Informar todos los incidentes relacionados con los Derechos Humanos.
- Informar anualmente sobre los planes de acción implementados, por medio del informe anual de cumplimiento de ética.

PROCESOS CON DEBIDA DILIGENCIA

Contratación de asesores	Todos los asesores de negocios con quienes un empleado contemple trabajar deben someterse a un proceso de Debida Diligencia Nivel 1 para identificar cualquier potencial alerta que conlleve a realizar un proceso de Debida Diligencia Nivel II.
Contratación de ejecutivos para cargos críticos	Todas las personas seleccionadas deben pasar por un Due Diligence Ético previo a su contratación.
Inicio de nuevos proyectos	Contamos con un Modelo de Relacionamiento Anticipado en el territorio para abordar los impactos sociales y de Derechos Humanos que involucra el emplazamiento de cada nuevo proyecto. Además, realizamos una exhaustiva evaluación de los riesgos sociales y ambientales, de acuerdo a los resultados aplicamos ajustes al diseño original.
Plan de Descarbonización	A través del Plan de Transición Justa, gestionamos y monitoreamos de manera permanente los impactos sociales y ambientales que resultan del cierre de las unidades. Su objetivo es proteger a nuestros colaboradores que se desempeñan en las unidades que estamos cerrando y a los vecinos, con quienes mantenemos programas para aportar al desarrollo local.

III. EVALUACIÓN DE RIESGOS

Nuestro Plan de Deber de Vigilancia define que los tres ámbitos más críticos en cuanto a resguardo son: los derechos de los trabajadores, de las comunidades locales y de los proveedores y contratistas.

A partir de 2024, de acuerdo a las medidas dispuestas en nuestro Código

de Ética en esta materia, iniciaremos el proceso de evaluación de los riesgos de vulneración a los derechos humanos para estos tres grupos específicos, directamente desde las áreas que componen el Comité de Vigilancia. Se acordó implementar un sistema de seguimiento de las políticas de ENGIE

Energía Chile S.A. relacionadas con los aspectos cubiertos por el Plan del Deber de Vigilancia, para lo cual cada gerencia deberá levantar los riesgos detectados en su ámbito de acción y las medidas de mitigación, incluyendo la gestión realizada en 2023.

MAPA DE RIESGOS

		
DERECHOS DE LOS TRABAJADORES	DERECHOS DE COMUNIDADES LOCALES	PROVEEDORES/SOCIOS
<ul style="list-style-type: none"> • Condiciones de Salud y Seguridad. • Libertad Sindical. • No Discriminación. • Jornada Laboral. • Facilidades de trabajador (vivienda). • Privacidad (vida privada). 	<ul style="list-style-type: none"> • 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. 	<ul style="list-style-type: none"> • Salud y seguridad de los proveedores. • Proveedores de energía (carbón, gas, otros). • Trazabilidad y compra de materiales utilizados por ENGIE. • Prácticas de negocios de los socios en proyectos.
<p align="center">Seguridad de los trabajadores e instalaciones</p>		

IV. PREVENCIÓN Y CAPACITACIÓN

Este año realizamos una charla específica a la Gerencia de Compras, y a proveedores y contratistas, en la que tratamos el Plan de Deber de Vigilancia, la prevención de delitos y el comportamiento ético. Estas tres temáticas forman parte de la Cláusula Ética y de Responsabilidad Penal de las

Personas Jurídicas, presente en todos los contratos que suscribimos.

Junto con un actuar responsable y ético, solicitamos a nuestros prestadores de servicios e insumos que extiendan su compromiso con el resguardo de los Derechos Humanos a sus empresas subcontratistas.

V. MECANISMOS DE DENUNCIAS Y REPARACIÓN

Las acusaciones sobre transgresiones a los derechos humanos y otras, que son recibidas a través de nuestros canales de denuncias, son investigadas. Dependiendo del resultado de ese proceso, se adoptan las medidas de reparación que correspondan.

2.4 GESTIÓN DE LOS CONFLICTOS DE INTERÉS Y AUDITORÍA INTERNA

2.4.1 CONFLICTOS DE INTERÉS

Contamos con una Política General de Conflictos de Interés que identifica los potenciales problemas y define las acciones que corresponden cuando se presentan. Nuestra política entrega directrices claras respecto al manejo y aclaración de situaciones descritas o ante cualquiera otra que genere dudas. Esta obligación recae en gerentes, ejecutivos principales y en todas las personas que trabajan en la empresa y sus filiales.

Con ese fin, disponemos de formularios específicos para facilitarles a las personas su declaración. Adicionalmente, y de manera proactiva, le enviamos este formulario una vez al año a toda la organización.

Desde nuestra perspectiva, los conflictos de interés conllevan no solo el riesgo de afectar la integridad de las personas, sino también de generar un impacto negativo en la compañía. Por esa razón, cuando una persona ingresa a la empresa se le entrega una copia de la política y, a la vez, debe firmar una declaración sobre su recepción y toma de conocimiento. De manera recurrente, además, sensibilizamos a la organización sobre esta materia, a través de nuestros medios internos y la charla de ética que dictamos todos los años.



2.4.2 AUDITORÍA INTERNA

En ENGIE contamos con la unidad de Auditoría Interna, que tiene como misión principal supervisar el cumplimiento de los procesos y certificaciones. Su gestión sigue los procedimientos del Grupo ENGIE a nivel mundial y los lineamientos del Instituto de Auditores Internos de Chile.

A nivel de gobernanza, el área de Auditoría Interna debe informar su gestión de manera semestral al Directorio, y de manera mensual a la CEO.

Entre las materias que son informadas al Directorio se cuentan el cumplimiento del programa de auditoría previamente presentado a la mesa directiva; los resultados del seguimiento de los planes de acción; las estadísticas de las denuncias recibidas y tratadas en el Comité de Ética; y la entrega de un

informe de las iniciativas desarrolladas en materia de prevención de delitos (certificaciones, capacitaciones, cambios normativos, etc.)

Los planes de acción que surgen como resultado de las auditorías se suben a una plataforma online (RADAR) desde la cual se realiza el seguimiento del estado de avance de los mismos, el cierre del plan y la medición de su eficacia. Este 2023 se subieron 171 planes de acción a la plataforma -RADAR-.

Asimismo, el área se enfocó también en la revisión del desarrollo de proyectos. Además se auditaron las normas ISO 9.001 de Calidad, ISO 14.001 de Gestión Ambiental, ISO 45.001 Seguridad y Salud en el Trabajo, e ISO 55.001 Sistemas de Gestión de Activos.

2.5 ENFOQUE DE SOSTENIBILIDAD

Desarrollamos nuestro negocio de acuerdo a los lineamientos de nuestra estrategia de sostenibilidad, conformada por cuatro pilares, fundados en criterios ESG.



PLANETA: concentra todas las iniciativas que emprendemos para lograr la meta de alcanzar Carbono Neutralidad en 2045, así como la gestión de nuestro impacto al medio ambiente y biodiversidad.



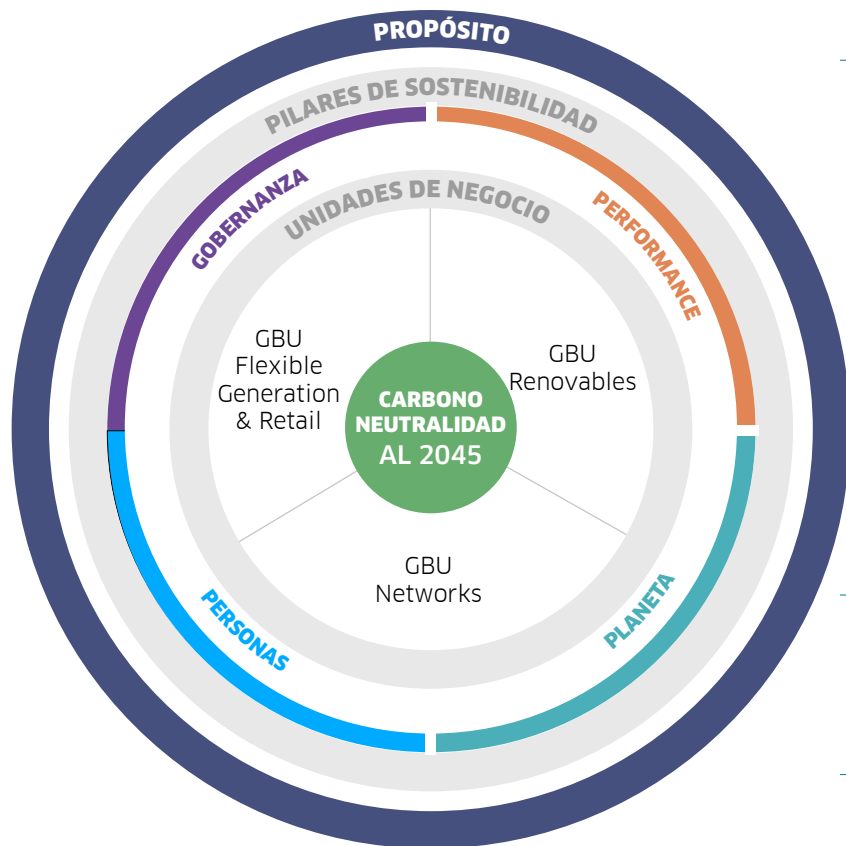
PERSONAS: considera todo el quehacer que realizamos, para que la operación esté libre de accidentes graves y fatalidades. También, incluye la gestión de nuestras metas y compromisos con la diversidad y la inclusión, con especial foco en las mujeres. Además, aborda el aporte que hacemos al desarrollo y calidad de vida de las comunidades aledañas a nuestras instalaciones, y la gestión de los impactos junto con lo que conlleva la salida del carbón. Finalmente, incorpora los resguardos que adoptamos para garantizar el respeto de los derechos laborales en la empresa y en nuestros contratistas y proveedores.



PERFORMANCE: se refiere al compromiso que tenemos con la sostenibilidad de nuestros resultados y la gestión responsable del negocio.



GOBERNANZA: contempla todo nuestro quehacer en la gestión de la ética y cumplimiento de las normativas que nos rigen.



I. SOSTENIBILIDAD EN EL BALANCE SCORECARD

Nuestra estrategia de sostenibilidad establece los lineamientos para cumplir con las metas que nos propusimos para combatir el Cambio Climático, erradicar las fatalidades y accidentes graves y brindar más oportunidades a las mujeres en el mercado laboral, entre otros compromisos. Nuestros avances en estas materias son reportados al Directorio y se suman a los esfuerzos que realiza el Grupo ENGIE a nivel global en estos ámbitos. Si bien contamos con una Gerencia de Sostenibilidad y Comunidades, todas las gerencias contribuyen activamente en el cumplimiento de las metas e indicadores, que son monitoreadas desde el Balance Scorecard.



METAS ESG MONITOREADAS DESDE EL BALANCE SCORECARD

PERFORMANCE	PERSONAS	PLANETA	GOBERNANZA
<ul style="list-style-type: none"> • Ebitda • Capex • Ciberseguridad • Gestión unidades de negocios • Otros 	<ul style="list-style-type: none"> • Tasa de Frecuencia en seguridad laboral • Porcentaje de reclutamiento de mujeres para cargos de jefatura • Porcentajes de mujeres en cargos de jefatura • Porcentaje de mujeres en la dotación 	<ul style="list-style-type: none"> • Emisiones mensuales de CO2 	<ul style="list-style-type: none"> • Porcentaje de participación de la organización en la charla anual de ética y cumplimiento

II. CRITERIOS ESG EN LA TOMA DE DECISIONES

Los criterios de sostenibilidad están presentes en nuestras decisiones.

- **Implementación de procesos de debida diligencia antes de iniciar relaciones con un tercero.** El objetivo es indagar en el comportamiento ético y legal de nuestras potenciales y futuras contrapartes. En el caso de que nos encontremos con estas situaciones, hacemos una revisión más profunda, para asegurarnos de desarrollar un proceso justo.
- **Procesos de evaluación de proveedores bajo criterios ESG.** A los criterios de evaluación de la empresa se suma la Cláusula Ética y Responsabilidad Penal de las Personas Jurídicas. A partir de

2023, incorporamos un bonus track en los procesos de licitación para aquellas empresas que tengan una Política de Sostenibilidad, compromiso formal con la diversidad y la inclusión.

- **Evaluación de riesgos sociales y ambientales antes del inicio de cada proyecto.** Contamos con mecanismos de diálogo y consulta con las partes interesadas, y la implementación de medidas preventivas y correctivas.
- **Contratación de mujeres.** Tenemos un compromiso y metas asociadas para contratar a más mujeres, especialmente para cargos de jefatura. **(Más información en Diversidad e Inclusión en la página 101).**

III. GESTIÓN DE LA DIVERSIDAD Y LOS SESGOS

A través de la Política de Diversidad e Inclusión, impulsamos una serie de iniciativas para que nuestra cultura interna sea diversa, inclusiva y libre de discriminación. Tenemos metas e indicadores de corto y mediano plazo, que gestionamos a partir de un plan que cuenta con tres líneas de trabajo en

reclutamiento y selección, capacitación, y sensibilización, donde nos hemos preocupado de abordar los sesgos que pueden existir en estas materias.

En 2023 realizamos importantes avances en esta materia, los que abordamos en esta memoria en la página 101.

ALIANZAS POR LA SOSTENIBILIDAD

Estamos adheridos a las siguientes organizaciones, donde realizamos un trabajo colaborativo para fortalecer la sostenibilidad de nuestra industria.

Acción Empresas
www.accionempresas.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

EcoVadis
www.ecovadis.com

2.6 GESTIÓN DE LA REPUTACIÓN

La reputación corporativa es un activo que debemos salvaguardar, administrar y gestionar, y que, además, forma parte de los parámetros ESG, ya que tener una mejor reputación entre los stakeholders agrega valor a las distintas acciones que desarrollamos. En esa dirección, nuestro desafío es avanzar hacia el diseño de sistemas que nos permitan hacerles seguimiento y medir los resultados.

Este año buscamos mediciones objetivas y rankings de terceros validadores que nos permitieran identificar nuestras fortalezas y oportunidades de mejora. Participamos en el Ranking Merco (Monitor Empresarial de Reputación Corporativa) 2023, un instrumento basado en encuestas que responden líderes empresariales y representantes de distintos grupos de interés. El año pasado, en este indicador, la compañía ocupaba el puesto 154 y el séptimo lugar a nivel sectorial. En esta versión 2023, por primera vez, nos ubicamos dentro de las 100 mejores empresas con reputación corporativa, quedando en el lugar 85 y en el segundo lugar entre las empresas de generación eléctrica.

Este año, además, postulamos por primera vez a los Premios EIKON, una iniciativa que reconoce la excelencia en la comunicación corporativa. El incentivo es decidido por un jurado compuesto por directores de comunicaciones de distintas empresas. Participamos en el certamen con dos proyectos: el podcast “Historias de Seguridad” y el plan comunicacional que realizamos para el proceso de Transición Justa, y el programa de difusión en torno al cierre de las unidades a carbón en Tocopilla. Ambos obtuvieron dos estatuillas plateadas.



PREMIO EIKON

Los EIKON representan el primer premio de habla hispana que reconoce la labor de los profesionales de las Comunicaciones Institucionales. Fueron creados en Argentina, en el año 1998, por la Revista Imagen -fundada por Diego Dillenberger, periodista de reconocida trayectoria, y María Curubeto-, y desde entonces, año tras año, destacan la labor de los profesionales más talentosos del mercado. Los Premios EIKON Chile se incorporan así a la escena local con el ánimo de abrir una puerta al crecimiento de las comunicaciones institucionales en nuestro país.

ENCUESTA MERCO

Merco (Monitor Empresarial de Reputación Corporativa) es el monitor corporativo de referencia en Iberoamérica que viene evaluando la reputación de las empresas desde el año 2000. Es un instrumento basado en una metodología multistakeholder compuesta por seis evaluaciones y más de veinte fuentes de información. Se trata del primer monitor auditado por entidades independientes (KPMG y ISAE 3000). Todos los criterios de ponderación son públicos y, al igual que los resultados de cada edición, se pueden consultar en este sitio web.

2.7 GRUPOS DE INTERÉS

Nuestros grupos de interés son personas o colectivos 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.

La expansión de los proyectos de generación renovable y de transmisión nos enfrenta al desafío de mantener actualizado nuestro mapa de stakeholders. Cada vez que ingresamos a un nuevo territorio, aplicamos el Modelo de Aproximación Temprana al Territorio, cuya primera etapa considera la identificación de los grupos de interés y actores relevantes.

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



I. RELACIÓN CON LOS INVERSIONISTAS






Contamos con un área de Relación con Inversionistas, que es la encargada de mantener debidamente informados a los accionistas e inversionistas sobre la marcha de la compañía. Su quehacer se sustenta en una planificación anual de actividades (Plan IR), entre las que se cuentan actividades como: la junta de accionistas, desayuno con inversionistas con la participación de especialistas de distintas áreas de la compañía, conferencias telefónicas y digitales, y reuniones temáticas de asuntos contingentes del mercado eléctrico. Los encuentros permanentes incluyen instancias de reuniones presencial y virtual para compartir todo el material que se reporta trimestralmente para establecer una conversación fluida sobre los temas que interesan a nuestros inversionistas. Disponemos de un sitio dedicado en nuestra página

web donde se puede encontrar toda la información que necesitan nuestros distintos inversionistas para estar bien informados. Adicionalmente, participamos en distintas conferencias, seminarios, realizamos reuniones y llamados uno a uno así como también contamos con diferentes canales de comunicación habilitados para asegurar un contacto permanente con los inversionistas y accionistas minoritarios.

MEJORA CONTINUA

En forma sistemática estamos generando mejoras a la información que entregamos, a partir de las opiniones y temas de interés que recogemos en las diversas instancias que mantenemos con los inversionistas y analistas financieros. Complementamos esta información realizando un benchmarking con el material que entrega el área

de IR del Grupo ENGIE. Además mantenemos un trabajo coordinado con el área de Asuntos Corporativos y de Comunicaciones Internas para dar a conocer las actividades de divulgación de los resultados. Este trabajo se realiza de manera interna, ya que no contamos con asesores externos para esta materia. Fruto de este trabajo, nuestro equipo ha sido reconocido en varias ocasiones por los inversionistas. En 2023 fue destacado dentro de los diez mejores equipos y programas de América Latina del sector utilities por la organización Institutional Investor. Este organismo hace una encuesta anual regional a nivel latinoamericano entre inversionistas y analistas; la encuesta mide los programas de relaciones con inversionistas, incluyendo aspectos como programas, actividades, credibilidad, conocimiento y capacidad de respuestas, entre otros.

	Grupos	Gestión
 <p>INTERNOS</p>	<p>Colaboradores Sindicatos Comités Paritarios</p>	<p>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 el compromiso, percepción de liderazgo, seguridad laboral y cultura interna, entre otros.</p> <p>Gestores</p> <ul style="list-style-type: none"> Contamos con encargados de Relaciones Laborales, responsables de llevar la relación con los sindicatos. <p>Canales de comunicación: intranet, campañas internas, reuniones de feedback, encuesta ENGIE&ME y otros.</p>
 <p>DE LA SOCIEDAD</p>	<p>Comunidades ONG Gremios Medios de Comunicación</p>	<p>Gestiona esta relación la Gerencia Corporativa de Asuntos Corporativos, a través de sus gerencias asociadas.</p> <p>Gestores</p> <ul style="list-style-type: none"> A través de su Gerencia de Sostenibilidad y Comunidades, se aborda la relación con las comunidades. Está conformada por un equipo desplegado de norte a sur, responsable de levantar las inquietudes y sugerencias de nuestros vecinos en forma oportuna. La Gerencia de Comunicaciones Externas se relaciona con los medios de comunicación y su objetivo principal es velar por la reputación e imagen de la compañía. La relación con los gremios la lideran la Gerencia de Relaciones Institucionales. <p>Canales de comunicación. Mesas de Trabajo Comunidades, Comités de Trabajo Gremios, Capacitación a Líderes, Línea Directa, Redes Sociales y otros.</p>
 <p>AUTORIDADES</p>	<p>Local Nacional</p>	<p>Gestiona esta relación la Gerencia Corporativa de Asuntos Corporativos, a través de sus gerencias asociadas.</p> <p>Gestores</p> <ul style="list-style-type: none"> La Gerencia de Sostenibilidad y el equipo territorial están encargados de la vinculación con las autoridades locales. La Gerencia Corporativa de Asuntos Corporativos y la Gerencia de Regulación son los principales gestores de la relación con las autoridades nacionales <p>Canales de comunicación. Mesas de trabajo, programas sociales, plataforma Lobby y otros.</p>
 <p>FINANCIEROS</p>	<p>Accionistas Analistas Bonistas Bancos</p>	<p>La Gerencia Corporativa de Finanzas Corporativas es la responsable principal de esta relación.</p> <p>Gestores</p> <ul style="list-style-type: none"> Nuestra Investor Relations Officer es la encargada de liderar la comunicación con los inversionistas. <p>Canales de comunicación. Newsletter ENGIE AL DÍA, Junta Ordinaria de Accionistas, conferencias para el reporte de resultados, reuniones y encuentros permanentes.</p>
 <p>DEL NEGOCIO</p>	<p>Clientes</p> <hr/> <p>Proveedores</p> <hr/> <p>Socios Industriales</p>	<p>La Gerencia de Negocios lidera la relación con los clientes.</p> <p>Gestores</p> <ul style="list-style-type: none"> Contamos con ejecutivos comerciales que buscan establecer una relación cercana y de confianza. <p>Canales de comunicación. Newsletter mensual, Customer Day, Portal Cliente, Sitio web corporativo, visitas a terreno, envío de Memoria Integrada.</p> <hr/> <p>La Gerencia de Abastecimiento es la encargada de esta relación, a través de la que buscamos generar prácticas que creen valor para las dos partes.</p> <p>Canales de comunicación. Portal de proveedores, contacto interno, reuniones, Día del Proveedor, envío de la Memoria Integrada.</p> <hr/> <p>Alianzas y acuerdos.</p>

2.8 GESTIÓN DE NUESTROS IMPACTOS



Como parte de nuestros objetivos estratégicos, identificamos y gestionamos los impactos significativos, reales y potenciales, negativos y positivos, que son inherentes a la industria en la que participamos, así como también los riesgos. En el caso de los negativos, buscamos mitigar

y reducir; en lo que concierne a los positivos, nos proponemos amplificarlos. Para la identificación de los impactos solicitamos la opinión a nuestros grupos de interés, con quienes mantenemos una relación de confianza y aporte mutuo, los lineamientos del Estándar GRI y

del indicador SASB, para Compañías Eléctricas y Generadores Eléctricos..

De esta manera pretendemos crear valor y contribuir con medidas concretas a las metas de la Agenda Global, particularmente con 8 de los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).

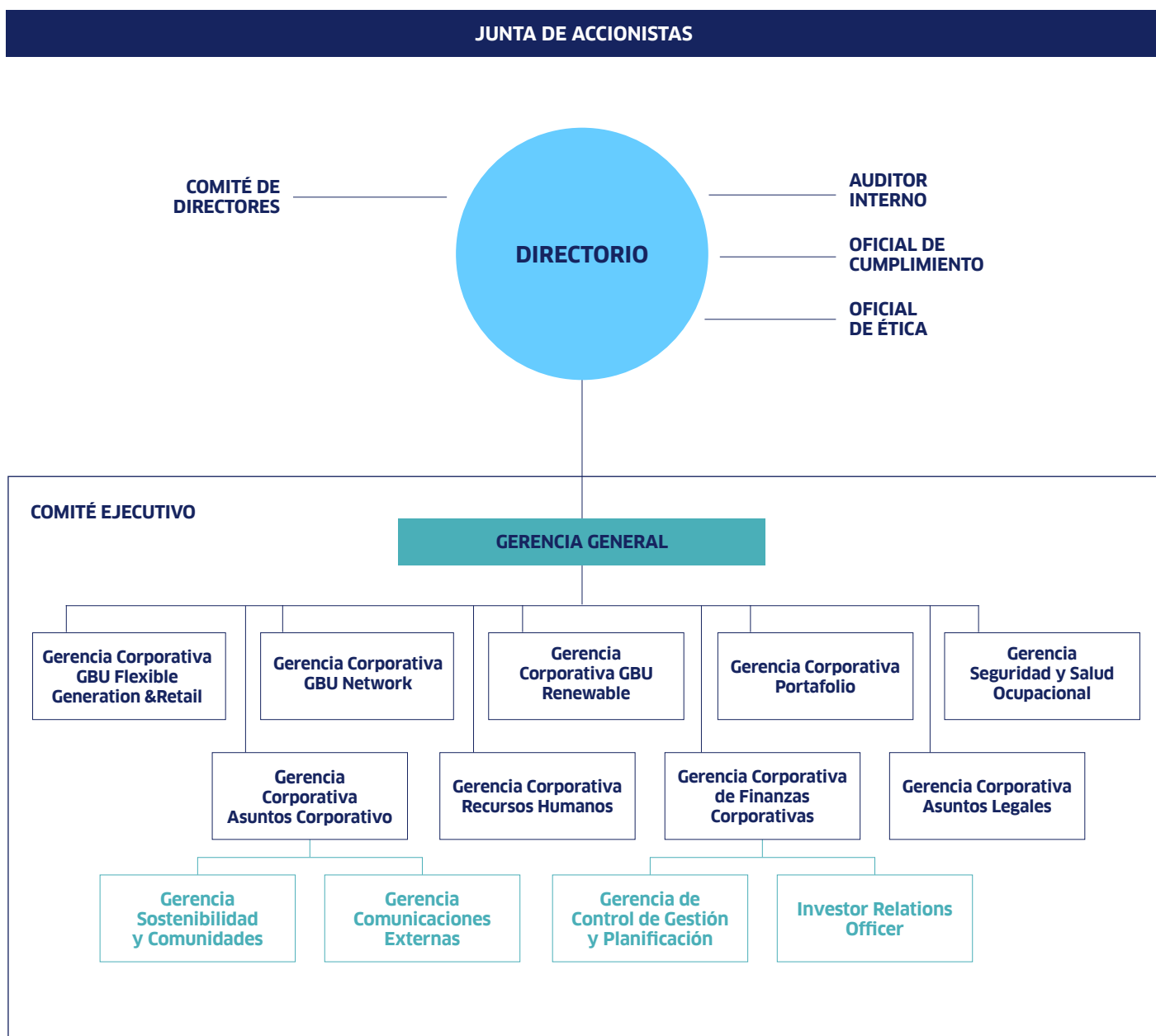
PERFORMANCE	PERSONAS	PLANETA	GOBERNANZA
<ul style="list-style-type: none"> Asegurar el cumplimiento de nuestros compromisos con nuestros clientes. 	<ul style="list-style-type: none"> Seguridad laboral. Diversidad. Aporte al desarrollo local de las comunidades vecinas. 	<ul style="list-style-type: none"> Carbono Neutralidad al 2045. 	<ul style="list-style-type: none"> Resguardar nuestras prácticas empresariales, de Ética y Cumplimiento.

GESTIÓN DE NUESTROS IMPACTOS SIGNIFICATIVOS POTENCIALES Y REALES

	Impactos	Gestión	ODS Asociados
 PERFORMANCE	Inversiones responsables y rentables para los accionistas	<ul style="list-style-type: none"> Estrategia para acelerar los proyectos renovables. Sistema de almacenamiento en base a baterías, para asegurar despacho de energías renovables (BESS). 	
	Cumplimiento de los contratos de venta de energía de largo plazo	<ul style="list-style-type: none"> Suscripción de contratos de compra de energía como backup. 	
 PLANETA	Acceso a energías renovables	<ul style="list-style-type: none"> Cierre 1,5 GW unidades a carbón. Ingreso de 2,1 GW unidades renovables. 	
	Emisiones de GEI	<ul style="list-style-type: none"> Compromiso con la Carbono Neutralidad al 2045. 	
	Emisiones de gases que afectan la calidad del aire	<ul style="list-style-type: none"> Programas de gestión y monitoreo de las emisiones que afectan la calidad del aire. 	
	Impactos de la disposición de nuestros residuos	<ul style="list-style-type: none"> Gestión de residuos y planes de reciclaje. 	
	Descargas de agua al mar	<ul style="list-style-type: none"> Sistemas de monitoreo y medidas de gestión en las descargas del agua. 	
	Impactos de nuestras unidades renovables en el ecosistema	<ul style="list-style-type: none"> Planes de biodiversidad con foco en los activos renovables. 	
 PERSONAS	Impacto social del cierre de nuestras unidades de carbón	<ul style="list-style-type: none"> Plan de Transición Justa. 	
	Impactos de nuestra llegada a las comunidades donde operamos	<ul style="list-style-type: none"> Políticas y programas para fomentar el empleo local, el emprendimiento y el desarrollo local. Programas que aportan a la cohesión social. 	
		<ul style="list-style-type: none"> Acceso a energías limpias en los espacios públicos y proyectos comunitarios que aporten valor. 	 
	Condiciones laborales justas	<ul style="list-style-type: none"> Política de compensaciones basada en la equidad salarial. 	
	Baja participación de mujeres en la industria	<ul style="list-style-type: none"> Somos parte del Plan 50/50 para aumentar la participación de las mujeres en el Grupo ENGIE. Política de Diversidad Be.U@engie Meta corporativa: aumentar al 30% la participación de mujeres en la empresa. Meta corporativa: 45% de los candidatos en los procesos de selección deben ser mujeres. Iniciativas para la atracción y retención de mujeres: Programa Mujeres en Operaciones y Programa de Reconversión Laboral. 	
	Promoción de la diversidad y la inclusión	<ul style="list-style-type: none"> Procesos de selección sin sesgos. Gestora de Inclusión certificada. 	
	Impacto en la salud y seguridad laboral	<ul style="list-style-type: none"> Sistema de seguridad laboral. Programa One Safety. 	
	Resguardo del cumplimiento de los derechos laborales del personal contratista	<ul style="list-style-type: none"> Sistema de monitoreo del cumplimiento laboral. 	
 GOBERNANZA	Contribución a las buenas prácticas empresariales	<ul style="list-style-type: none"> Marco normativo interno. Plan de Capacitación de Ética Corporativa Anual. 	
	Anticorrupción	<ul style="list-style-type: none"> Modelo de Prevención de Delitos. Sistema de Denuncias. Charla anual de Ética 	
	Resguardo de la libre competencia	<ul style="list-style-type: none"> Manual de Libre Competencia y charla anual para sensibilizar a la organización. 	
	Protección de los derechos humanos en la cadena de valor	<ul style="list-style-type: none"> Plan del Deber de Vigilancia. Comité del Deber de Vigilancia. Procesos de Debida Diligencia y sistema de evaluación de proveedores con criterios ESG. 	

2.9 DIRECTORIO Y PRINCIPALES EJECUTIVOS

2.9.1 ORGANIGRAMA



FUNCIONAMIENTO

Junta de Accionistas: es el máximo órgano de decisión de la compañía y también 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 Junta Ordinaria Anual de Accionistas ponemos a disposición de nuestros accionistas un sistema remoto y seguro mediante el cual pueden ejercer su votación sin necesidad de participar presencialmente.**

Directorio: es el órgano principal de administración. Sus labores principales incluyen determinar el plan estratégico de la empresa y tener en cuenta los riesgos y oportunidades relacionados con la actividad. Además, define los objetivos de largo plazo de la compañía 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 18.046

sobre Sociedad Anónimas y las contempladas en las normas legales y administrativas. Sus miembros ejercen este cargo por dos años con posibilidad de ser reelegidos.

Auditoría Interna: está a cargo de realizar el seguimiento del cumplimiento de las políticas y procedimientos de control interno, el programa o plan de auditoría anual y las eventuales deficiencias graves que se hubieren detectado, además de revisar y hacer recomendaciones en lo que concierne a la ocurrencia de irregularidades o fraudes.

Junto con el encargado de Prevención de Delito, 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 situaciones irregulares sustantivas, ya sea debido a su gravedad o al monto o riesgo involucrado, deberá reportar la situación 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.

Encargado Prevención de Delitos: es responsable del seguimiento y cumplimiento del Modelo de Prevención de Delitos según la Ley 20.393. Debe dar cuenta de su quehacer al Directorio trimestralmente, así como mantenerlo actualizado sobre los potenciales cambios legales en estas materias.

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 los parámetros necesarios para garantizar un ambiente de control adecuado y una efectiva ejecución de la estrategia y de los objetivos del negocio.

Comité de Ética: lo conforman la gerente general, el oficial de Ética y el encargado de Prevención de Delitos, y su labor es evaluar todas las denuncias recibidas a través de nuestras plataformas, dar curso a las investigaciones y dictar sanciones en el caso que lo ameriten.

2.9.2 DIRECTORIO

Al cierre del 2023, el Directorio estaba compuesto por siete directores titulares, tres de ellos son independientes.

El Directorio se reúne, al menos, una vez al mes en sesiones ordinarias que son calendarizadas de una sola vez y para todo el año. Además, se realizan sesiones extraordinarias cuando así se requiere. La celebración de las reuniones necesita un quorum de cuatro

directores, establecido en los estatutos de la compañía. En 2023 se efectuaron 13 sesiones ordinarias.

Una vez al año, los miembros del Directorio concurren a nuestras instalaciones operativas acompañados por la gerente general y por los ejecutivos vinculados con la unidad que se visitará y la agenda programada. En estas jornadas, los directores

revisan el estado y funcionamiento de las dependencias e instalaciones y también aprovechan de conocer las impresiones del equipo interno, recoger sus recomendaciones y opiniones de mejoras. Este 2023 visitaron las instalaciones de la Central de Mejillones.



Aníbal Prieto (*)
Presidente

- Chileno
- Abogado
- RUT: 9.387.791-8
- Asume el cargo: 2023
- Periodo de cesación: Abril de 2024



André Canguçu ()**

- Brasileño
- Bachiller y Magíster en Administración de Empresa
- Pasaporte YC013255
- Asume el cargo: 2022
- Periodo de cesación: Abril de 2024



Pascal Renaud

- Francés
- Ingeniero
- Pasaporte Francés 19V16412
- Asume el cargo: 2022
- Periodo de cesación: Abril de 2024



Mireille Van Staeyen

- Belga
- Economista
- Pasaporte EN351855
- Asume el cargo: 2022
- Periodo de cesación: Abril de 2024



Claudio Iglesias

- Chileno
- Ingeniero Civil Electricista
- RUT: 7.289.154-6
- Asume el cargo: 2018
- Periodo de cesación: Abril de 2024
- Independiente (***)



Mauro Valdés

- Chileno
- Abogado
- RUT: 7.011.106-3
- Asume el cargo: 2016
- Periodo de cesación: Abril de 2024
- Independiente (***)



Cristián Eyzaguirre

- Chileno
- Economista
- RUT: 4.773.765-6
- Asume el cargo: 2010
- Periodo de cesación: Abril de 2024
- Independiente (***)

DIRECTORES SUPLENTE

Los directores suplentes fueron elegidos para el periodo que va desde abril del año 2022 hasta abril del año 2024.

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

(*) Aníbal Prieto Larraín asumió el cargo en noviembre de 2023 en reemplazo de Frank Demaille, de quien era su director suplente.

(**) André Canguçu dejó su cargo en enero de 2024 y asumió en su reemplazo Felisa Ros.

(***) 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



Visita del Comité de Directores al Parque San Pedro en Chiloé, junto a nuestra CEO, Rosaline Corinthien y principales ejecutivos de la compañía.

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	
	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres
Titulares	3	1	1	0	1	0	0	0	1	0
Suplentes	3	0	1	1	0	0	0	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	
	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres
Titulares	0	0	0	0	1	0	3	1	1	0	1	0
Suplentes	0	0	0	0	2	0	1	0	3	0	0	1

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

MATRIZ DE CONOCIMIENTOS

Nuestro directorio está integrado por personas con una amplia experiencia en distintos ámbitos, que podemos resumir en:

	Aníbal Prieto	André Canguçu	Pascal Renaud	Mireille Van Staeyen	Cristián Eyzaguirre	Mauro Valdés	Claudio Iglesias
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						•	
Regulaciones Corporativas y Ambiental	•				•	•	•

REMUNERACIONES DEL DIRECTORIO

La remuneración de los directores es aprobada por la Junta Ordinaria de Accionistas. Para el periodo 2023, y hasta la fecha en que se celebre la próxima Junta Ordinaria, los accionistas determinaron una dieta correspondiente a 160 U.F. por sesión para cada director. La dieta es igual para todos sus integrantes, a excepción del presidente de la mesa, de manera que no existe

brecha en la remuneración que reciben las directoras respecto de sus pares hombres.

Los accionistas aprobaron para el presidente del Directorio una dieta de 320 U.F. por sesión. Los directores suplentes no tienen 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 (variables) pagadas distintas a las que perciben por el desempeño de su función de director en la sociedad.

BRECHA SALARIAL

2023
100%

Remuneraciones del Directorio

	31-12-2023 kUSD	31-12-2022 kUSD
Cristian Eyzaguirre, Director	111	98
Mauro Valdes, Director	111	98
Claudio Iglesias, Director	111	98
Total Honorarios por Remuneración del Directorio	333	294

2.9.3. FUNCIONAMIENTO DEL DIRECTORIO

Al Directorio le compete administrar, proteger y valorizar el patrimonio de la compañía. Le corresponde 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, de acuerdo a directrices o recomendaciones nacionales o internacionales.

ASESORÍAS

La compañía pone a disposición del Directorio una serie de herramientas para que pueda tomar sus decisiones con toda la información que requiera. Si bien la compañía no cuenta con una política específica para la contratación de asesores y expertos, en la práctica los directores podrán solicitar la preparación de nuevos informes, la realización de nuevos estudios o la contratación de asesorías externas, para las materias que considere

pertinente. Estas y otras solicitudes se deben canalizar a través de la Gerencia General.

Nuestro Directorio no cuenta con un sistema formal de evaluación de desempeño colectivo y/o individual.

Las necesidades y ámbitos de capacitación que pudiera requerir el Directorio, las abordamos a través de charlas de actualización sobre los cambios regulatorios y nuevas normativas que entre en vigencia. En 2023 se dictaron charlas sobre la nueva Ley sobre Delitos Económicos y el plan que pondremos en marcha para incorporar los cambios necesarios y que, entre otras materias, incidirán en nuestro modelo de prevención de delitos.

Ante situaciones de crisis, la gerente general se encarga de informar y mantener una comunicación abierta activa con el Directorio, sobre el desarrollo del evento. En el caso que se requiera, los directores cuentan con herramientas para conectarse a reuniones para abordar estas temáticas, en forma remota.

PLATAFORMAS DIGITALES

Ponemos a disposición de los directores plataformas digitales seguras y confiables para que puedan acceder a información relevante, remotamente, en cualquier momento, las veces que así lo precisen. En estas plataformas tienen acceso a las actas, a todos los documentos y presentaciones para cada sesión. Los documentos se mantienen por un periodo indefinido.

Con al menos una semana de antelación, se suben a la plataforma virtual (Share Point y Teams) agenda, minuta, informes y las presentaciones que serán abordados en la próxima reunión. Al término de cada sesión, los directores reciben el acta de la misma a través de la plataforma DocuSign, en un plazo anterior a la próxima sesión.

Todos los miembros del Directorio pueden acceder, además, al sistema de denuncias del que dispone la compañía en su página web. No se cuenta con un sistema de denuncias específico para la mesa directiva.

NOMINACIÓN DEL DIRECTORIO

El Directorio de la compañía es elegido por la Junta de Accionistas y, de acuerdo a nuestro Código de Gobierno Corporativo, cada dos años, corresponde su renovación. Con al menos dos días de anticipación a la celebración de la Junta Ordinaria de Accionista, en la que corresponde elegir la nueva mesa directiva, la gerente general da a conocer a los accionistas, a través del sitio web de la compañía, la lista de las personas candidatas, que, en su caso, hubieren aceptado su nominación y declarado no tener inhabilidades para desempeñar el cargo. En caso de haberse proporcionado, también se incluirá la experiencia y perfil profesional de cada candidato. Sin embargo, esto no considera necesariamente la publicación de sus capacidades, condiciones y visiones.

En cuanto a la diversidad de su conformación, el Grupo ENGIE, nuestro principal accionista, en el marco de su compromiso con la equidad de género, ha ido incrementando la participación de profesionales mujeres en el Directorio como en la alta administración.

INDUCCIÓN

Todas las personas que se integran al Directorio se someten a un proceso de

inducción para facilitar su 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:

- La gerente general y los gerentes corporativos realizan una presentación general a cada nuevo director, con el fin de despejar 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 se cuentan los estatutos de la empresa, el Código de Gobierno Corporativo y sus anexos, así como también aquellos documentos que detallan su misión, visión, objetivos estratégicos, principios y valores que deben guiar el actuar de la sociedad, sus directores y el equipo interno.
- También se le da acceso a las actas de los últimos dos años, para poner a su disposición los acuerdos adoptados y sus antecedentes.

- Igualmente 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.

PRINCIPALES TEMÁTICAS ABORDADAS

Siguiendo los lineamientos estratégicos de la compañía, el Directorio mantiene una actitud vigilante respecto de los temas concernientes a la sostenibilidad social y ambiental, riesgos y auditoría interna, entre los principales. Estas temáticas son revisadas durante las sesiones del Directorio y son los principales ejecutivos los responsables de exponerlas, en conjunto con la Gerencia General. Participan activamente en estas reuniones la Gerencia Corporativa de Finanzas y Servicios Compartidos, responsable de la gestión de riesgos, el auditor interno, el encargado de Prevención del Delito, la Gerencia Corporativa de Relacionamento Institucional y la Gerencia de Sostenibilidad, entre otros.

a) En relación a los riesgos: con una frecuencia al menos trimestral, la Gerencia de Finanzas y Servicios Compartidos, de acuerdo a lo estipulado en el Código de Gobierno Corporativo, se encarga de informar a la mesa directiva los siguientes aspectos:

- 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.
- Recomendaciones y mejoras que sería pertinente ampliar para gestionar de mejor manera los riesgos de la sociedad.
- Los planes de contingencia diseñados para reaccionar frente a la materialización de eventos críticos.

b) Respecto de las auditorías internas: al menos dos veces al año (junio y



diciembre), y cada vez que el Directorio así lo requiera, el auditor interno presenta el Plan Anual de Auditorías Internas, el programa anual de revisión de las normativas de cumplimiento, el resultado de las auditorías y, en el caso que corresponda, las eventuales deficiencias graves que se hubieren detectado y aquellas situaciones

irregulares (más información en la página 34, Capítulo Gobernanza).

c) Cambio Climático: mensualmente, el Directorio se informa de la gestión que realiza la compañía en el ámbito ambiental y social. La Gerencia Corporativa de Asuntos Corporativos, le presenta una vez al mes, evolución

de las emisiones CO2 eq, y al menos una vez al año, los principales resultados del plan de relacionamiento, entre otros aspectos vinculados al ámbito ESG. Adicionalmente, revisa el estado de avance del Plan de Descarbonización.

PRINCIPALES ASPECTOS ESG REVISADOS EN EL DIRECTORIO	FRECUENCIA DE REVISIÓN	¿CUÁLES SON LAS PRINCIPALES TEMÁTICAS QUE SON ABORDADAS EN LAS REUNIONES?
Gestión del Sistema de Denuncias		
Expone: Oficial de Ética/Gerente Corporativo de Asuntos Legales.		<ul style="list-style-type: none"> Denuncias de suficiente gravedad y verosimilitud serán puestas en conocimiento del gerente general y/o del Directorio. Lo anterior sin perjuicio de las facultades del Comité de Ética.
Gestión de Riesgos		
Expone: Gerencia Corporativa de Finanzas y Servicios Compartidos	Al menos trimestral	<ul style="list-style-type: none"> 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	Al menos dos veces al año, (<i>junio y diciembre</i>) y cada vez que el Directorio o el auditor lo consideren necesario	<ul style="list-style-type: none"> Aprobación del Plan Anual de Auditorías. 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.
Gestión Sostenibilidad Social		
Expone: Gerente Corporativo de Asuntos Corporativos / Gerente de Sostenibilidad y Comunidades	Al menos una vez al año	<ul style="list-style-type: none"> 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.
Cambio Climático		
Expone: Gerente Corporativo de Asuntos Corporativos / Gerente de Sostenibilidad y Comunidades	Mensual	<ul style="list-style-type: none"> Se presenta la evolución de la huella de carbono y factores que incidieron en su medición.
Estados Financieros		
Expone: Empresa Externa a cargo de la Auditoría de los Estados Financieros	Anual	<ul style="list-style-type: none"> Presentación de los Estados Financieros.
Remuneraciones principales ejecutivos		
Expone: Gerente Corporativa de Recursos Humanos	Anual	<ul style="list-style-type: none"> Se realiza una presentación al Comité de Directores encargado de revisar y aprobar la propuesta.

2.9.4 COMITÉ DE DIRECTORES

El Comité de Directores se rige de acuerdo al artículo 50 bis de la Ley N°18.046. Está conformado por directores independientes y sus funciones principales son:

- 1 Examinar los informes de los auditores externos, el balance y demás estados financieros a presentar a los accionistas.
- 2 Proponer al directorio nombres para los auditores externos y clasificadores privados de riesgo, que son sugeridos a la junta de accionistas respectiva.
- 3 Examinar los antecedentes relativos a las operaciones con partes relacionadas.
- 4 Proponer al directorio una política general de manejo de conflictos de interés, y pronunciarse acerca de las políticas generales de habitualidad.
- 5 Examinar los sistemas de remuneraciones y planes de compensación de los gerentes, ejecutivos principales y trabajadores de la sociedad.
- 6 Preparar un informe anual de su gestión, en que se incluyan sus principales recomendaciones a los accionistas.
- 7 Informar al directorio respecto de la conveniencia de contratar o no a la empresa de auditoría externa para la prestación de servicios que no formen parte de la auditoría externa.



Claudio Iglesias

- Chileno
- Ingeniero Civil Electricista
- RUT: 7.289.154-6
- Asume el cargo: 2018
- Periodo de cesación: 2024
- Independiente



Mauro Valdés

- Chileno
- Abogado
- RUT: 7.011.106-3
- Asume el cargo: 2016
- Periodo de cesación: 2024
- Independiente



Cristián Eyzaguirre

- Chileno
- Economista
- RUT: 4.773.765-6
- Asume el cargo: 2010
- Periodo de cesación: 2024
- Independiente

COMITÉ DE DIRECTORES POR ANTIGÜEDAD

Entre 3 y 6 años	Más de 6 y menos de 9 años	Entre 9 y 12 años	Más de 12 años
1	1	0	1

COMITÉ DE 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
0	0	0	1	1	1

Al menos dos veces al año el Comité de Directores, se reúne con el área de Auditoría Interna de la compañía y una vez año, con los auditores externos que revisan los Estados Financieros. Adicionalmente, al término de cada sesión mensual, emite uno o dos informes al Directorio acerca de las operaciones con partes relacionadas examinadas en la respectiva reunión.

El Comité de Directores tiene un presupuesto de 5.000 UF para la

contratación de asesorías contables, aprobado por la Junta Ordinaria de Accionistas. Adicionalmente, pueden solicitar la preparación de informes y estudios internos, a través de la gerente general. En 2023 no se realizaron gastos con cargo a este presupuesto.

El informe anual del Comité de Directores se encuentra en la página 181.

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 aprobó una remuneración que asciende a 55 U.F. mensual a todo evento.

REMUNERACIONES DEL DIRECTORIO

	2022	2023
Dieta Comité de Directores (en UF)	55	55

2.9.5 EJECUTIVOS PRINCIPALES

La Alta Administración está conformada por un equipo diverso, de mujeres y hombres, con distintas profesiones, edades y nacionalidades, liderados por

Rosaline Corinthien, quien cuenta con una amplia experiencia en la industria de energías renovables. A contar del 31 de julio de 2023 se incorporó a este

equipo Juan Villavicencio Managing Director de la unidad de negocios GBU Renewable, en reemplazo de Mathieu Ablard.



- | | | | | |
|---|--|---|---|--|
| <p>1 Gabriel Marcuz
Gerente Corporativo GBU Flexible Generation & Retail</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ingeniero • RUT: 21.273.633-3 • Argentino • Asume el cargo en 2021 | <p>2 Eduardo Milligan
Gerente Corporativo de Finanzas Corporativas</p> <ul style="list-style-type: none"> • Economista • RUT: 25.672.615-7 • Peruano • Asume el cargo en 2017 | <p>3 Diane de Galbert
Gerente Corporativo Estrategia y Soluciones Digitales</p> <ul style="list-style-type: none"> • Abogada • RUT: 28.150.058-9 • Francesa • Asume el cargo en 2024 | <p>4 Pablo Villarino
Gerente Corporativo Asuntos Corporativos</p> <ul style="list-style-type: none"> • Abogado • RUT: 9.904.494-2 • Chileno • Asume el cargo en 2019 | <p>5 Rosaline Corinthien
CEO ENGIE Energía Chile</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ingeniera • RUT: 28.103.791-9 • Francesa • Asume el cargo en 2022 |
| <p>6 Juan Villavicencio
Gerente Corporativo GBU Renewables</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ingeniero • RUT: 13.831.685-8 • Chileno • Asume el cargo en 2023 | <p>7 Demián Talavera
Gerente Corporativo GBU Networks</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ingeniero • RUT: 14.608.639-K • Argentino • Asume el cargo en 2022 | <p>8 Lucy Oporto
Gerente Corporativo Recursos Humanos</p> <ul style="list-style-type: none"> • Psicóloga • RUT: 15.378.645-3 • Chilena • Asume el cargo en 2022 | <p>9 Isak De Eskinazis
Gerente Corporativo Portafolio</p> <ul style="list-style-type: none"> • Economista • RUT: 27.732.473-3 • Turco • Asume el cargo en 2022 | <p>10 Fernando Valdés
Gerente Corporativo Asuntos Legales</p> <ul style="list-style-type: none"> • Abogado • RUT: 13.038.373-4 • Chileno • Asume el cargo en 2019 |



PRINCIPALES EJECUTIVOS POR ANTIGÜEDAD (al 31 de diciembre de 2023)

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	
Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres
4	2	3	0	0	0	0	0	0	0

PRINCIPALES EJECUTIVOS POR RANGO DE EDAD (al 31 de diciembre de 2023)

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	
Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres
0	0	0	0	4	2	3	0	0	0	0	0

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

REMUNERACIONES

La política de compensación para los principales ejecutivos y gerente general, considera una remuneración fija que incluye, un sueldo base, asignaciones y una remuneración variable que contempla una combinación de los objetivos individuales -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 2023, 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.

En materia de beneficios, contamos con el Programa Beneflex dirigidos a los líderes. Este programa les permite elegir, de entre los beneficios que entrega la Empresa, aquellos que más se adecúan a sus necesidades y alinearlos conforme sus intereses. En la práctica, el programa considera la entrega de una cantidad de dinero que pueden distribuir entre asignaciones, beneficios de protección, ayuda de escolaridad para los hijos, educación o soporte para la jubilación, teniendo además, la flexibilidad para comprar o vender días de vacaciones.

Al cierre de 2023, las personas que ocupan estos cargos, no tenían participación accionaria en la empresa.

REMUNERACIONES DE GERENTES Y EJECUTIVOS PRINCIPALES (EN KUSD)

	2023	2022
Remuneraciones	3.144	2.832
Beneficios de corto plazo	1.002	236
Total	4.146	3.068



PARQUE FOTOVOLTAICO COYA Y BESS COYA

UBICACIÓN

Región de Antofagasta

181,25 MWac

Capacidad
instalada

369.432

Paneles
Fotovoltaicos

638 MWh AL DÍA

Almacenamiento BESS

139 MW

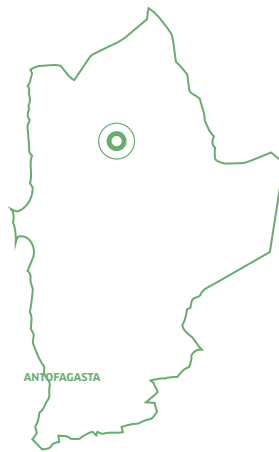
Capacidad instalada en
baterías

ALCANCE

Beneficia a **173.000**
hogares del norte del país

IMPACTO AMBIENTAL

Evita la emisión de
376.935 ton/CO2eq al año





PERFORMANCE

3.1 Nuestra Estrategia / 3.2 Desempeño del Negocio

3.1 NUESTRA ESTRATEGIA

Nuestra estrategia corporativa tiene por objetivo principal mantenernos como el impulsor de la transición energética, al servicio de la descarbonización en Chile. Por eso, nuestro compromiso de negocio es suministrar energías accesibles y confiables a nuestros clientes de los diferentes rubros, y apoyarlos, de ese modo, en la descarbonización de sus propios procesos productivos.

3.1.1 OBJETIVOS ESTRATÉGICOS

Nuestra estrategia está enfocada en impulsar una Transición Energética asequible y segura, que nos conduzca a la Carbono Neutralidad al 2045. En esa dirección, junto con avanzar en nuestro plan de descarbonización, estamos impulsando una capacidad de producción flexible donde el gas desempeñará un rol clave, al igual que los sistemas de almacenamiento de energía.

I. NUESTROS DESAFÍOS

En cinco años logramos inyectar 0,9 GW de energía renovable, convirtiéndose, en 2023, en la segunda fuente de energía de nuestra matriz, representando el 32% de la capacidad instalada. También, expandimos nuestras unidades de generación desde el norte grande -radicadas en las regiones de Arica y Parinacota y, principalmente, Antofagasta- hacia el sur, en la Región de Los Lagos.

Para el próximo quinquenio, 2023-2027, nuestro plan considera incorporar 1,4 GW para alcanzar los 2 GW de capacidad instalada en energías limpias, la reconversión de la Central IEM de carbón a gas, y la construcción de 1,3 GWh de sistemas de almacenamiento

de energía, Battery Energy Storage System (BESS), que nos permitirán asegurar el despacho de nuestra energía y contribuir a la seguridad del sistema. A partir de 2024, BESS Coya aportará con 638 MWh y a contar de 2025, BESS Tamaya con 419 MWh y BESS Capricornio con 264 MWh.

Al mismo tiempo, mientras crecemos, deberemos mantener un alto nivel de disponibilidad de nuestros activos de gas para satisfacer las necesidades de seguridad del sistema eléctrico.

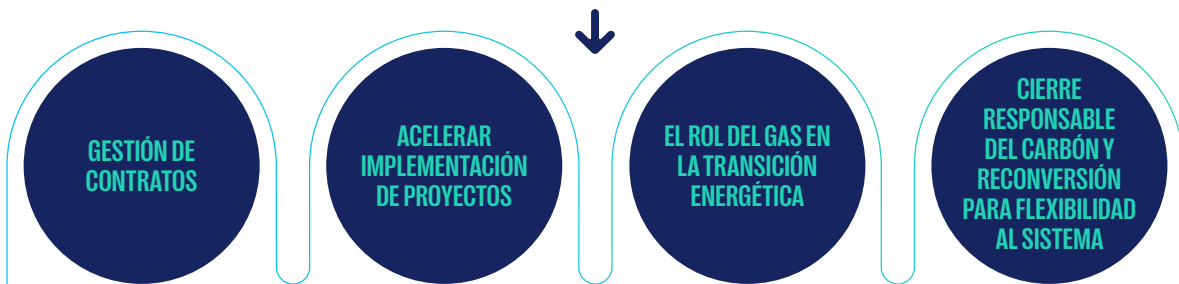
Para abordar estos desafíos y los que vendrán en el corto, mediano y largo plazo, la compañía convocó a profesionales de distintas áreas y

a asesores externos, para realizar un análisis estratégico sobre los requerimientos internos que necesitamos para cumplir con la hoja de ruta que trazamos, y también, sobre las condiciones que debe tener el nuevo mercado energético que se está configurando en Chile, para asegurar la sostenibilidad de la industria.

Del resultado de este trabajo, surgió nuestro nuevo Plan Estratégico Balance para el período 2023-2028, y también, propuestas sobre el modelo de mercado energético más adecuado a la nueva realidad del país y soluciones concretas para fortalecer la Transición Energética y así se logren los objetivos país.

PLAN ESTRATÉGICO BALANCE 2023-2028

Balancear la demanda con nuestra generación a través de:



CUATRO PUENTES PARA TRANSITAR A BALANCE



Feedback



Toma de decisión



Responsabilidad



Delegación

3.1.2 PLAN ESTRATÉGICO BALANCE

A través de nuestro Plan Estratégico Balance, buscamos mejorar nuestra competitividad de mediano-largo plazo en el margen de energía, aumentando nuestra capacidad de generación y minimizando el riesgo de nuestro portafolio, lo que se logra manteniendo un equilibrio entre la producción que generan nuestros activos y los compromisos de suministro que tenemos actualmente con nuestros clientes.



I. OBJETIVOS DE BALANCE

A través de Balance, la compañía busca lograr cuatro objetivos estratégicos, cada uno de ellos vinculado a iniciativas destinadas a cumplirlos. Estos son:

- 1 Acelerar la implementación de los proyectos de generación de energía renovable y transmisión**
 - Para el año 2027 proyectamos una nueva capacidad renovable de 1,4 GW: 0.9 GW de energía eólica, 0.3 GW de almacenamiento de energía con baterías (BESS) y 0.1 GW de energía solar fotovoltaica.
 - Utilizaremos el almacenamiento con baterías (BESS) y generación de gas durante la noche para hacer frente a la intermitencia y recorte de energía de fuentes renovables.
- 2 Potenciar nuestra infraestructura a gas**
 - En este ámbito, estamos adoptando iniciativas para asegurar el suministro de gas natural licuado (GNL) para la generación de gas en instalaciones propias y mediante acuerdos de peaje con otros productores.
 - Regasificación, transporte, generación y venta.



- 3 Gestión del Portafolio Responsable**
 - Definimos que la actividad de renovación de contratos se pospondrá hasta que se logre el equilibrio en la cartera en 2028.
 - También aumentamos los acuerdos de compra de energía (PPA) de respaldo de 3.3 TWh/año en 2023, frente a los 2.2 TWh/año en 2022.
 - Buscaremos un reequilibrio geográfico en cada una de las distintas zonas de la red chilena, para asegurar la nivelación entre oferta y demanda.
- 4 Excelencia operacional y flexibilidad en la salida del carbón**
 - Seguiremos impulsando una salida responsable del carbón.
 - Mantendremos altos niveles de disponibilidad de las unidades.
 - Trabajaremos en la reconversión a gas de algunas de las unidades a carbón.

3.1.3 CULTURA PARA APALANCAR NUESTRA ESTRATEGIA BALANCE

A nivel organizacional, alcanzar objetivos de Balance implica para nuestra organización desafíos adaptativos y cambios en nuestra forma de trabajar, especialmente en lo que concierne a una mayor capacidad de autogestión de los equipos y de los líderes. Nuestro propósito es que desde su ámbito de acción, las personas que trabajan en nuestra compañía orienten su accionar y toma de decisiones a los objetivos del negocio.

En esa línea, estamos impulsando cuatro conductas de trabajo elegidas desde nuestro marco referencial -EWOW (ENGIE WORK OF WORKING) y EWOL (ENGIE WAY OF LEADING)- y estas son: **Feedback, Responsabilidad, Toma de decisión y Delegación. Más información pág 98.**



I. NUEVA GERENCIA GEMS

También reforzamos nuestra estructura con la creación de la nueva Gerencia Global Energy Management & Sales (GEM), cuyo objetivo es construir una plataforma sostenible y exitosa para administrar, optimizar y reducir los riesgos de las actividades de gestión de energía de la compañía.

La nueva gerencia es un área transversal y tiene interacción con todas las áreas claves de la compañía. Entre sus objetivos está impulsar a nivel compañía la continuación de todo el trabajo que se hizo en 2023, con especial foco en implementar las distintas herramientas del grupo ENGIE en Chile y profundizar la gestión de datos y digitalización.

Dentro de las actividades que se están coordinando para la estrategia Balance destacan:

- Optimizar los márgenes del negocio.
- Gestionar los activos de ENGIE ENERGÍA Chile para mejorar sus resultados.
- Optimizar el abastecimiento de combustibles y asegurar su logística.
- Apoyar el reequilibrio de la cartera de la compañía, apuntando a reducir sus emisiones de carbono.
- Monitorear y reducir los riesgos a través de estrategias de cobertura innovadoras y acciones comerciales de última generación.
- Ser una fuerza impulsora detrás de las principales discusiones regulatorias del mercado.
- Apoyar la descarbonización de nuestros clientes (en particular en la industria minera).

3.1.4 PROPUESTAS PARA LA SOSTENIBILIDAD DEL SECTOR

Nuestro objetivo estratégico de alcanzar la Carbono Neutralidad al 2045, conlleva impulsar una Transición Energética en Chile asequible y confiable, y para eso es imprescindible fortalecer la seguridad del sistema. Con ese propósito elaboramos propuestas que pusimos a disposición de las autoridades y actores de la industria, para robustecer la sostenibilidad a nivel sistémico.

I. UN NUEVO MERCADO

El mercado energético chileno enfrenta desafíos inherentes a la descarbonización de su matriz eléctrica. La rápida penetración de las energías renovables, la eliminación gradual del carbón, los problemas para acelerar las necesarias inversiones en transmisión, el peso de la permisología y las características propias del país desencadenan problemas recurrentes - congestiones, altas tasas de reducción, alta volatilidad de los precios, y marcadas diferencias entre los precios de nudo, entre otras- que sólo son posibles de abordar con cambios estructurales en el diseño del mercado.

Desde esa premisa, realizamos un proceso reflexivo interno que contó con la participación de un equipo interdisciplinario integrado por profesionales de las distintas áreas de la compañía, consultores internos y externos. Este grupo se enfocó en la elaboración de un conjunto de propuestas para fortalecer las condiciones del mercado energético chileno, teniendo en cuenta tres fundamentos: mantener una transición energética asequible para los consumidores finales, garantizar la seguridad del sistema eléctrico en todo momento y alcanzar los objetivos del Plan de Descarbonización de Chile y del Grupo ENGIE.

Se contrataron estudios de los cuales surgieron importantes conclusiones en relación a: el rol que deberíamos otorgarle al gas natural en la transición, la estructura del mercado que necesitamos y la transmisión. A



partir de esta información preparamos propuestas, que compartimos con las asociaciones gremiales que integramos y también con las autoridades. Participamos activamente en el proceso de mesas de trabajo del Ministerio de Energía, que debería conducir a la hoja de ruta del gobierno para la descarbonización.

A) ASEGURAR LA SEGURIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO CON ACTIVOS FLEXIBLES

Le encargamos un estudio a la consultora Inodú, que proyectó que, en algunos escenarios, para reemplazar el carbón de manera segura y al mismo tiempo reducir las emisiones de gas de efecto invernadero (GEI); se necesitarán hasta 12 TWh al año de generación eléctrica a gas natural en el país. Por eso, se necesita una política específica que garantice que los activos de gas cumplan su función esencial de transitar hacia una matriz cero emisiones, y que

cuenten con una remuneración justa, manteniendo los incentivos actuales y, si es necesario, creando otros nuevos. Si bien las energías renovables, los BESS, los condensadores síncronos, la gestión de la demanda y los sistemas de transmisión, son indispensables, por ahora no pueden sustituir -en forma económicamente sostenible- la contribución del gas al sistema durante el proceso de descarbonización. Por eso, es indispensable tener de parte del gobierno una expresión clara sobre esta materia.

Otro tema crítico para la seguridad del sistema, es el almacenamiento de energía. Estamos liderando proyectos relevantes y una de las prioridades es contar con un reglamento de potencia que defina la remuneración de los sistemas de almacenamiento. Lo anterior puede ser complementado con incentivos regulatorios, financieros e incluso fiscales y legales para su aceleración. Por ejemplo, incentivar su participación en la prestación de los servicios complementarios.

B) MEJORAR LAS CONDICIONES DEL MERCADO ACTUAL PARA PREPARAR LA TRANSICIÓN A UN MERCADO BASADO EN OFERTAS

El ingreso rápido de las energías renovables conlleva un cambio en las condiciones del mercado energético. Actualmente opera bajo el modelo de costos auditados, que funciona para un mercado de generación hidrotermal, con un número limitado de actores. Sin embargo, en el futuro, las energías renovables serán las predominantes, el número de participantes también será superior, de manera que se requerirán nuevas tecnologías cuya incorporación será cada vez más compleja. Para poder abordar estas materias, lo más adecuado es transitar hacia un mercado de ofertas, en el cual se elimine la necesidad de auditar cada detalle y se proporcionen las herramientas para que cada operador gestione sus propios riesgos. Con el apoyo de la consultora Vinken, proponemos una transición gradual hacia 2030 con una primera etapa fundamental de mejora de las condiciones del mercado actual, incluyendo las condiciones de las licitaciones de DISCO, para mejorar la situación de los agentes del mercado, especialmente los proveedores de energía renovable.

C) ANTICIPAR LAS NECESIDADES DE TRANSMISIÓN

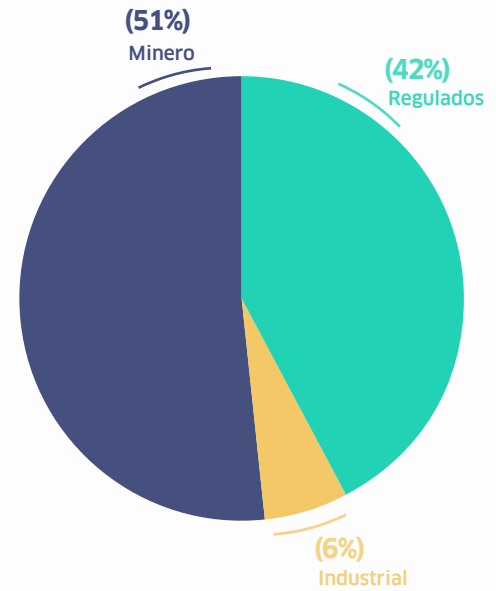
En relación a la transmisión, creemos que para reducir las restricciones y la volatilidad de los precios es necesario un sistema de transmisión más ágil y resiliente. Mejorar la anticipación, simplificar los permisos, implementar herramientas de flexibilidad y mitigación de riesgos en el corto plazo sin sustituir la necesaria construcción de líneas adicionales son las principales palancas que identificamos. En el mediano plazo, se deben crear las condiciones necesarias para tener y optimizar la planificación en transmisión y acelerar los procesos de tramitación de permiso.



CLIENTES

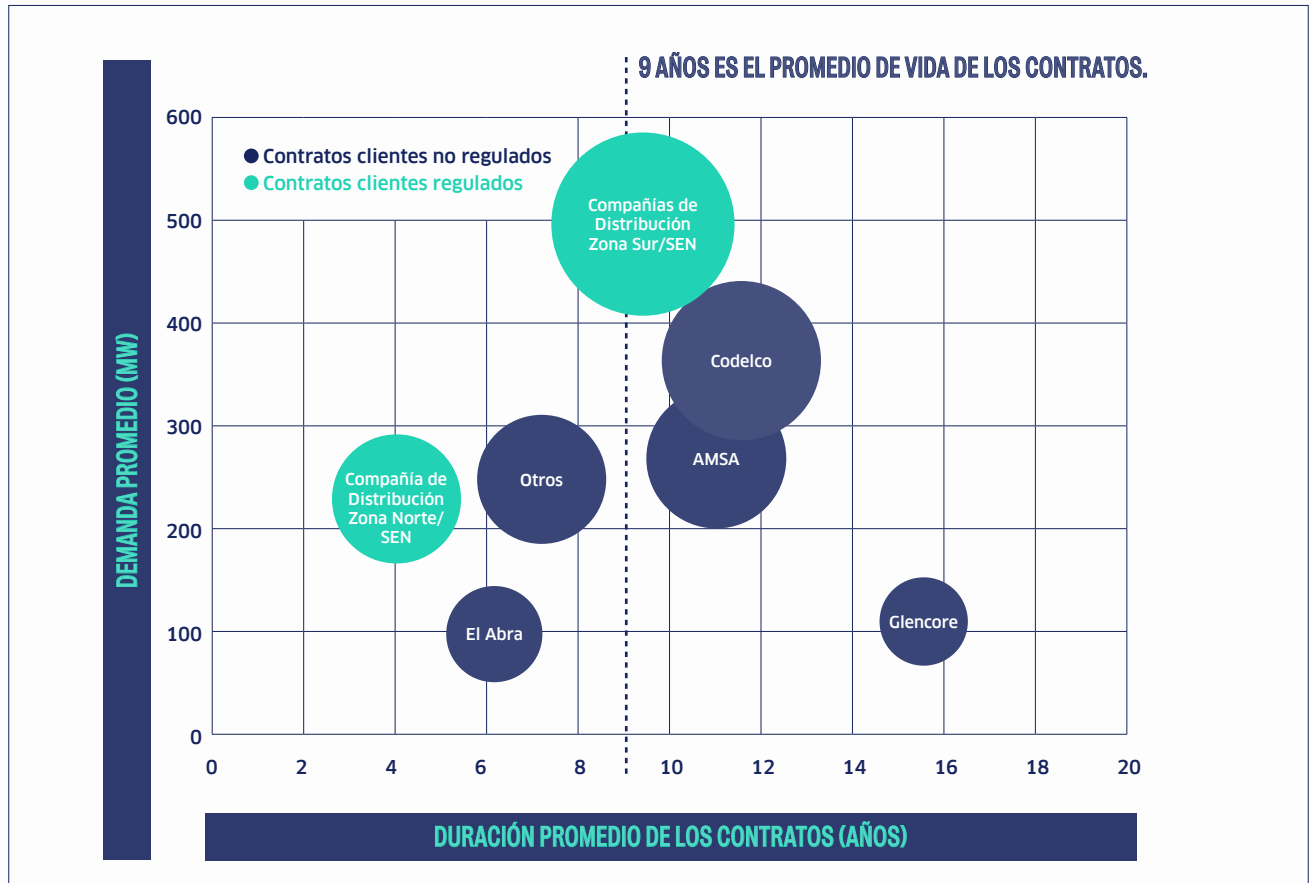
Nuestra estrategia comercial está centrada en la venta de energía a empresas de los sectores de la minería e industria (no regulados) y servicios (regulados), a través de relaciones de largo plazo.

Este desafío lo concretamos a través de contratos de largo plazo (PPA) que al cierre de 2023 ascendían a 12 TWh/ año, con una duración promedio de vida de 9 años. Los clientes regulados representaban el 42% del total de clientes, los mineros un 51% y los industriales un 6%.



Nuestros clientes principales son:

- CLIENTES REGULADOS:** CGE, Saesa, Enel.
- CLIENTES NO REGULADOS:** Codelco, Antofagasta Minerals, BHP Billiton, Glencore, CAP y Freeport- McMoRan.



3.1.5 FINANCIAMIENTO VERDE

Como parte de nuestro compromiso con desarrollar un negocio sostenible, procuramos tomar instrumentos de financiamiento que suponen mayores requerimientos en el ámbito social y ambiental, para costear nuestros activos de generación renovable.

Incurrimos en este tipo de instrumentos de deuda con el primer crédito verde del BID Invest para financiar el Parque Eólico Calama, que supuso una estructura crediticia que involucró compromisos de reducción de emisiones, planes de protección a la biodiversidad, fomento del empleo y emprendimiento local.

En esa misma línea, hemos suscrito otros créditos con criterios ESG: el más reciente es el que cerramos con la Corporación Financiera Internacional (IFC), miembro del Grupo del Banco Mundial. Se trata de un préstamo verde por MUSD 400 para financiar la expansión de nuestro portafolio

MUSD 945
Créditos Verdes



renovable y la implementación de nuestro sistema de almacenamiento BESS. Al igual que en el caso del BID Invest, este es el primer préstamo vinculado a la sostenibilidad que entrega IFC en el sector energético de Chile.

Los MUSD 400 que involucra la operación, consideran la siguiente estructura: la primera partida de MUSD 200 se entregó el 28 de julio de 2023 y estuvo compuesta por MUSD 114,5 aportados por inversionistas en el marco del programa de cartera de cofinanciamiento administrado por

IFC; MUSD 35,5 por ILX Fund, un inversionista centrado en los ODS y que integra el Programa de Préstamos B de IFC; y MUSD 50 provenientes del préstamo de DEG. Los MUSD 200 restantes se entregaron el 19 de diciembre del año en curso.

Al cierre de 2023, sumábamos MUSD 945 en préstamos verdes, equivalentes al 80% de los MUSD 1.184 invertidos en generación renovable a diciembre de 2023.



CRITERIOS ESG

El préstamo de IFC se estructuró en base a criterios ESG, entre los que se consideran el cierre o reconversión a gas de los restantes activos de generación de carbón de la empresa, lo que contribuye a mitigar el cambio climático al reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en más de 800.000 toneladas. También incorpora metas de capacidad instalada de energías renovables y aspectos de género, específicamente la incorporación de mujeres en cargos gerenciales.

INDICADORES DE SOSTENIBILIDAD VINCULADOS AL CRÉDITO

(INDICADORES AL CIERRE DE CADA AÑO)		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Desmantelamiento y conversión unidades de carbón.								
Capacidad bruta de producción de electricidad en base al carbón.	MW	1,334	1,334	1,066	1,066	1,066	732	-
Capacidad instalada de energías renovables								
Capacidad bruta de producción de electricidad en base energías renovables.	MW	156	301	750	740	875	1.200	1.250
Género (Alternativas potencial de KPIs)								
Mujeres en cargos gerenciales.	%	19%	21%	24%	27%	29%	30%	31%

OTROS FINANCIAMIENTOS VERDES QUE NOS HAN OTORGADO

2020	2022	2022	2023
Parque Eólico Calama	Expansión portafolio activos renovables	Parque Eólico San Pedro, Chiloé	Expansión portafolio activos renovables
↓	↓	↓	↓
MUSD 125	MUSD 250	MUSD 170	MUSD 400
TOTAL: MUSD 945			

3.1.6 PLANES DE INVERSIÓN



En 2023, los flujos de caja relacionados con actividades de inversión resultaron en un egreso de caja neto de MUSD 512,7, principalmente por MUSD 534,60

utilizados en inversiones en activos fijos, los que incluyen el proyecto de almacenamiento de energía BESS Coya y el Parque Eólico Lomas de Taltal, así como subestaciones de transmisión y mantenimientos mayores de activos de generación y transmisión.

En abril de este año, en tanto, anunciamos un plan de inversiones para inyectar 1,4 GW, por MUSD 1.800, monto que representa alrededor del 15% de la inversión global de la compañía en renovables proyectada de aquí a 2027. Para el periodo 2025-2027, estimamos una inversión del orden de MUSD 950 en proyectos de energía renovable.

PLANES DE INVERSIÓN PLAN DE DECARBONIZACIÓN

MUSD 422
Inversión ejecutada al 2023

MUSD 380
Inversión estimada 2024

MUSD 950
Inversión proyectada 2025-2027

MUSD 2.500
Inversión total aproximada para
2 GW renovables

CÓMO ACELERAMOS NUESTRAS INVERSIONES EN ENERGÍAS RENOVABLES

Nuestro plan considera alcanzar una capacidad instalada de 2 GW renovables, de los cuales 0,9 GW ya están operativos.

	0,9 GW En producción					0,5 GW En construcción	0,7 GW(*) En desarrollo
	2019	2020	2021	2022	2023	2024 (e)	2025-2027 (e)
MW en operaciones	46	82	265	369	139	459	700
Eólicos	48 MW Monte redondo		151 MW Calama	101 MW San Pedro		343 GW Lomas de Taltal	
Solares PV	46 MWac Los Loros Andacollo		114 MWac Tamaya	268 MWac Coya Capricornio			
Agua		34 MW Laja					
Baterías					139 MW Bess Coya	116 MW Bess Tamaya y Capricornio	
CAPEX (MUSD) y Adquisiciones	64	202	171	325	422	380	950

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

I. HORIZONTE DE TIEMPO Y ACTIVOS

A la hora de considerar la vida útil de los activos e infraestructura de la compañía es necesario 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 se extiende entre 10 y 14 años, están conformados por sistemas de control. Finalmente, entre los activos de corto plazo -de 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



3.1.7 ESTRATEGIA DIGITAL



ESTRATEGIA DIGITAL

Objetivo Estratégico	Acciones	Metas 2023
ASEGURAR LA CONTINUIDAD OPERACIONAL DEL NEGOCIO	Mejorar disponibilidad de servicios críticos	<ul style="list-style-type: none"> • > %99,95%
	Fortalecer el awareness en ciberseguridad de los colaboradores	<ul style="list-style-type: none"> • 100% colaboradores certificados con el curso mandatorio definido por el Grupo
INDUSTRIALIZACIÓN DE LOS PROCESOS	Proyecto SEZAME - Plataforma de Gestión del Capital Humano	<ul style="list-style-type: none"> • Proyecto 100% de acuerdo a plan avance físico y financiero
GENERAR VALOR VÍA DATA/DIGITAL	Tener un portafolio de proyectos digitales	<ul style="list-style-type: none"> • Eficiencia (HH) > 2.906hh • Ahorro KUSD > KUSD250

La transformación digital ha jugado un rol fundamental en el desarrollo de nuestra compañía. Por eso, muy tempranamente, diseñamos una estrategia digital en dirección a asegurar la continuidad operacional de la compañía y generar valor al negocio a través de la estandarización de los procesos y vía la incorporación y/o adopción de tecnología digital. En esa dirección, nuestra gestión Digital&IT generó un nivel de eficiencia de 3.300 Horas Humanas (HH) y un ahorro de KUSD525.

En materia de inversiones, durante este 2023, se destinaron KUSD 735 equivalente al 18% del presupuesto para CAPEX digital de la empresa y KUSD 717 equivalentes al 12% del presupuesto para continuidad operacional (OPEX), con el objetivo de fortalecer la seguridad de los activos estratégicos, como nuestros parques renovables y subestaciones.

I. PRINCIPALES AVANCES EN 2023

Durante este ejercicio desarrollamos iniciativas en el marco de nuestros pilares estratégicos:

- Asegurar continuidad operacional del negocio.** Nos enfocamos en darle mayor confiabilidad y seguridad IT a la operación de los activos y en el acceso a los servicios digitales, a través del cumplimiento del Framework ICS y de la Política Ciberseguridad del Grupo.
- Avanzar en la industrialización del negocio.** Estandarizamos los procesos a través de la adopción e implementación de plataformas corporativas del Grupo.
- Aportar desde la digitalización & data a la excelencia operacional.** Con ese foco, automatizamos procesos a través

de soluciones RPA (Robotic Process Automation), Inteligencia Artificial +IoT y analítica de data en los diferentes procesos de la compañía.

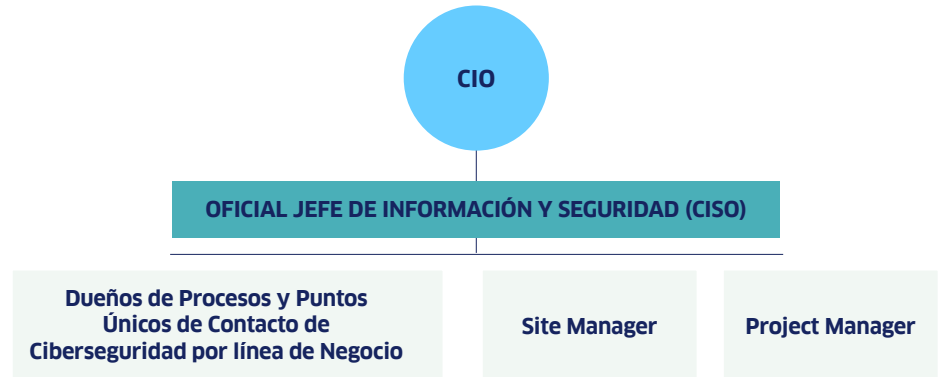
- Fortalecer la cultura One Engie IT.** En este ámbito, consolidamos la célula industrial IT, que es una instancia conformada por un equipo polifuncional que se entrenó en las diferentes temáticas y estándares de la IT industrial. También, implementamos el modelo IT Business Partner (asesores) para cada una de nuestras unidades de negocio, sitios y proyectos, con el objetivo de alinear la estrategia IT/Digital con los requerimientos de la compañía, a través de un relacionamiento permanente con las unidades de negocio.

II. CIBERSEGURIDAD

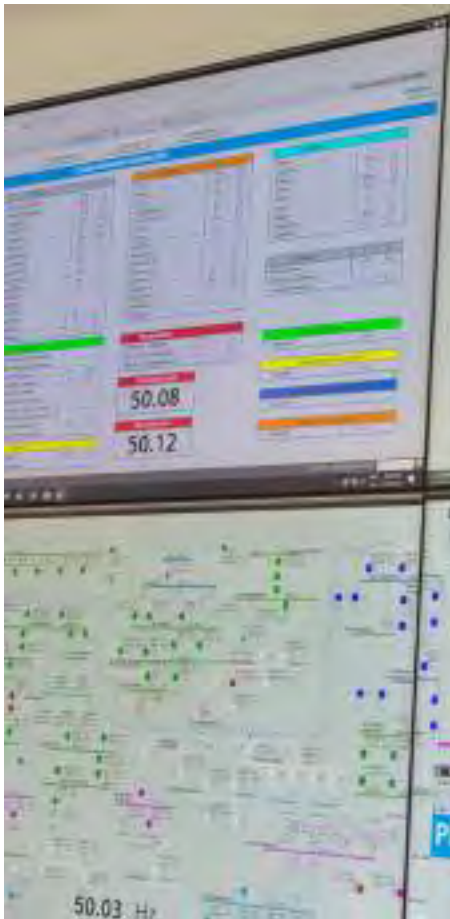
La gestión de nuestra ciberseguridad se enmarca en un esfuerzo global del Grupo ENGIE que nos entrega lineamientos a partir de su Política de Ciberseguridad y la Política de Protección de Datos que se lanzó en marzo de este 2023.

Contamos con una gobernanza que está conformada por un Comité de Ciberseguridad, encargado de monitorear y controlar el avance de la implementación de los controles del Framework ICS (Industrial Control Systems) para gestionar nuestros riesgos. Está integrado por el Oficial Jefe de Información y Seguridad (CISO), por Puntos Únicos de Contacto de Ciberseguridad (asesores) para cada unidad de negocio (GBU), Site Manager (gestores de sitios) y Project Manager.

COMITÉ DE CIBERSEGURIDAD



Sesiona de manera mensual y entre sus funciones está el envío de un reporte con el grado de cumplimiento del Framework ICS a los gerentes corporativos, líderes de área y dueños de procesos. Además, se incluye una minuta que muestra el avance y cumplimiento de la ciberseguridad.



I. MAPA DE RIESGOS

Nuestros principales riesgos en materia de ciberseguridad son: phishing (suplantación de identidad), ransomware (secuestro de datos) y pérdida de información, que están integrados en el modelo de Gestión de Riesgos de la compañía, Enterprise Risk Management (ERM).

Para mitigar estos riesgos, este año realizamos las siguientes acciones:

- Lanzamos campañas de phishing a nivel grupo y local, con el objetivo de fortalecer el compromiso de los colaboradores. En esta oportunidad, incorporamos a nuestros proveedores en este esfuerzo comunicacional. Aquellos proveedores que acumularon tres o más fallas debieron realizar un curso de phishing adhoc durante el mes de octubre.
- Cláusulas a proveedores. En 2023 ajustamos las cláusulas de ciberseguridad TI - OT en todos los contratos.
- Realizamos dos ejercicios de ataques externos a nuestros servicios y plataformas (PENTEST plataforma SAP-HEC y PENTEST) para monitorear nuestro grado de vulnerabilidad y así implementar o fortalecer controles.
- Testeamos los planes de recuperación de desastres en sistemas críticos, realizando pruebas en los servicios SAP, SCADAS y Dominio ENGIE Chile .
- Realizamos el assessment, de la norma ISO 27.001 con el objetivo de mitigar el riesgo de pérdida de información durante el Q4 del 2023. Este ejercicio nos permitió definir un plan para lograr la certificación de la norma ISO 27001 para el 2024. Durante el año 2023, no hemos recibido ataques ni pérdidas de información.
- Realizamos dos auditorías: una interna (Peer Reviews) para la Central Térmica Mejillones, que contó con la participación de colaboradores de otros países, y otra externa, realizada por LABORELEC, para el Centro de Control de Renovables en Santiago.

III. FOCOS 2024

Los principales focos para el 2024 a nivel de ciberseguridad son:

- 1 Obtener la Certificación ISO 27001.
- 2 Lograr el cumplimiento Framework ICS para sitios sensitivos y estándares.

A nivel de industrialización y estandarización de procesos a nivel de Grupo son los siguientes:

- 1 Implementar el Piloto One Safety Tool en nuestra unidad de negocio GBU Flexible Generation & Retail o FlexGen y luego hacer un escalamiento al restos de las unidades de negocios.
- 2 Implementar el proyecto Anticipación-GET (Global Enterprise Transformation). Esta iniciativa del Grupo ENGIE tiene por objetivo que cada país avance en forma autónoma en la limpieza de data y documentación de los procesos. De esta forma podemos estar mejor preparados al momento de comenzar con Proyecto GET.

- 3 Avanzar con el plan de adopción de la Política de Datos Personales.
- 4 A nivel de data & digital, avanzar en los focos estratégicos definidos por el equipo ejecutivo de la compañía para el periodo 2024-2025.
- 5 En innovación Digital, generar valor al negocio a través de la incorporación de Inteligencia Artificial Generativa (IAGen), explorando a través de casos de usos, su potencial en la optimización de los procesos, automatización, eficiencia y cambios en la forma en como operamos.

A nivel data & digital:

- 1 Avanzar con el plan de adopción Política de Datos Personales.
- 2 A nivel de data & digital, avanzar en los focos estratégicos definidos por el equipo ejecutivo de la compañía para el periodo 2024-2025.
- 3 En innovación Digital, generar valor al negocio a través de la incorporación de Inteligencia Artificial Generativa (IAGen),

explorando a través de casos de usos, su potencial en la optimización de los procesos, automatización, eficiencia y cambios en la forma en como operamos.

A nivel de One Engie IT:

- 1 Consolidar los roles de IT Business Partner.

POLÍTICA DE DATOS

Con el objeto de pretender asegurar el debido cumplimiento de las normas y regulaciones relacionadas con los datos personales, y con el propósito de ayudar a proteger de una manera eficiente los datos personales de trabajadores, clientes, contratistas, proveedores, en marzo del 2023 lanzamos nuestra Política de Datos Personales definida por el Grupo.

Se creó la instancia DATAFRIEND, una comunidad compuesta por diferentes áreas que trabajan con datos.

En una primera etapa realizamos una evaluación para identificar nuestro cumplimiento en siete pilares, en la que obtuvimos nivel de cumplimiento promedio del 64%: Governance, Organization & Management (un 57%), Data Security y Data Privacy (100%), Compliance & Ethics (89%), Access, Sharing & Storage (60%), Data Usage & Value Creation (100%), Data Culture & Literacy (60%), Technical Ecosystems Guidelines (50%).

Definimos un plan de adopción para el 2023 - 2025 que nos permitió cerrar este 2023 con un 77% de cumplimiento, que seguiremos aumentando hasta llegar al 100%.

INNOVACIÓN

La innovación y mejora continua juegan un rol importante en la estrategia de la compañía. Aportan a la excelencia operacional y superación 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.

Adicionalmente, participamos 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 con la estrategia.

3.2 DESEMPEÑO DEL NEGOCIO

3.2.1 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.



I. FUNCIONAMIENTO DEL SECTOR

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 a mínimo costo, preservando la seguridad del servicio. Para ello, el CEN planifica y ejecuta la operación del sistema, incluyendo el cálculo de costo marginal horario, precio al cual se valoran las transferencias de energía entre generadores, con la decisión de producción de cada empresa supeditada al plan 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 comercializado con otros generadores al costo marginal.

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

Adicionalmente, los precios traspasables a clientes regulados continúan estabilizados en torno a sus niveles fijados en 2019 por el Mecanismo Transitorio de Estabilización establecido en la Ley N° 21.185 y el Mecanismo de Protección al Cliente establecido en la Ley N° 21.472.



I. Regulación 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. **Ambas incentivan el uso de las Energías Renovables No Convencionales (ERNNC).** El principal aspecto de estas normas es que obligan a los generadores a que al menos un 5% de su energía comercializada provenga de estas fuentes 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 después del 1 de julio de 2013, la obligación aludida será del 5% al año 2013, con incrementos del 1% a partir del año 2014 y hasta llegar al 12% el año 2020, y aumentos del 1,5% a partir del año 2021, hasta alcanzar el 18% el año 2024, y un incremento del 2% al año 2025 para llegar al 20% ese mismo año.



II. Regulación Transmisión

De acuerdo con la Ley N° 20.936 del año 2016 **se definieron cuatro 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 cuestionados 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 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 (minerías, grandes consumos) o una central generadora al Sistema Nacional o algún Sistema Zonal.

El mayor cambio legislativo de los últimos años para el sector Transmisión corresponde a la Ley N° 20.936 (modificación a la Ley General de Servicios Eléctricos), la cual definió la estructura actual del sistema (Transmisión Nacional, Zonal, Dedicado y Polos de Desarrollo) y las condiciones bajo las cuales se define la expansión del Sistema de Transmisión.

En el ámbito técnico, la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio establece las condiciones para los criterios de operación y seguridad. Existen anexos y reglamentos que detallan aquellas variables que no estén definidas en la ley o en la norma técnica.

II. AGENDA 2023

Procesos regulados

Procesos de valorización de la

Transmisión: El Decreto Supremo 7T de 2022 del Ministerio de Energía -que fija la valorización de las instalaciones de transmisión nacional, zonal y de las instalaciones de transmisión dedicada utilizadas por clientes regulados (Valor anual de la Transmisión por Tramo - VATT) para el cuatrienio 2020-2023- fue publicado el 16 de febrero de 2023. Para los tramos de ENGIE, el VATT alcanza los 17,8 MMUSD, lo que será complementado por el resultado del proceso de valorización inter-periodo, en curso, donde se analizan aquellas instalaciones que no fueron consideradas en el respectivo proceso cuatrienal.

Cabe destacar que el proceso cuatrienal 2024-2027 ya está en curso, con la aplicación del Sistema de Calificación de Instalaciones.

Plan de Expansión de Transmisión

2022. Anualmente, la CNE 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, para Polos de Desarrollo, Transmisión Zonal y Dedicados, que utilizan concesionarias de servicio público de distribución para el suministro de usuarios sometidos a regulación de precios, o necesarias para entregar dicho suministro, según corresponda. El 15 de diciembre de 2023 fue publicado el plan de expansión 2022, el cual consideró 42 obras, con una inversión referencial de MUSD 1.053. Por su parte, el plan de expansión correspondiente al año 2023 ya se encuentra en curso.

Licitación de suministro para clientes regulados 2023.

A través de la RE CNE N°284 emitida el 7 de julio de 2023, la CNE aprobó las Bases Definitivas de Licitación Pública Nacional e Internacional para el Suministro de Energía y Potencia Eléctrica destinadas a abastecer las necesidades de los clientes sujetos a regulación de precios, conocidas como Licitación Suministro 2023/01. Estas bases han experimentado diversas modificaciones y la más reciente se relaciona con el Programa de Licitación, que fijó la presentación de las ofertas para abril de 2024.

DECRETOS

Decreto de racionamiento. En el contexto de estrechez energética que se venía arrastrando de años anteriores, el MEN realizó 2 modificaciones al DS N° 51 del 2021, que establece medidas preventivas. Se completaron dos años bajo este mecanismo, que estuvo vigente hasta 30 de septiembre de 2023.

Decreto 16T de 2022 del Ministerio de Energía.

El 12 de abril de 2023 se publicó el Decreto 16T que fijó los precios de nudo promedio para el segundo semestre de 2022, dando inicio a la implementación del mecanismo de protección al cliente establecido en la Ley 21.472.

Decreto Supremo 7T de 2022 del

Ministerio de Energía. El 16 de febrero de 2023 se publicó el Decreto 7T que fija el valor anual de las instalaciones de transmisión nacional, zonal y de las de transmisión dedicada utilizadas por parte de los usuarios sometidos a regulación de precios, lo que dio inicio a la aplicación de las tarifas del cuatrienio 2020-2023.

NORMAS TÉCNICAS

Norma Técnica de Coordinación y Operación: capítulo sobre Declaración de Costos Variables. El objetivo de este capítulo de la norma, publicado el 27 de junio de 2023, es establecer las disposiciones aplicables a las declaraciones de costos que cada coordinado debe presentar al CEN, tanto para sus Unidades Generadoras Térmicas como para sus Recursos Gestionables, según corresponda. Se regulan también las funciones, obligaciones y atribuciones del Coordinador, para resguardar la completitud, trazabilidad y veracidad de la información proporcionada por los coordinados en las declaraciones de costos mediante los procesos de verificación de declaraciones y auditorías.

PROYECTOS DE LEY

Proyecto de Ley de Promoción de la Transición Energética.

A finales de 2022, el MEN anunció 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, ingresado al Senado el 10 de julio de 2023, se enfoca en el segmento transmisión como elemento clave para la transición energética y continúa en discusión.

Proyecto de Ley de Normalización

Tarifaria. Considerando las demoras del mecanismo establecido en la Ley N° 21.472 y sus efectos en los clientes y en las empresas, en octubre del 2023 el MEN y la Comisión de Minería y Energía del Senado firman acuerdo de trabajo legislativo considerando tres pilares fundamentales: (i) introducir mejoras al mecanismo de estabilización de precios de electricidad, (ii) la normalización gradual de las tarifas de distribución y (iii) el pago de las deudas contraídas mediante los mecanismos de estabilización de las leyes N° 21.185 y N° 21.472. Con fecha 16 de enero de 2024, el proyecto de ley fue ingresado en el Senado para su discusión.



DISCUSIONES NORMATIVAS

Reglamento de Potencia (DS62/2006).

En el 2020 el MEN inició un proceso de revisión del mercado de la potencia con el fin de discutir la definición del concepto de suficiencia en un escenario de mayor penetración de energías renovables variables. Para esto, el MEN generó distintas instancias con actores del sector y el 30 de noviembre de 2023 ingresó a la CGR el Decreto N° 70 de 2023 con su propuesta de cambios al Reglamento de Potencia vigente.

Anteproyecto Norma de Emisión de Ruido para Fuentes Fijas, DS 38/11 del MMA.

Hasta el 6 de julio de 2023 estuvo abierta la consulta pública del Anteproyecto de la Norma de Emisión de Ruido para Fuentes Fijas. El objetivo de revisión del D.S. N° 38/11 del MMA se basa en generar una norma que permita dar mayor certeza técnica y jurídica a su implementación y ampliar las posibilidades de control de ruido de fuentes fijas. En este sentido, las modificaciones desarrolladas se enfocan en clarificar y explicitar criterios y conceptos que actualmente se

consideran en la aplicación de la norma vigente. También se plantean cambios a los métodos que determinan el nivel de emisión de ruido, así como al método que define el límite en zona rural, entre otros.

Anteproyecto Norma de emisión para centrales termoeléctricas, DS 13/11 del MMA.

Hasta el 14 de septiembre de 2023 estuvo abierto el proceso de consulta pública del Anteproyecto de la Norma de emisión para centrales termoeléctricas. El objetivo de la revisión del D.S. N° 13/11 del MMA es fijar nuevos estándares para controlar las emisiones al aire de elementos contaminantes.

Plan de Descarbonización. El Ministerio de Energía, con apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), está impulsando la construcción de una hoja de ruta para la descarbonización de nuestra matriz eléctrica, instancia que incluye la visión de diversos actores del sector con el objetivo de habilitar la reducción progresiva de las emisiones

del sector eléctrico. Para ello, durante el primer semestre del 2023 se inició un trabajo técnico de revisión de estudios y análisis en torno a la descarbonización, elaborados por distintos actores. En él se identificaron y clasificaron aspectos de consenso y disenso, siendo este Plan de Descarbonización especialmente relevante para generar un debate y alcanzar acuerdos en torno a tales disensos, mediante la creación de espacios de diálogo con la sociedad civil, academia, consultores y expertos, gremios, empresas involucradas e instituciones públicas. En este contexto, en agosto de 2023 el MEN presentó un calendario de sesiones de trabajo agrupadas en tres pilares fundamentales, que se desarrollarán durante 2024: (i) modernización de la red y el mercado eléctrico e infraestructura, (ii) reconversión termoeléctrica y combustibles de transición, y (iii) transición energética justa y comunidades.

3.2.2 DESEMPEÑO DEL NEGOCIO



I. ENTORNO DEL NEGOCIO

Condiciones macro y sectoriales. Durante el 2023, el sector eléctrico se ha recuperado gradualmente de las consecuencias de la guerra entre Rusia y Ucrania. En comparación con 2022, los combustibles disminuyeron su precio en torno al 50%, en promedio, lo cual se vio reflejado en una baja en los costos marginales. Respecto de estos últimos, en las barras de Crucero, Quillota y Charrúa se redujeron, en promedio para 2023, en un 22% respecto al año anterior, llegando a un valor de 79 USD/MWh. Por otro lado, el costo marginal de Puerto Montt llegó a 102 USD/MWh en promedio, un 46% menor que los valores del 2022. A partir de junio de 2023 se presentaron intensos periodos de precipitaciones, los cuales aumentaron la generación hidráulica e influyeron en una disminución del costo marginal del sistema.

Desacople y transmisión. A pesar de la baja en los costos marginales del sistema, se han presentado saturaciones en líneas de transmisión de la zona norte del país, debido a la gran disponibilidad del recurso renovable. Esta situación se conoce como desacople y se agudiza por la falta de líneas de transmisión para inyectar la generación. En algunos nodos se observaron momentos de alta congestión, en los cuales no fue posible conectar unidades renovables. De forma adicional, hubo desacoples en la zona de la Araucanía debido a la congestión de la línea Cautín-Ciruelos en los momentos de altas temperaturas y alta demanda en la zona.

Condiciones regulatorias. Desde el mundo regulatorio, la aplicación de ciertas políticas públicas de estabilización de precios está afectando la liquidez que necesita el sistema para materializar las inversiones requeridas por la Transición Energética. Entre otras, destaca el Mecanismo de Estabilización de Precios (PEC) y los retrasos en la implementación del Mecanismo Transitorio de Protección al Cliente (MPC).

PRINCIPALES RESULTADOS EN 2023

MUSD **2.193**
INGRESOS OPERACIONES



MUSD **403**
EBITDA



18,4%
MARGEN EBITDA



MUSD **(411)**
RESULTADO DEL EJERCICIO



12.072 GWh
VENTA DE ENERGÍA



5.493 GWh
GENERACIÓN NETA DE ENERGÍA



3.626 GWh
COMPRAS DE ENERGÍA AL MERCADO SPOT



3.289 GWh
COMPRAS DE ENERGÍA BAJO CONTRATO



II. PRINCIPALES RESULTADOS 2023

Los ingresos operacionales de la compañía alcanzaron los MUSD 2.193 en 2023, un 14% superior respecto del año anterior, debido a la recuperación de la demanda de clientes regulados y mayores precios promedio de la energía vendida, resultado del alza en los indexadores del precio de la energía.

El EBITDA del año 2023 llegó a los MUSD 403, un aumento de MUSD 214 en comparación con el año anterior. Esto se debió principalmente al incremento de los ingresos operacionales, que superó al incremento en los costos de suministro.

El resultado neto del año fue una pérdida de MUSD 411. Este se vio influido por impactos no recurrentes en el cuarto trimestre, explicados por el reconocimiento del deterioro en el valor contable de los activos de generación, a raíz del proceso de descarbonización llevado a cabo por la compañía. Excluyendo estos efectos, el resultado neto en 2023 habría sido una utilidad de MUSD 80,1.

La generación bruta de electricidad disminuyó un 7% con respecto al año 2022, especialmente por la reducción de la generación en base a carbón, ocasionada principalmente por la falla de la planta IEM entre febrero y mayo de 2023, así como por un menor despacho por orden de mérito de centrales carboneras a partir de agosto, debido al mayor aporte de la hidroelectricidad y generación con gas argentino. La producción en base a gas aumentó en un 89%, lo que compensó la baja en generación con carbón ya mencionada y permitió contar con generación disponible en horas punta durante el primer semestre de 2023, en que se mantuvo la extrema sequía que afectaba al país con escaso aporte de producción hidráulica. La generación renovable se incrementó en 531 GWh (47%), producto del inicio de la operación comercial del Parque Fotovoltaico Coya en el primer trimestre de 2023 y la compra de los parques eólicos San Pedro I y II en diciembre de 2022.

III. PEC

En 2023, la empresa monetizó los primeros tramos de documentos de pago emitidos por la Tesorería General de la República, conforme a la segunda Ley de Estabilización de Precios a Clientes Regulados (ley MPC o "PEC-2"), bajo los mecanismos acordados con el Banco Interamericano de Desarrollo. Los fondos provenientes de las tres primeras monetizaciones alcanzaron un valor de MUSD 232,1, incluyendo intereses. La compañía espera recibir alrededor de MUSD 40 durante el transcurso de 2024, bajo el programa PEC-2, y más de MUSD 250 adicionales, de aprobarse e implementarse los mecanismos de un tercer programa de precios estabilizados. Estos recursos están ayudando a (i) recomponer la liquidez afectada desde 2020 por los mecanismos de estabilización de precios, (ii) financiar las inversiones requeridas para la transición energética y (iii) extender el perfil de vencimientos de la deuda.



3.2.3 GENERACIÓN TÉRMICA

Una parte fundamental de la estrategia de nuestra compañía es mantener la alta disponibilidad de nuestro parque térmico y adaptarnos a una operación más variable debido a la creciente penetración de las energías renovables, bajo el estricto cumplimiento de las metas que nos hemos propuesto en materia de seguridad laboral.



I. ALTOS NIVELES DE DISPONIBILIDAD

En el año 2023, nuestros activos de generación térmica han mantenido niveles de disponibilidad por encima del promedio del mercado chileno y mejorado con respecto a años anteriores, lo que nos deja en una posición ventajosa al momento de ser requeridos por el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Llegar a este punto ha sido posible debido a un trabajo persistente y de excelencia de nuestra unidad de negocios GBU Flex Gen&Retail, principalmente, porque la transformación de la matriz energética del país, en su estado actual, les está demandando a los portafolios térmicos una gestión altamente exigida, que requiere de ciclos intensos de operación flexible que incluso superan sus condiciones de diseño. Por ejemplo, la generación de nuestros ciclos combinados a gas fue el doble de lo presupuestado, lo que nos ha permitido desempeñar un papel clave en la seguridad del sistema y en

la contención de los precios durante el primer semestre. Lograr con éxito los niveles demandados ha sido posible gracias a los esfuerzos de las personas que trabajan en las áreas de Operaciones y Mantenimiento.

Otro aspecto relevante en términos de continuidad y fiabilidad, es el aporte de la ciberseguridad. Durante este ejercicio, gestionamos la aplicación de los lineamientos que aseguran la no vulnerabilidad de nuestros sistemas de control, contribuyendo así con el cumplimiento por encima de 95% de los métodos establecidos en la política de ciberseguridad en sistemas industriales de ENGIE, lo que representa una mejora con respecto a los años anteriores.

También durante este 2023, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) implementó la Norma Chilena ISO 55001 en materia de gestión de activos, la que, por cierto, está

alineada con la estrategia que iniciamos en 2021 para optimizar la gestión operacional y de mantenimiento del portafolio térmico, en preparación para la transición energética.

Adicionalmente, la unidad de negocios GBU Flex Gen&Retail contribuyó con 12 MUSD en ahorros recurrentes por eficiencia operacional, provisión de servicios complementarios, optimización de consumos de combustibles e insumos para el control de emisiones, que se suman a los 30 MUSD logrados en 2022.

A) MANTENIMIENTO Y FALLAS

En cuanto a mantenimiento y fallas, en el primer trimestre de 2023, nuestra Central IEM registró un daño eléctrico significativo en su transformador auxiliar, lo que conllevó 111 días de indisponibilidad forzosa. Los esfuerzos de reparación, liderados por el equipo de Operaciones y Mantenimiento en el sitio Mejillones, permitieron reducir este plazo en varios meses.

En el transcurso de este ejercicio, llevamos a cabo 12 mantenimientos con detención programada de unidades en la totalidad de los activos del portafolio térmico.

B) PREVENCIÓN DE RIESGOS

En relación con la prevención de riesgos, concluimos la evaluación de la gestión de prevención de riesgos de nuestros activos, realizada por la consultora independiente GRC de seguros, y obtuvimos el mejor resultado en los 12 años de auditoría anual. Puerto Andino logró mejorar en comparación con la evaluación realizada en 2022.

II. CUMPLIMOS UN AÑO SIN ACCIDENTES CON TIEMPO PERDIDO

Reforzamos las iniciativas para seguir fortaleciendo nuestra cultura de seguridad. En octubre celebramos un año sin accidentes con tiempo perdido. En Mejillones, donde se encuentran nuestras principales unidades de generación térmica, completamos dos años sin incidentes.

Nuestro Índice de Seguridad mostró resultados muy positivos, cumpliendo con las metas globales establecidas que el Grupo ENGIE tiene en esta materia. En la misma línea, en noviembre, la Mutual Chilena de Seguridad nos comunicó que la empresa fue reconocida y calificada como una organización destacada en salud y seguridad, de acuerdo a la evaluación del Decreto Supremo 67. Como resultado, se nos aprobó una reducción del 100% en la cotización adicional actual, la que disminuyó del 0,34% al 0%. Entre las acciones que estamos aplicando para incentivar una actividad segura se incluyen: el programa de Caminatas de Seguridad, reuniones mensuales con contratistas para abordar y mejorar aspectos relacionados, la implementación de One Safety, un programa de alcance global del Grupo ENGIE que ha movilizó a miles de gerentes, jefes y supervisores en todo el mundo, para transformar nuestra cultura en esta materia y eliminar los accidentes graves y fatales.



- **El rol del gas en la transición energética:** estamos trabajando en distintas inversiones para fortalecer y extender la vida de nuestros ciclos combinados, incluidas acciones para minimizar las fallas frente a los frecuentes ciclajes de las unidades y así asegurar el suministro eléctrico en momentos de escasez (estacional o diaria).
- **Implementación de nuevos proyectos de almacenamiento:** actualmente estamos desarrollando los proyectos BESS Tocopilla (~110 MW) y en otros sitios operativos y definiendo otras alternativas para seguir creciendo en este segmento. Este año se aprobaron diversas iniciativas en los sitios de Tocopilla y Mejillones, en particular el proyecto de Condensadores Síncronos

(Mejillones y Tocopilla) y el plan de extracción y venta de agua salada en Mejillones. Para abordar esta robusta lista de programas de reconversiones, BESS y otros, se incorporaron 10 profesionales.

- **Gestión de portafolio y puentes para Balance:** es claro que la salida del carbón y la irrupción de nuevas tecnologías, como BESS, nos exigen adaptarnos a un negocio eléctrico relativamente distinto. Este escenario le demanda a la unidad de negocio GBU FlexGen contar con equipos para la implementación de los proyectos y conservar nuestras competencias operacionales y de mantenimiento. Ese será el principal desafío en términos de formación de equipos para el 2024.

➔ NUESTROS DESAFÍOS 2024

Seguiremos enfocados en la excelencia operacional, cumpliendo los KPI en EFOF (*Equivalent Forced Outage Factor*) y la disponibilidad total, así como también en los indicadores de seguridad. Además, estaremos trabajando en la reconversión de IEM y de las unidades CTM1/2 a gas natural y condensadores síncronos, para mantener los calendarios de implementación en tiempo y forma.



III. PLAN DE DESCARBONIZACIÓN

Nuestro Plan de Descarbonización comenzó en 2018, en el Complejo Térmico de Tocopilla, donde se concentraban las unidades a carbón más antiguas de la compañía y que ya no están operativas. Ahora, el desafío se traslada al Complejo Térmico en Mejillones, donde se ubican nuestras unidades de generación térmica.

En diciembre, le comunicamos a la Comisión Nacional de Energía (CNE) la reconversión a gas natural de la central IEM y la desconexión de las unidades a carbón 1 y 2 del Complejo Térmico de Mejillones (CTM).

Tenemos previsto que IEM comience a operar en base a gas en julio de 2026 y con ese objetivo diseñamos un plan de trabajo que considera comenzar con las obras menores, que se pueden ejecutar mientras la unidad esté en funciones, en 2024. Las obras principales, en tanto, se iniciarán el 1 de enero del año 2026, una vez que la unidad esté desconectada. A nivel compañía, esta menor generación será compensada con la entrada en

vigencia de nuevos parques renovables y la contratación de PPAs de back-up.

En relación a las unidades CTM1 y CTM2, estamos participando en la licitación de los condensadores sincrónicos, que, de adjudicárnosla, nos permitiría darles continuidad a estas unidades y, especialmente, a los colaboradores que trabajan en ellas. De no prosperar, seguiremos avanzando en nuestro plan hacia la desconexión.

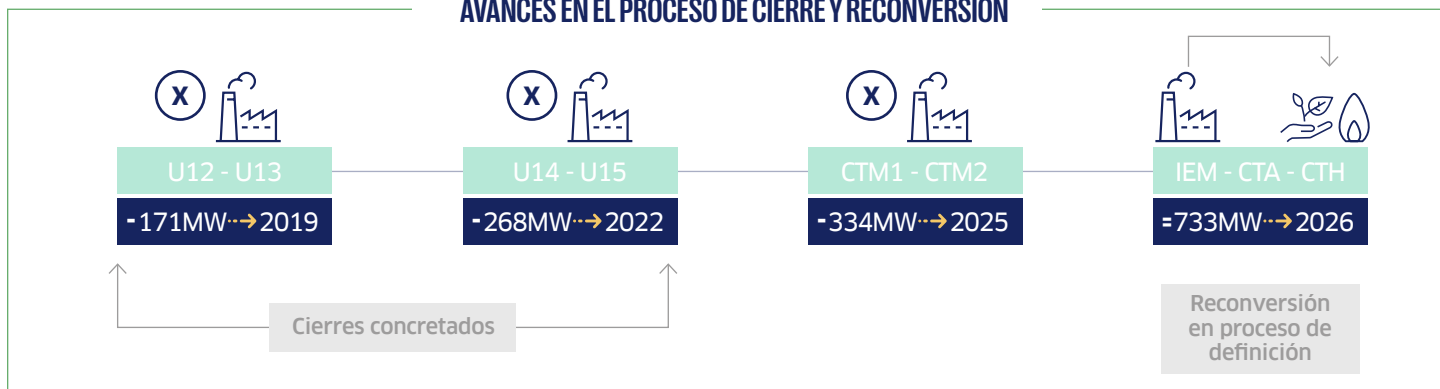
Por otra parte, la Unidad 16 es un activo crucial en el proceso de transición energética de la empresa y de la matriz energética del país. Lleva 23 años operando y tiene una vida útil prevista de 25 años que queremos extender, y para eso decidimos explorar las opciones disponibles. Aprobamos una inversión de MUSD 60 que ejecutaremos en junio-septiembre de 2024 y que nos permitirá obtener 40 MW adicionales de capacidad de generación, además de elevar la eficiencia de la unidad en una configuración ciclo combinado.

IV. TRANSICIÓN JUSTA

Conscientes de las externalidades sociales que implica el cierre de las unidades de carbón, tempranamente convocamos a 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.

Así surge nuestro Plan de Transición Justa, que implementamos en Tocopilla y que extenderemos hacia Mejillones. En 2023 constituimos un grupo de trabajo multidisciplinario integrado por la gerencia del sitio, las gerencias de Comunicaciones Externas, Sostenibilidad y Comunidades, y de Recursos Humanos; así como también de las otras GBU, que se enfocó en el diseño de un mapa de trabajo, se identificaron impactos y mecanismos de mitigación, considerando los escenarios posibles del Plan de Descarbonización, con el propósito de anticiparnos y entregar tranquilidad a las personas que trabajan en estas unidades.

AVANCES EN EL PROCESO DE CIERRE Y RECONVERSIÓN



3.2.4 GENERACIÓN RENOVABLE

Al cierre de 2023, la capacidad instalada de la compañía en generación renovable alcanzaba a 0,9 GW, lo que representa un 40% de los 2 GW que proyectamos tener hacia el año 2027. El objetivo es acelerar nuestras inversiones en energías renovables y para eso diseñamos una estrategia que contempla el desarrollo propio y la compra de proyectos. Eso implicó fortalecer la capacidad interna en la evaluación de proyectos e incorporar consultores expertos que nos permitan avanzar en la implementación de esta estrategia con un riesgo controlado.

I. PRINCIPALES AVANCES 2023

Actualmente, contamos con tres proyectos en construcción y, adicionalmente, en 2023 presentamos cinco iniciativas al sistema de evaluación ambiental. Entre ellos se cuenta el proyecto eólico más grande que estamos construyendo, Parque Eólico Lomas de Taltal, con 342 MW. Al cierre de 2023, su estado de avance era de un 46%, con el primer aerogenerador ya montado, lo que constituye un hito relevante considerando los problemas de logística existentes en la región.

Entre los hitos más relevantes del año se incluye lograr anticipar la energización y término de nuestro primer proyecto de almacenamiento de energía, BESS Coya, el de mayor capacidad de almacenamiento en Sudamérica. El arranque operacional BESS Coya, junto con el Parque Fotovoltaico (PV) COYA, tiene una especial relevancia, porque contribuirá en la seguridad y estabilidad del sistema nacional, aportará a los resultados de la compañía y permitirá demostrar nuestra capacidad de ejecutar inversiones de gran escala en este tipo de proyectos.

Este año tuvimos que administrar el crecimiento de nuestra gestión de activos renovables, con la incorporación de los parques eólicos San Pedro I y II, Coya y el Parque Fotovoltaico (PV) Capricornio.

Dado el incremento significativo de nuestra cobertura geográfica y planificación estratégica, duplicamos el equipo de personas que conforma la unidad de negocio GBU Renewables. Los incrementos se focalizaron en el área de implementación, que tiene el desafío de gestionar seis proyectos de inversión en paralelo en una modalidad multipackage. También estamos anticipando el crecimiento del área de Operaciones y Mantenimiento y Gestión de Activos, para hacer frente al nuevo volumen de proyectos y distribución geográfica de los activos.



➔ DESAFÍOS 2024

Nuestros esfuerzos se enfocarán en cerrar el desarrollo de 850 GW de proyectos, los cuales deben tener un perfil sólido, tanto respecto de sus riesgos de implementación y operación, como de su rentabilidad esperada. Con ese propósito, este año tenemos previsto energizar el Parque Eólico Lomas de Taltal y esperamos mejorar de forma significativa la disponibilidad operativa de nuestros activos eólicos.

Adicionalmente, esperamos tomar la decisión de inversión del Parque Libélula este 2024 y avanzar en los proyectos de Pemuco y Pampa Filadelfia.

PROYECTOS OPERATIVOS

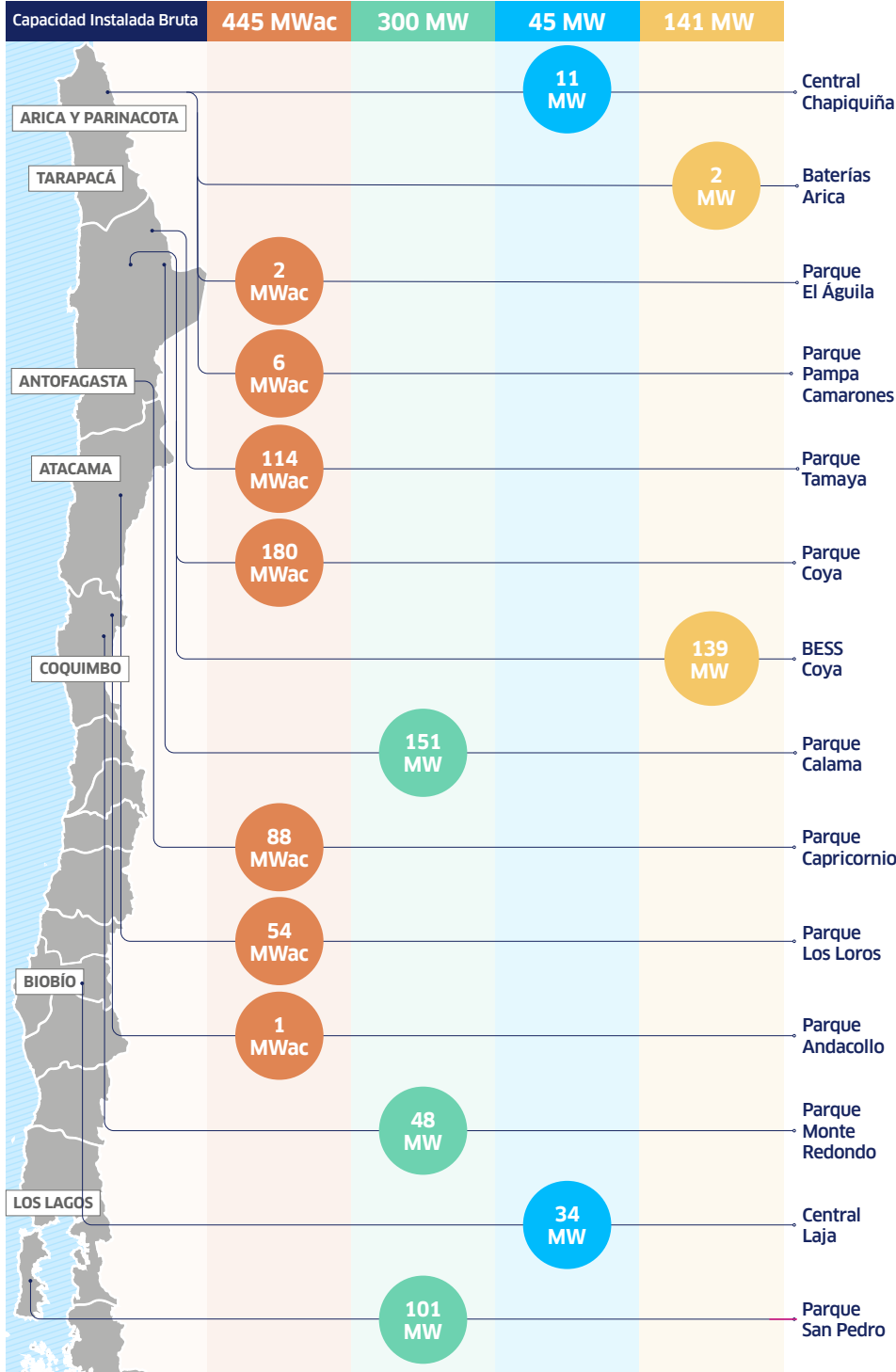
0,9 GW

ENERGÍA SOLAR

ENERGÍA EÓLICA

ENERGÍA HIDRAÚLICA

BESS (BATERÍAS)



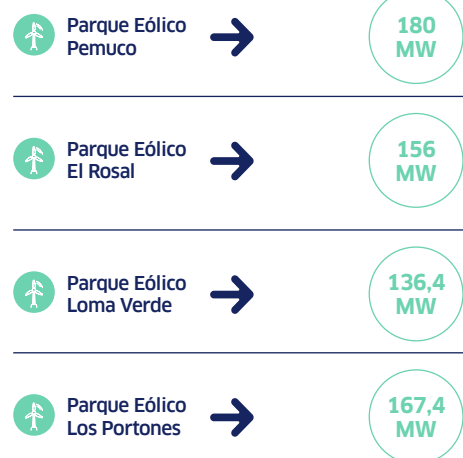
PROYECTOS EN CONSTRUCCIÓN



PROYECTOS CON RESOLUCIÓN DE CALIFICACIÓN AMBIENTAL (RCA) APROBADA



PROYECTOS PRESENTADOS PARA EVALUACIÓN AMBIENTAL



3.2.5 TRANSMISIÓN

Nuestra unidad de negocios GBU Networks participa activamente en las licitaciones públicas del Plan Nacional de Expansión del Sistema de Transmisión del Ministerio de Energía, al igual que en la entrega de servicios de transmisión privados para las empresas que así lo requieran, como es el caso de la minería y del sector industrial, principalmente.

En 2023 nos enfocamos en la ejecución de los proyectos de transmisión, cuya operación nos adjudicamos en las licitaciones públicas. Cabe recordar que la construcción de las obras del Plan Nacional son licitadas públicamente, de manera separada. No obstante, nos encargamos de reforzar con las empresas constructoras la importancia del cumplimiento de los plazos de entrega planificados, dada la importancia que tiene el sistema de transmisión para llevar la energía eléctrica descarbonizada a los consumidores. Al cierre de 2023, gestionábamos el desarrollo de 14 proyectos.

I. PRINCIPALES AVANCES 2023

- **Energizamos las instalaciones del Tap-Off de la empresa Albemarle.**

El Tap-Off es una conexión cuyo arranque se efectúa desde una línea de transmisión para el retiro o suministro de energía. Este proyecto, que concluimos a fines de marzo, permitió a la empresa Albemarle suministrar de energía sus procesos.

- **Iniciamos la construcción de la Subestación Roncacho.** Este proyecto, ubicado en la Región de Arica y Parinacota, es parte del Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional del Ministerio de Energía y

considera una subestación seccionadora en la línea 1x220 kV Nueva Pozo Almonte - Parinacota, en un terreno de poco más de 3 hectáreas. La construcción contempla un periodo aproximado de 12 meses y requerirá de más 100 personas en las obras. La inversión estimada es de MUSD 8.5, lo que incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como comunicaciones, tele protecciones, Scada, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra, pruebas de nuevos equipos, entre otras. En abril se iniciaron las obras y en junio se hizo la ceremonia de primera piedra con la autoridad local. Su vida útil es de 30 años.

- **Ampliación de la nueva Subestación Desalant.** Este año obtuvimos la aprobación ambiental, de la nueva Subestación Desalant (110/6,3 kV) que permitirá suministrar energía a la ampliación de la Planta Desaladora Norte de Aguas de Antofagasta. En particular, la nueva subestación utilizará tecnología GIS y una configuración en barra simple con cuatro paños: tres paños para la conexión de la Planta Desaladora Norte, en particular con tres transformadores, y un paño de línea en cable aislado (110 kV) hacia el Tap-Off de la subestación.





• Normalización de la Subestación

Vitor. Este proyecto forma parte de un acuerdo con Pampa Camarones, el primer proyecto cuprífero que se desarrolla en la Región de Arica y Parinacota, con quien tenemos un contrato de suministro de energía verde certificada de hasta 45 GWh/año a nivel nacional por 20 años. Adicionalmente, suscribimos un segundo contrato que contempla el pago de un peaje por el uso de las instalaciones de transmisión en el tramo 1, Subestación Vitor, para alimentar su faena minera ubicada en la comuna de Camarones, región de Arica y Parinacota.

• **Subestación La Ligua.** Este 2023 obtuvimos la aprobación de la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) para la construcción de la nueva subestación ubicada en la comuna de La Ligua, Región de Valparaíso, y que permitirá el seccionamiento de las Líneas 2x220 kV Nogales – Los Vilos y 1x110 kV Quínquimo – Cabildo. El proyecto contempla una inversión de MUSD24.

• **Subestación y Línea Totihue.** Este año comenzamos con el proceso de participación ciudadana con las comunidades aledañas al proyecto que construiremos en esa zona y que contempla la Subestación Seccionadora Totihue (220/66 kv), ubicada en la comuna de Rengo, y la línea de transmisión (66 kv), que unirá las subestaciones Totihue y Rosario, en la Región de O'Higgins. Una vez finalizadas, las obras se conectarán al Sistema Eléctrico Nacional, lo que permitirá robustecer y aumentar la confiabilidad del sistema de subtransmisión. Su desarrollo e implementación contempla una inversión referencial de MUSD20.

• Línea Nueva Chuquicamata - Calama.

Este año iniciamos este proyecto que contempla el tendido del segundo circuito Línea 2x220 kV Nueva Chuquicamata – Calama. Con una inversión de MUSD6,5, la iniciativa consiste en el tendido del segundo circuito de la Línea 2x220 kV Nueva Chuquicamata – Calama entre las subestaciones que dan nombre a la línea de transmisión. Además, considera la construcción de los paños correspondientes al segundo circuito en cada subestación.

➔ DESAFÍOS 2024

Para 2024, nuestro foco estará en la puesta en servicio en los plazos comprometidos en la Subestación Roncacho y la Subestación Liqcau -que significa mujer en Kunza-, que es la antigua Nueva La Negra.

También estaremos a la espera de la licitación de los condensadores síncronos por parte del Coordinador Eléctrico Nacional.



TRANSMISIÓN EN CIFRAS

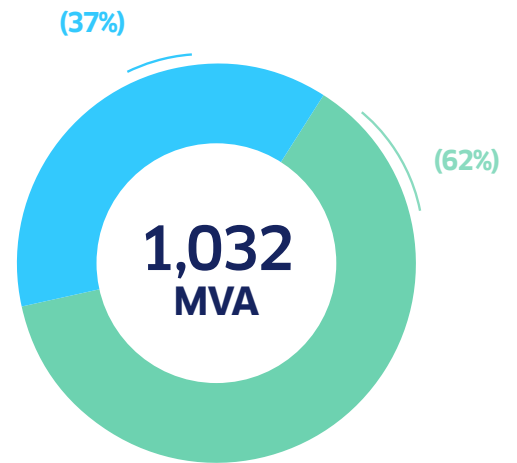
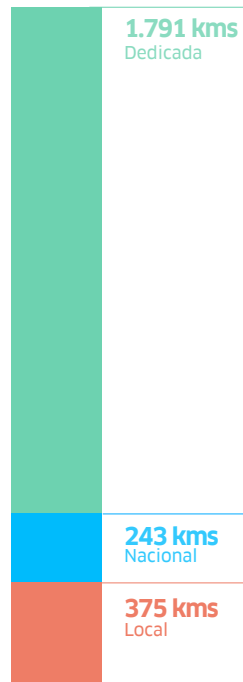
PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO DE TRANSMISIÓN



2.409 KMS
líneas de transmisión

32
subestaciones

50%
TEN



20
Subestaciones de Generación

12
Subestaciones de Transmisión



NUEVOS PROYECTOS

**Subestación
Liqcau
(ex la Negra)**

COD: 2024



**Subestación
Roncacho**

COD: 2024



**Subestación
seccionadora
La Ligua**

COD: 2025



**Subestación
+ Línea de
Transmisión
Totihue**



AMPLIACIÓN DE PROYECTOS

**Segundo Circuito
LT Nueva
Chuquicamata**

COD: 2024



**Línea Charrúa
- Temuco**

COD: 2025



**Subestación
Pozo Almonte**

COD: TBD



**Subestación
Dolores**



**Subestación
Tamarugal**



CONTRATOS BOOT

Albermarle

Ampliación S.E Tap-Off Oeste
y Línea Tap-off Oeste Salar.

COD: 2023

Subestación Algarrobal
Construcción paño COX
Energy

COD: 2024

**Ampliación
Subestación Desalant**

COD: 2024

3.2.6 GASODUCTO Y PUERTOS

I. GASODUCTO

Nuestro Gasoducto NorAndino tiene una longitud de 1.060 km: 680 km están desplazados por territorio chileno, bajo la gestión de la sociedad Gasoducto Nor Andino SpA, y los 380 Km restantes se encuentran en territorio argentino y su gestión está a cargo de Gasoducto NorAndino Argentina S.A. Ambas sociedades son 100% filiales de nuestra compañía. El ducto nace en la Estación Pichanal, ubicado en el noroeste de Argentina, y culmina en la Región de Antofagasta. Cuenta con un derecho de vía permanente de 15 metros en Chile y 30 metros en Argentina. Su elevación máxima es de 4,950 metros sobre el nivel del mar y sus principales puntos de distribución en la parte chilena son Tocopilla, Mejillones y Coloso, al sur de Antofagasta.

En 2023, gasoducto NorAndino vuelve a importar gas en firme desde Argentina, después de 14 años. La operación comercial se produce tras los acuerdos comerciales llevados a cabo por ENGIE Chile y dos empresas productoras de gas natural con sede en Argentina, con quienes ENGIE en julio de este año suscribió contratos de suministro de gas natural.

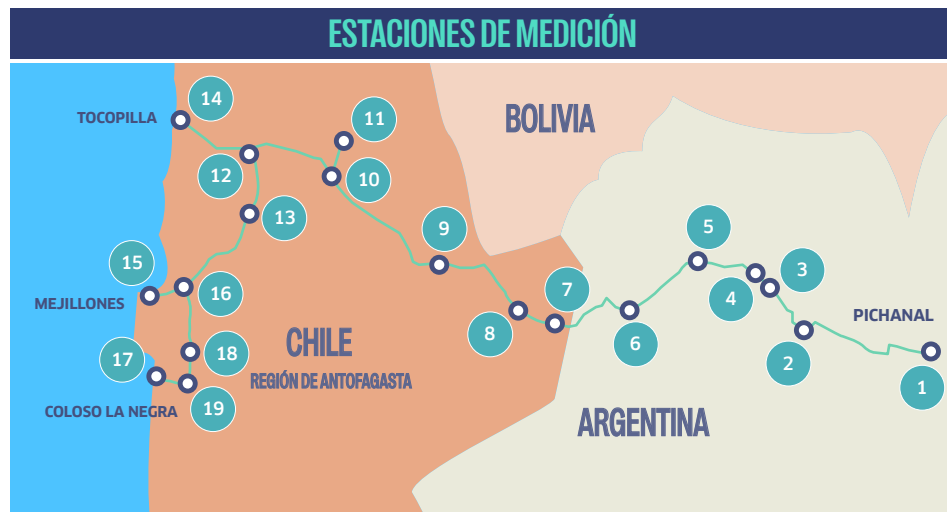
El acuerdo consiste en dos contratos que juntos totalizan un envío de 400.000 m³ por día, desde octubre 2023. El gas se traerá desde la Cuenca Austral, utilizando la infraestructura de Transportadora de Gas del Sur S.A. y de Transportadora de Gas del Norte S.A.

CAPACIDAD MÁXIMA DE TRANSPORTE



4,6

millones de metros cúbicos por día.



1 Pichanal: estación de medición

2 Humahuaca: punto de conexión

3 Tres Cruces: estación de compresión

4 Minera Aguilar: punto de conexión

5 Gasnor La Quiaca:

6 Minera Pirquitas: punto de conexión

7 El Rosal: estación de medición

8 Estación de Medición de Frontera: estación de medición.

9 San Pedro de Atacama: punto de conexión

10 Nueva Calama: punto de conexión

11 Chuquicamata: punto de conexión

12 María Elena: punto de conexión

13 Pedro de Valdivia: punto de conexión

14 Tocopilla: punto de conexión

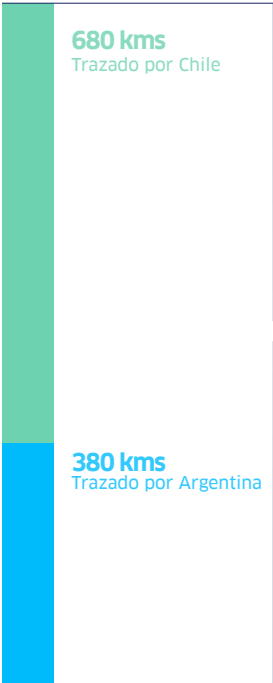
15 Mejillones: punto de conexión

16 Moly Cop: punto de conexión

17 GNLM: punto de conexión con GNL Mejillones

18 Salar del Carmen: punto de conexión

19 La Negra: punto de conexión



La importación de gas desde Argentina, totaliza un envío de 400.000 m³ por día

GESTIÓN PORTUARIA

En 2023 entró en vigencia el acuerdo comercial firmado por Puerto Ventanas (PVSA), a través de su filial Puerto Abierto S.A (PASA), con ENGIE Chile, que consiste en que PASA será el encargado del desarrollo, operación y comercialización de Puerto Andino -histórico puerto de ENGIE en la bahía de Mejillones- durante los próximos años.

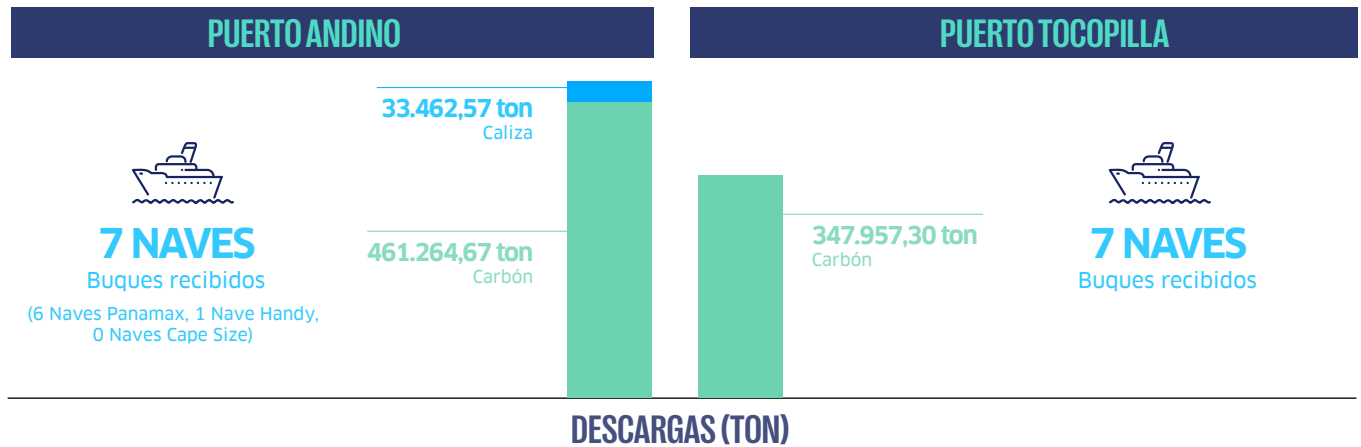
La alianza estratégica busca potenciar el desarrollo de Puerto Andino y ampliar la oferta en Mejillones y la

región, donde se proyecta una alta demanda de servicios portuarios dado el desarrollo de proyectos mineros y otras industrias en la zona, lo cual generaría nuevas opciones de empleo en el futuro..

El 3 de abril de 2023, PASA suscribió con SQM su primer contrato de descarga a través de Puerto Andino. Esta operación permitirá empezar a operar y desarrollar negocios, específicamente en temas de recepción, carga, descarga,

transferencia y almacenamiento de cargas de terceros. De esta forma, el puerto podrá seguir funcionando de manera responsable junto con las comunidades, dando nuevos usos a los activos de la compañía y extendiendo la vida de los mismos, lo que se convierte en una gran oportunidad de desarrollo para la Bahía de Mejillones.

Al cierre de 2023, la actividad portuaria registró los siguientes movimientos:





PARQUE EÓLICO CALAMA

UBICACIÓN

Región de Antofagasta

151 MW

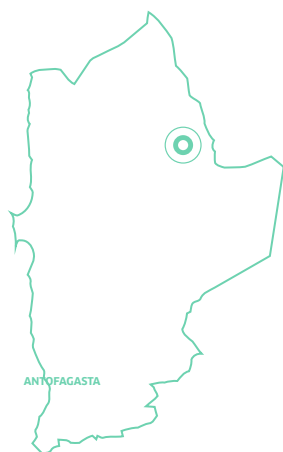
Capacidad instalada

36

Aérogeneradores

ALCANCE

Inyecta aproximadamente **450 GWh** al Sistema Nacional Eléctrico





PERSONAS

4.1 Salud y Seguridad en el Trabajo / **4.2** Gestión de Personas
4.3 Relacionamiento con Comunidades / **4.4** Gestión de Proveedores

4.1 SALUD Y SEGURIDAD EN EL TRABAJO

Brindar entornos laborales seguros para todas las personas que trabajan en ENGIE es un objetivo transversal en la compañía y el Grupo ENGIE. Contamos con un Sistema Integrado de Gestión de Salud y Seguridad en el Trabajo y un plan de acción anual en el cual los ejecutivos de la empresa juegan un rol primordial en la sensibilización y con su ejemplo.

Tenemos metas e indicadores de gestión que son monitoreados desde Balance Scorecard y también por nuestra CEO, dado que la Gerencia de Seguridad Laboral es su reporte directo.

4.1.1 SISTEMA DE GESTIÓN INTEGRADO DE SALUD Y SEGURIDAD (+SIMPLE)



Cumplimos un año sin registrar ningún accidente con tiempo perdido.

Nuestro quehacer en materia de seguridad laboral y salud ocupacional se rige por un Sistema de Gestión Integrado de Salud y Seguridad (+Simple) - basado en la norma 9001, ISO 14001, ISO 45001, ISO 55001, ISO 27001 e ISO 37001- y que está formalizado en nuestra Política de Sistema Integrado +Simple: Calidad, Medioambiente, Ética, Seguridad y Salud en el Trabajo, Gestión de Activos y Seguridad de la Información.

Los elementos centrales de nuestro sistema de gestión de salud y seguridad son los Esenciales de Seguridad, que son las directrices que seguimos y que deben ser aplicadas por todos los colaboradores y contratistas de ENGIE a nivel global, ya que de eso depende el éxito de nuestra gestión.

Fruto de un trabajo permanente, en 2023 conquistamos importantes logros: entre ellos, cumplimos un año sin registrar ningún accidente con tiempo perdido en los sitios operativos y en los proyectos que están en construcción. Este hito se vio realizado con la última evaluación de siniestralidad que nos aplicó el sistema de mutualidades, de acuerdo al Decreto Supremo N°67. Los resultados que obtuvimos nos permitieron rebajar nuestra cotización adicional al mínimo establecido en el marco legal, equivalente a un 0.0%. Nuestros contratistas, tanto de Operación, Mantenimiento y Construcción, tampoco registraron Accidentes con Tiempo Perdido.

ESENCIALES DE SEGURIDAD

Ninguna vida en Riesgo

Prevenir accidentes graves y mortales

ESENCIALES DE SEGURIDAD

- Conozco y aplico las 9 Reglas que Salvan Vidas.
- Detengo el trabajo que considero inseguro. Doy la alerta y solo reanudamos el trabajo cuando las condiciones son seguras.
- Aplico el **Minuto que Salva Vidas**. Una última comprobación antes de empezar el trabajo ya que puede haber nuevos riesgos.
- Me aseguro de **velar** por mi propia seguridad y por la de todos.
- Informo de eventos e incidentes** para prevenir y evitar que un día ocurra lo peor.

4.1.2 CULTURA ONE SAFETY

Fortalecimos nuestra gestión en 2023 con la adopción del programa ENGIE One Safety Culture (EOSC), a través del cual el Grupo ENGIE busca fortalecer su compromiso con erradicar los accidentes graves y mortales en todas sus operaciones en el mundo.

ONE Safety se propuso iniciar una transformación cultural en seguridad, que abarca a todas las personas que trabajan en sus instalaciones, incluidos los colaboradores de empresas proveedoras y contratistas. Para alcanzar sus objetivos, el programa considera los siguientes aspectos:

1. Promover la cultura de la seguridad.
2. Gobernanza y organización en seguridad.
3. Reglas, normas, informes y herramientas.
4. Auditorias in situ y acompañamiento.
5. Personal de salud y seguridad.
6. Contratistas y proyectos.
7. Comunicación y gestión del cambio.

En esa dirección, en 2023 comenzamos con la implementación de las acciones prioritarias que debemos impulsar y que definimos a partir de una evaluación de nuestra cultura de seguridad, realizada en 2022.



I. LIDERAZGO EN SEGURIDAD

Entre las iniciativas que impulsamos están los Rituales de Gestión de la Seguridad, que constituyen la piedra angular del programa EOSC, en los cuales los líderes de la compañía juegan un rol primordial.

Consisten en cinco actividades que son ejecutadas, sistemáticamente, por los gerentes de la compañía y líderes en terreno, quienes promueven la seguridad como un valor fundamental con los equipos de trabajo y entregan los lineamientos necesarios para obtener un desempeño de excelencia en seguridad.

Para potenciar la cultura One Safety, en 2023 decidimos desarrollar la competencia de liderazgo en seguridad en nuestros líderes, con el propósito de potenciar el impacto de sus acciones en los Rituales de Gestión de la Seguridad.





RITUALES DE SEGURIDAD QUE CADA LÍDER DEBE APLICAR EN SUS RESPECTIVOS CLÚSTER OPERACIONALES

Ritual	Descripción	Objetivos
1 Visita Gerencial de Seguridad	<p>Se trata de la visita de un líder a un sitio operacional, donde debe establecer un diálogo respecto de la importancia de la seguridad en las labores que los colaboradores están realizando. No es una inspección ni una auditoría, es un acto de liderazgo para demostrar cuán relevante es la seguridad para la compañía.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Mejorar las habilidades de observación de los gerentes. • Sensibilizar a los operadores a través del debate. • Mostrar ejemplaridad de la línea gerencial y su compromiso con el trabajo seguro.
2 Chequeo de Reglas que Salvan Vidas	<p>Consiste en una inspección que deben efectuar los líderes -de la operatividad de las 9 reglas que salvan vidas- en cualquier actividad cotidiana de la compañía. Lo que buscamos es que adviertan si está presente una de nuestras nueve reglas y puedan analizarla en el momento con los colaboradores, a fin de conocer su comprensión y los cuidados que asumen.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Garantizar que se adoptan comportamientos seguros en las actividades diarias mediante directrices de seguridad. • Promover las mejores prácticas.
3 Caminata de Seguridad con Contratistas	<p>Este ritual consiste en una caminata de seguridad encabezada por los líderes de la empresa en conjunto con los principales responsables de las empresas contratistas que trabajan en nuestras instalaciones. El propósito es que busquen, en colaboración, alternativas para mejorar el desempeño en seguridad y que también puedan reconocer a aquellas empresas que tienen buenas prácticas.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Sensibilizar a los contratistas sobre nuestros principales riesgos y cultura de la seguridad. • Mostrar la importancia primordial de la seguridad para ENGIE. • Implicar a nuestros subcontratistas en prácticas seguras
4 Revisión del Desempeño	<p>Los líderes deben analizar la información recolectada en los rituales de campo con el objetivo de entregar las directrices de mejora, o bien poner atención a lo que la data recogida muestra en materia de tendencias, fortalezas y debilidades, estableciendo planes de acción para elevar el nivel o mantener las prácticas de trabajo.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Garantizar que la dirección de la seguridad se convierta en una rutina clave para el equipo directivo. • Garantizar que las observaciones sobre el terreno se tengan en cuenta y se actúe en consecuencia. • Centrarse en los principales riesgos.
5 Diálogos de Seguridad (Toolbox Talk)	<p>A través de este ritual se proponen los temas de mejora o aprendizajes, para que los líderes, de manera regular, puedan establecer un diálogo con sus colaboradores con el fin de debatir temas claves en la prevención de accidentes graves y fatales.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Compartir y debatir de forma abierta y transparente los temas claves relacionados con la prevención de accidentes graves o mortales específicos del ámbito de la entidad. • Garantizar que se plantean cuestiones e innovaciones sobre el terreno.

Si bien en nuestra compañía no tuvimos accidentes con tiempo perdido, a nivel del Grupo ENGIE sí hubo fatalidades y las abordamos localmente. Realizamos una actividad que denominamos la Parada de Seguridad, que implica la detención total de las actividades en toda la empresa, a la misma hora, para hacer una reflexión de seguridad y de las reglas que salvan vidas. Esta actividad se llevó a cabo en todas las instalaciones, incluidos los proyectos de construcción y plantas en operación, con personal propio y de las empresas contratistas.



Realizamos una actividad que denominamos la Parada de Seguridad.

II. NUEVOS REQUISITOS PARA LOS CONTRATISTAS

También en el marco de One Safety, este año actualizamos e implementamos la Regla del Grupo N°02 sobre Salud y Seguridad para Contratistas y Subcontratistas.

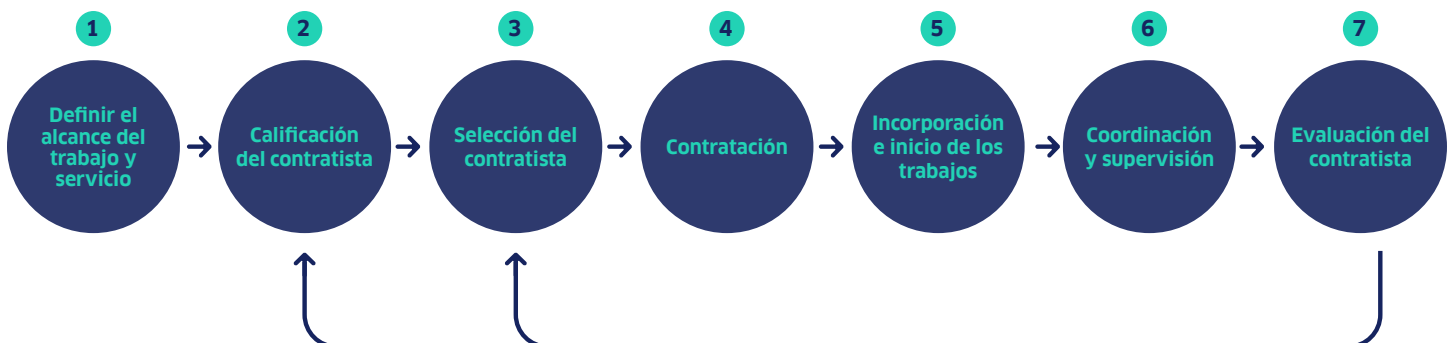
Como parte de esta revisión realizamos los siguientes adecuaciones:

- **Incorporamos siete nuevos pasos** para la selección y gestión de contratistas.
- **Reforzamos los requisitos contractuales** para contratistas.
- **Actualizamos los límites en el nivel de contratación** para garantizar el control de ENGIE sobre los contratos y subcontratos.



Además, los objetivos de esta regla son establecer los requisitos mínimos para los aspectos de salud y seguridad asociados a cada una de las etapas clave en la gestión del contratista. Estas son:

ETAPAS CLAVE EN LA GESTIÓN DEL CONTRATISTA



En cada una de las fases, tanto el equipo de Salud y Seguridad como los equipos de Operaciones y Adquisiciones son responsables de cumplir con los requerimientos de esta norma, así como con los requisitos legales asociados.

De igual manera, los procesos de acreditación de los contratistas en los sitios consideran la verificación de sus calificaciones y certificaciones, así como los entrenamientos de inducción otorgados por la compañía.

Durante la ejecución de los servicios se realizan auditorías de verificación de cumplimiento de las condiciones de seguridad de los contratistas, generando planes de acción específicos para cada sitio y/o servicio.

Como buena práctica, los gerentes corporativos de nuestras tres unidades de negocio sostienen reuniones trimestrales en materias específicas de seguridad con los principales contratistas, para verificar el cumplimiento de los planes, programas e iniciativas asociadas a cada contrato.

Respecto de los aspectos contractuales en materia de seguridad, nuestras reglas establecen lo siguiente:

- Los requisitos mínimos de salud y seguridad deben estar incorporados en el contrato
- Nivel de contratación - no mayor de 2 niveles.
- Ningún contratista subcontratará todas las obras sin aprobación previa y ENGIE no aprobará a los subcontratistas designados.
- Por contrato se fijará la proporción de trabajadores temporales sobre el total, cuando esto sea autorizado
- Se debe garantizar la cadena de comunicación en las obras, brindando los medios de apoyo necesarios para que todos los trabajadores estén permanentemente informados.
- Todas las actividades deben considerar una evaluación de riesgos previa. Las obras y servicios no se iniciarán si no cumplen las condiciones mínimas de seguridad.



III. GESTIÓN DE RIESGOS

Contamos con un portafolio de riesgo que monitoreamos y actualizamos a través de planes de acción que nos permiten mitigarlos. De acuerdo a nuestra categoría de riesgos, entre los más frecuentes están las caídas en altura, la conducción vehicular, trabajo en maquinarias, resbalones, tropiezos y caídas, entre otros. Para cada uno de ellos elaboramos un plan de acción, que considera las iniciativas que se mencionan a continuación..

Riesgos Mayores

Planes de acción

Trabajos en altura

- 1 Uso de realidad virtual para simular y capacitar en trabajos en altura.
- 2 Capacitación y reforzamiento a la línea de supervisión en medidas de seguridad en trabajos en altura.
- 3 Control de trabajos de alto riesgo con servicios externos especializados.

Conducción vehicular

- 1 Programa de acompañamiento a empresas de transporte (taxis, transporte de personas) que trabajan con nuestra compañía, orientado a instaurar la cultura de seguridad de ENGIE Chile y las Reglas que Salvan Vidas.
- 2 Implementación del sistema de asistencia al conductor:
 - **Dispositivo de monitorización:** permite monitorear el trayecto del vehículo, proporcionando información sobre su posición, desplazamiento y velocidad, permitiendo una asistencia temprana en caso de accidente.
 - **Tercer ojo:** alerta al conductor de situaciones peligrosas en la carretera.
 - **Fatiga y somnolencia:** alerta al conductor si experimenta síntomas de fatiga y somnolencia. Detecta acciones como bostezos, ojos cerrados, fumar, uso del teléfono, etc.

IV. CAPACITACIÓN Y SENSIBILIZACIÓN

a) Capacitación: contamos con un programa de capacitación para nuestros colaboradores, diseñado en base a un proceso de detección de las necesidades de capacitación en cada unidad de negocio y sitios. Considera temas técnicos, legales y otras temáticas que hemos detectado que requieren reforzamiento.

Se invirtieron aproximadamente 80.000 Horas Hombres (HH) de capacitación en temas de seguridad y salud ocupacional, con más de un 95% de cumplimiento del plan de formación trabajado en 2023.

b) Sensibilización: a través de campañas comunicacionales, sensibilizamos a nuestra organización sobre los conceptos transversales y claves para la seguridad y la salud. Cada jueves se libera un comunicado interno asociado a los temas planificados y además se realizan actividades presenciales de información en torno a temas específicos.

Entre nuestras principales campañas 2023, destacamos las siguientes:



Día Mundial de la Seguridad y Salud en el Trabajo:
Prevenir es la clave



Refuerzo en la conducción:
Requisitos para conductores y vehículos



Ninguna mente en Riesgo:
Mes de la salud mental/Tu mejor filtro eres TÚ



Tú puedes: Identificar, reportar, conocer y evitar.
Esta campaña incrementó en más de un 200% el reporte de STOP WORK



Reconocidos por comportamiento seguro:
Reconocimiento local cada mes y ceremonia ampliada cada semestre

INDICADORES DE GESTIÓN

Como parte de nuestra gestión de la seguridad en el trabajo, monitoreamos los HIPOs (High Potential Event), que son episodios que ocurrieron durante la jornada laboral y que tienen un alto potencial de generar un accidente grave o fatal. Lo que buscamos es que estas situaciones sean informadas cuando suceden, porque así podemos analizarlas y diseñar planes de acción específicos que nos permitan anticiparnos a los accidentes a través de la corrección de desviaciones, la modificación o creación de procedimientos, la educación continua de los colaboradores y las lecciones aprendidas.

En esa dirección, nos propusimos para este año aumentar los Reportes de Condiciones Inseguras y lo logramos, luego de que pasáramos de 1.793 informes en 2022 a 2.195 en 2023, un aumento del 22%.

Para profundizar esta herramienta, el Grupo ENGIE implementó una nueva definición para los HIPOs con el objetivo de medir la Desviación a las Reglas Que Salvan Vidas, es decir, integrar a los reportes información sobre las ocasiones en que nuestras 9 reglas no fueron seguidas.

Al cierre de 2023, se reportaron 17 Desviaciones a la Reglas que Salvan Vidas y 226 Stop Work durante el ejercicio.

17
Rompimiento de las
reglas que salvan vidas

226
Stop Work

2
HIPO

SEGURIDAD LABORAL EN CIFRAS (AL CIERRE DE 2023)

0,14
Tasa de Frecuencia

0
Número de días perdidos por accidentes

0
Tasa de Accidentabilidad

0
Número de fatalidades por accidentes de trabajo

0
Tasa de fatalidad

Tasa Frecuencia

(número de accidentes de trabajo/número de trabajadores)*+ 1 millón de horas.

Tasa fatalidad

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

Tasa de Accidentabilidad

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

Observación

Número de trabajadores es el promedio mensual de trabajadores contratados.

COMITÉS PARITARIOS

En ENGIE Energía Chile existen tres comités paritarios: uno en Mejillones, otro en Tocopilla y el tercero Santiago.

Los Comités Paritarios de Higiene y Seguridad tienen la misión de evitar los accidentes y enfermedades de origen laboral. Para lograrlo, en ENGIE contamos con equipos comprometidos que desarrollan una labor colaborativa con la seguridad de todos, realizando un plan de trabajo con diversas actividades, como charlas de seguridad, supervisión en terreno, inspecciones de seguridad y una constante vigilancia del cumplimiento de normas tanto de nuestros colaboradores como de ENGIE.

Los comités están conformados por seis colaboradores titulares y seis suplentes, quienes están capacitados en investigación de incidentes, orientación en prevención de riesgos, primeros auxilios, etc; con el objetivo de dar asesoría integral a sus compañeros y a las áreas que así lo requieran.

Los comités paritarios desarrollaron diferentes iniciativas que se han destacado y entre ellas se cuentan:

- Liderar el proyecto de señalización vial en los cruces peatonales fuera de la Central Térmica Tocopilla, para evitar mayores riesgos de atropello en la zona.
- Gestionar una actividad de entrenamiento en primeros auxilios para las familias de los colaboradores de Tocopilla, fomentando la seguridad y la prevención de riesgos en el hogar.
- En el 2023, el Comité Paritario del del Complejo Térmico de Mejillones logró la certificación de bronce otorgada por el organismo administrador del seguro, Mutual de Seguridad.
- El Comité Paritario de Santiago fomentó el uso correcto y seguro del scooter, comunicando a los colaboradores los riesgos asociados a este medio de transporte. Definió, además, 3 zonas dentro de las oficinas para estacionar dichos vehículos, con el propósito de mantener las vías despejadas y de evitar riesgos para la seguridad de las personas.
- Fomentar la asistencia y participación de los colaboradores en las Pausas Activas, actividad semanal que tenía por objetivo minimizar los riesgos asociados al trabajo frente al computador, como son las dolencias musculoesqueléticas ocasionadas por malas posturas.

4.1.1 SALUD MENTAL

En 2023 desarrollamos varias iniciativas para fortalecer el cuidado de la salud mental de nuestros colaboradores. Entre ellas se cuenta el reforzamiento del Programa de Asistencia al Empleado (PAE), a través del cual ponemos a su disposición una plataforma de profesionales que les dan orientación y ayuda en temas específicos a los colaboradores y sus familiares. Consta de una línea operativa 24/7 y se enfoca en cinco ámbitos:



ORIENTACIÓN PSICOLÓGICA

Nuestros profesionales darán contención inmediata. Ayudaremos en la resolución de problemáticas y desarrollo de herramientas personales.



CONSEJERÍA NUTRICIONAL

Hábitos más saludables. Educación y planes de alimentación para distintas etapas de la vida. Nutrición para alimentaciones particulares.



ASISTENCIA FINANCIERA CONTABLE

Educación financiera y asesoramiento, para la economía personal -familiar, declaraciones de impuestos, refinanciación de deuda y más.



AYUDA LEGAL

Asesoría de abogados certificados en cada país. Compra-venta, familia, sucesiones, asuntos penales y otros.



ORIENTACIÓN MÉDICA

Telemedicina. Medicina preventiva, seguimiento de síntomas y diagnóstico preliminar.



Adicionalmente, lanzamos la campaña para conmemorar el Día de la salud Mental. Junto con sumarnos a esta conmemoración, aprovechamos la instancia para reforzar nuestros 9 compromisos con el bienestar en el trabajo de los colaboradores.



4.2 GESTIÓN DE PERSONAS

En un mercado altamente competitivo y demandante de talentos, aspiramos a ser un empleador de referencia y en esa dirección fomentamos una cultura interna sólida que valora la diversidad y la inclusión, porque creemos que promueven nuevos modos de pensar y actuar que enriquecen el trabajo de los equipos. Atraemos, desarrollamos y retenemos talento porque es crítico contar con un equipo interno comprometido y motivado con nuestros valores, propósito y desafíos.

4.2.1 NUESTRA ESTRATEGIA Y CULTURA

Nuestra estrategia en Recursos Humanos se centra en cuatro pilares:

- **Ser un empleador de referencia:** esto implica tener una estrategia clara y compartida que proporcione dirección y genere un sentido de pertenencia significativo.
- **Promover una cultura interna respetuosa y diversa:** buscamos que todas las personas se sientan representadas de alguna manera en nuestro entorno de trabajo.
- **Asegurar las habilidades necesarias:** nos comprometemos a garantizar que nuestro equipo interno adquiera las habilidades necesarias para ejecutar el negocio actual y futuro, fomentando el desarrollo del talento dentro de la organización.
- **Generar una experiencia positiva:** nos desafiamos a ser ágiles y proactivos en nuestros procesos internos para ofrecer una experiencia laboral positiva a todas las personas que trabajan en nuestra compañía.



I. PRINCIPALES EJES 2023

Desde la cultura interna, nuestra prioridad fue movilizar a la organización hacia el logro de los objetivos y metas de nuestro Plan Estratégico Balance. Basándonos en los marcos de referencia que guían nuestras formas de trabajar y de ejercer el liderazgo -ENGIE Ways of Working y ENGIE Ways of Leading-, identificamos los comportamientos clave que servirán como puentes facilitadores para que nuestros equipos se enfoquen en los desafíos del nuevo plan, los cuales son Feedback, Toma de decisión, Delegación y Responsabilidad.

Para apoyar a la organización en la adopción de estos comportamientos en

su quehacer cotidiano, Implementamos acciones concretas:

- **Feedback:** Propiciamos la adopción del feedback continuo como una herramienta de desarrollo personal y profesional. Trabajando desde el propósito, pusimos a disposición de los equipos, instancias formativas y herramientas para concretar esta acción. Entre ellas, implementamos un Assessment 360° para la primera línea de la compañía, inspirando a los demás en la construcción de un ambiente de crecimiento continuo.
- **Toma de decisión:** buscamos eficiencia ampliando la toma de decisiones a nuevas posiciones. En esa dirección,

revisamos los flujos de aprobaciones en SAP para adaptarlos según la criticidad de cada tema.

- **Delegación:** constituimos equipos multidisciplinarios y les pedimos que realizaran una revisión de procesos transversales y presentaran propuestas de cómo los gestionarían desde el inicio hasta el fin.
- **Responsabilidad:** estamos promoviendo una mayor autogestión tanto en los equipos internos como en los líderes. En el caso de los equipos, decidimos compartir los Balances Scorecard de la compañía a través de nuestra intranet, para que todas las personas puedan hacerles seguimiento

a los indicadores, y desde su ámbito de acción los motivamos a que tomen decisiones que los impacten positivamente.

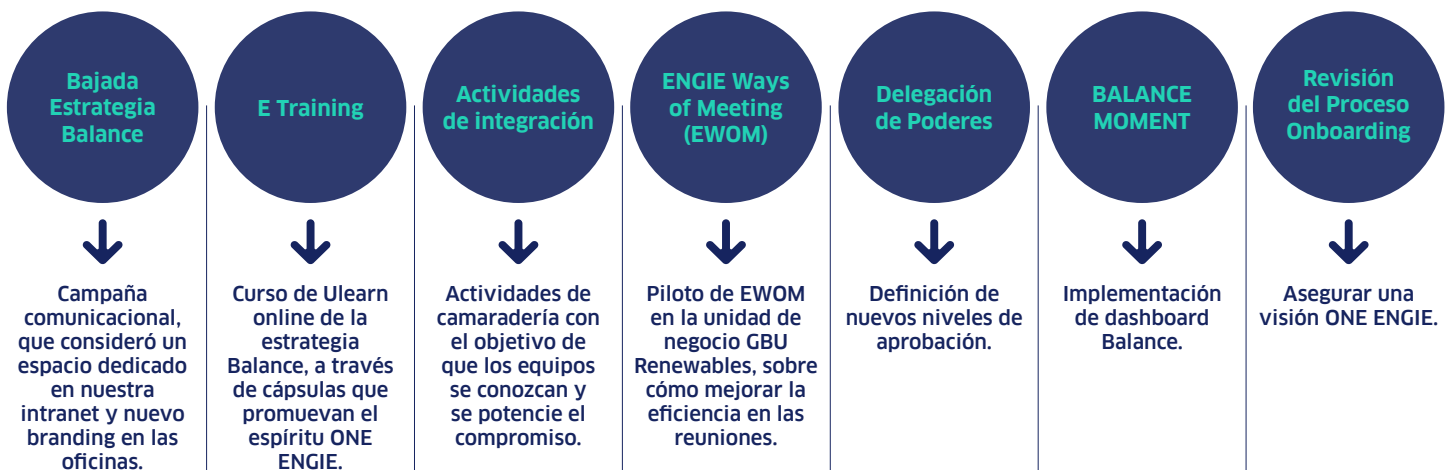
A nivel de los líderes, estamos impulsando una mayor autogestión en temas concernientes a los equipos que tienen a su cargo. A partir del segundo semestre, implementamos dashboards (paneles online) para que los gerentes corporativos y los gerentes de área, puedan monitorear

y gestionar el uso de las horas extras y las vacaciones de su equipo.

A las iniciativas mencionadas se sumaron esfuerzos comunicacionales que realizamos durante todo el año y cuyos resultados se reflejaron en la última medición de nuestra encuesta de cultura interna ENGIE&Me. A partir de las respuestas recibidas, confirmamos que la organización cree en el propósito de la compañía y que la estrategia que

estamos impulsando está alineada con los objetivos. Además, las personas consideran que les entregamos las herramientas para desarrollarse y abordar los desafíos de la empresa. Esta percepción se condice con los bajos índices de rotación voluntaria que tenemos, que corresponden a los menores del mercado.

INICIATIVAS PARA MOVILIZAR LA CULTURA HACIA BALANCE



II. CULTURA ENGIE

Abordamos nuestros desafíos culturales con herramientas de capacitación y sensibilización mediante cursos formales que se imparten desde nuestra plataforma ULearn, además de talleres y charlas, algunas de ellas dictadas por nuestros principales ejecutivos.

A través de ENGIE&Me medimos el engagement (compromiso) dentro de la compañía y nos permite tomarle el pulso a las iniciativas que impulsamos en los tres ejes que -culturalmente- son críticos para nuestra empresa: Compromiso,

Liderazgo y Seguridad en el Trabajo. En 2023, obtuvimos la participación del 92% de las personas, superior a la del año pasado, y en cuanto a los resultados, los tres ejes mostraron un incremento respecto de la medición 2022. De un total de 100 puntos, en **Compromiso** alcanzamos el 93%, lo que significa un incremento de 2 puntos respecto de 2022; en **Seguridad** llegamos al 95%, subiendo 2 puntos, mientras que en **Liderazgo** alcanzamos el 90%, aumentando 1 punto.

Para seguir avanzando en estas temáticas, implementamos acciones transversales y específicas. Las primeras, se centraron en fortalecer el compromiso y los programas de seguridad laboral, mejorar la comunicación cercana, oportuna y fomentar el feedback en nuestros líderes. Las segundas, en tanto, se orientaron al desarrollo de iniciativas específicas para las unidades de negocio, con el propósito de fortalecer las habilidades de comunicación, toma de decisión, y diversidad, entre otras.



¿CÓMO TRABAJAMOS EN ENGIE? ENGIE WAY OF WORKING / COMPORTAMIENTOS ESPERADOS

COMPROMISO	PRIORIZAR	COLABORAR	CUMPLIR CON LOS RESULTADOS	CENTRADOS EN EL NEGOCIO
<p>Personificar el propósito de ENGIE y adoptar una estrategia.</p>	<p>Alinearse con los objetivos y hojas de ruta, así como centrarse en las prioridades.</p>	<p>Trascender las prioridades propias en beneficio de los intereses del grupo.</p>	<p>Comprometerse con resultados ambiciosos.</p>	<p>Fortalecer la orientación al cliente y centrarse en la gestión del desempeño.</p>
<p>Crear condiciones adecuadas para generar entusiasmo.</p>	<p>Tomar decisiones y apegarse a ellas.</p>	<p>Converger en objetivos operativos y funcionales.</p>	<p>Superar los objetivos es mejor que prometer demasiado.</p>	<p>Diseñar soluciones rentables.</p>
<p>Nutrir nuestra energía y nuestro orgullo.</p>	<p>Dar significado a las acciones.</p>	<p>Trabajar en redes más allá de las jerarquías.</p>	<p>Hacer lo que se promete y asumir la responsabilidad de las acciones propias.</p>	<p>Gestionar la complejidad internamente y simplificar las cosas para los clientes.</p>

¿CÓMO LIDERAMOS EN ENGIE? ENGIE WAYS OF LEADING / COMPORTAMIENTOS ESPERADOS

SEGURIDAD	ONE ENGIE	ACCOUNTABILITY	CONFIANZA	CUIDADO
<p>Integrar la Salud, la Seguridad Física y Psicológica, la Ciberseguridad, la Integridad y la Ética en nuestra cultura y operaciones.</p>	<p>Traducir la estrategia de ENGIE al contexto local y a las personas.</p>	<p>Asegurar que las personas y los equipos tienen objetivos claros con resultados alcanzables.</p>	<p>Predicar con el ejemplo, servir de ejemplo inspirador.</p>	<p>Ser cercano y escuchar activamente a las personas.</p>
<p>Adoptar un enfoque de tolerancia cero, fomentando la denuncia de actividades riesgosas.</p>	<p>Basar las decisiones en el valor creado por y para ENGIE en su conjunto.</p>	<p>Promover la autonomía para actuar.</p>	<p>Comunicarse abiertamente, atreverse a mostrar vulnerabilidad.</p>	<p>Dar y aceptar comentarios constructivos sobre el rendimiento y el comportamiento.</p>
<p>Garantizar que las personas tengan las habilidades y la capacidad necesarias para actuar ante problemas.</p>	<p>Incorporar ENGIE WOW, aprovechando la colaboración interna y externa.</p>	<p>Reforzar la responsabilidad, mantener conversaciones francas.</p>	<p>Crear una atmósfera de confianza, especialmente en la organización matriz.</p>	<p>Tener y fomentar una mentalidad de aprendizaje permanente.</p>
<p>Motivar a los equipos para que tomen medidas inmediatas cuando se enfrenten a problemas.</p>	<p>Promover la diversidad, la equidad y la inclusión dentro de la compañía y los equipos de trabajo.</p>	<p>Dar confianza para asumir riesgos calculados y aprender de los errores.</p>	<p>Mantener altos niveles de honestidad, transparencia y fiabilidad.</p>	<p>Tratar el desarrollo de las personas como un imperativo empresarial.</p>

4.2.2 DIVERSIDAD E INCLUSIÓN

Desde nuestra mirada, la diversidad, equidad e inclusión promueven nuevos modos de pensar y actuar que enriquecen el trabajo de los equipos y la posición de ENGIE en el mercado y ante la sociedad. En ENGIE, nos comprometemos con crear entornos que resguarden la seguridad psicológica de los colaboradores y su bienestar, para que cada persona se sienta libre de dar lo mejor de sí misma.

En 2023 tuvimos avances significativos en nuestro desafío de aumentar la representación de la diversidad en nuestros equipos y en promover que, todos nuestros entornos de trabajo, sean inclusivos y libres de cualquier forma de discriminación. En esa dirección, las principales acciones que desarrollamos son:

- **Realizar una amplia promoción de los lineamientos y focos prioritarios de nuestra nueva Política de Diversidad e Inclusión -Be.U@ENGIE-** que lanzamos a fines de 2022 y comenzamos su implementación en 2023. Esta declaración contiene nuestros compromisos y ámbitos prioritarios de gestión, en materias de género, personas con discapacidad,



comunidad LGBTIQ+, diversidad cultural y diversidad generacional.

En una primera etapa los esfuerzos estuvieron enfocados en equidad de género y discapacidad, y a partir de 2024, sumaremos como ejes de trabajo las temáticas LGBTIBQ+ y diversidad generacional.

- **Ofrecer cerca de 3.000 horas de charlas sobre distintas materias asociadas a diversidad, equidad e inclusión** (a través de webinars) y dictar conferencias presenciales que sumaron 3.400 horas adicionales. Cerca de 900 personas participaron activamente en al menos una de las iniciativas y unas 350 participaron en ambas. Adicionalmente, convocamos a nuestros equipos a realizar un módulo de capacitación virtual dedicado a diversidad, equidad e inclusión, en la plataforma ULearn del Grupo ENGIE, y reforzamos nuestro Programa de Liderazgo en Chile, incluyendo módulos específicos de la temática.
- **Aplicamos la encuesta “CENSO de la Diversidad”,** un instrumento a través del cual las personas se identificaron en distintas categorías (género, edad, otros), lo que nos permitió tener un diagnóstico claro sobre nuestra demografía de diversidad, lo que nos permitió diseñar una estrategia acorde a las personas que forman parte de nuestra organización.

PLAN DE TRABAJO 2023: GÉNERO Y DISCAPACIDAD

Con el propósito de acelerar los cambios que estamos liderando, nos hemos propuesto metas ambiciosas, de corto, mediano y largo plazo, para los focos que hemos definido en la Política de Diversidad e Inclusión. Para alcanzar estos objetivos, hemos diseñado un plan de acción que considera tres líneas principales de trabajo: reclutamiento y selección; sensibilización y entrenamiento.

I. MUJERES EN ENGIE

A) RECLUTAMIENTO Y SELECCIÓN

Hemos realizado una serie de ajustes a la forma en que desarrollamos el proceso de selección, que considera desde hacer convocatorias con una mirada más diversa, inclusiva y cercana; incluir mujeres evaluadoras a lo largo de todo el proceso de selección; hasta buscar paridad de género en los candidatos que se evalúan durante un proceso de selección.

Adicionalmente, estamos haciendo un trabajo proactivo que consiste en mapear mujeres que puedan cubrir posiciones clave en la empresa. Tenemos más de 1.000 mujeres identificadas y ya hemos sostenido entrevistas telefónicas con el 95% de ellas. Como resultado de estas acciones, en promedio, un 60% de la lista de candidatos en los procesos de selección son mujeres. Además, este método nos ha permitido alcanzar mayor agilidad y eficiencia en el cierre de los procesos de selección, lo que permite, a la vez, aumentar nuestros indicadores de diversidad.

Como resultado de estos esfuerzos en reclutamiento y selección, en 2023, el 45% de las personas reclutadas en posiciones de management fueron mujeres, cumpliendo así la meta que nos fijamos para este año. Fruto de este empeño, la participación de mujeres en cargos gerenciales y de jefatura alcanzó al 27%, lo que representa un aumento del 3% respecto del año 2022.

En cuanto a la dotación general, al cierre de este ejercicio, el 22% corresponde a mujeres y nos propusimos llegar al 30% en 2025, en línea con la meta que estableció el Grupo ENGIE “50/50” en el total de su dotación para 2030.

MUJERES EN ENGIE



231

22% de la dotación general



27%

en cargos de management

CEO
MUJER



2

mujeres en el Directorio

METAS

EN POSICIONES DE MANAGEMENT

45%
de reclutados
deben ser
mujeres.



100%

PORCENTAJE
CUMPLIMIENTO
2023

DOTACIÓN

30%
AL 2025



100%

PORCENTAJE
CUMPLIMIENTO
2023

SENSIBILIZACIÓN



+6.000

Horas en charlas

B) ATRACCIÓN Y RETENCIÓN

En el ámbito de la atracción y retención de talentos, desarrollamos iniciativas inéditas en nuestra organización:

• Programa Mujeres en Operaciones

Diseñamos este programa para invitar a mujeres de las áreas STEM, con un máximo de dos años de experiencia, para que se sumen a nuestras áreas

de operaciones y mantenimiento. El programa tiene una extensión de 24 meses y logró convocar a 250 interesadas, de las cuales, tras un primer filtro, quedaron 70 seleccionadas. Las seleccionadas deberán participar en algunas pruebas, entre ellas una hackathon, para llegar a las 10 finalistas, a quienes se les presentará una carta oferta para formalizar su ingreso a la compañía, previsto para marzo.

• Incorporación de Trainee

Esta iniciativa busca formar profesionales con una experiencia de hasta dos años en áreas transversales para fomentar el desarrollo de competencias y aumentar el número de profesionales en áreas donde, actualmente, prevalecen colaboradores de género masculino. Con esto, posibilitamos el desarrollo de talentos internos y perfiles adaptables a las necesidades del negocio, que tengan experiencia y no solo un enfoque técnico.

FECHAS QUE CONMEMORAMOS

- **Mes del Orgullo.**
- **Día de la No Violencia Contra la Mujer.** Realizamos charlas y una campaña comunicacional.
- **Día de la Discapacidad.** Hicimos un conversatorio, que fue una actividad de sensibilización donde participaron alrededor de 400 personas en formato híbrido y cerca de 100 de forma presencial. Fue liderado y encabezado por Demian Talavera, vicepresidente de la unidad de negocios (GBU) Transmisión. En la oportunidad abordamos la temática "Discapacidad e inclusión en el mercado laboral".

• Programa de Reconversión Laboral

Esta iniciativa está dirigida a mujeres que se desempeñan en áreas transversales de la compañía, a quienes estamos invitando a incorporarse a las áreas de operaciones. La elaboración del programa consideró la elección de 10 posiciones en el ámbito operacional y la identificación de las herramientas, habilidades y conocimientos requeridos para poder desempeñarse en ese cargo en el futuro. El plan contempla, además, el desarrollo de habilidades de liderazgo y conocimientos específicos, porque esperamos potenciar este tipo de iniciativas para aumentar la participación de mujeres en cargos de jefatura.

• Programa de Prácticas

En ENGIE creemos que los estudiantes en práctica serán nuestros formadores en el futuro. Nos aportan a la generación de nuevas ideas que nos permitan continuar creciendo, y nosotros impulsamos su crecimiento personal y profesional. Abrimos inscripciones dos veces en 2023 (octubre y abril) y este año tuvimos cerca de 50 practicantes en Santiago y regiones. Este proceso se encuentra en línea con las directrices de reclutamiento y selección de la compañía, para la paridad de género tanto en los procesos de selección como en las contrataciones.

• Programa de referidos.

Esta iniciativa busca promover, con un enfoque de género, la atracción de talentos recomendados por nuestros equipos internos. Es así como queremos asegurar que contaremos con las personas más adecuadas a los requerimientos del puesto, de la empresa y de nuestra cultura. También nos permite agilizar la cobertura de vacantes y tener una base de potenciales talentos para futuras búsquedas.



II. INCLUSIÓN DE PERSONAS CON DISCAPACIDAD

En 2023 lanzamos un programa de charlas educativas con el objetivo de sensibilizar a nuestro equipo interno respecto de las formas de discapacidad y, a la vez, indagar si internamente hay personas que eventualmente pudiesen tener alguna forma de discapacidad sin saberlo. Al término de cada charla se extendió una invitación a los asistentes a plantear sus inquietudes. A quienes informaron tener dudas respecto a si contaban con alguna forma de discapacidad les ofrecimos ayuda y guía para iniciar el proceso de acreditación.

En cuanto a la sensibilización, realizamos charlas que contaron con la

participación de nuestros principales ejecutivos como expositores. En estas instancias reforzamos la presencia de los estereotipos y los sesgos conscientes e inconscientes que existen en torno a las formas de discapacidad. Esta actividad se incorporó en el Programa de Liderazgo y contó con la participación de 180 Líderes en Acción de forma presencial y telemática.

De esta manera, nuestra compañía está comprometida con el cumplimiento de la Ley de Inclusión Laboral por dos vías: reclutamiento & selección y levantamiento de personas que se desempeñan.

COMUNIDAD DIVERSIDAD E INCLUSIÓN

La Comunidad Diversidad e Inclusión está conformada por un grupo autogestionado de personas que forman parte de la organización y que quieren trabajar de forma voluntaria en temáticas asociadas a diversidad e inclusión. Hoy son cerca de 24 los colaboradores organizados que tienen un líder que los representa ante la Gerencia de Recursos Humanos y equipo de gerentes corporativos, cuando hay que hacer exposiciones.

Este año iniciamos un trabajo conjunto del cual nacerá la primera estrategia de diversidad e inclusión que lanzaremos en 2024. La estrategia recoge tanto los insumos proporcionados por la Comunidad como por Recursos Humanos. La estrategia nos permitirá implementar de manera más concreta, los lineamientos de la Política Be. U@Engie.

➔ DESAFÍOS EN DIVERSIDAD E INCLUSIÓN PARA 2024

- Implementar el Programa Mujeres en Operaciones y Programa de Reconversión Laboral, lanzado durante 2023.
- Gestionar los ejes referentes a generaciones y comunidad LGBTQ+, tal como lo estamos haciendo con género y discapacidad.
- Continuar con la sensibilización en materias de diversidad e inclusión.
- Obtener nuevamente nuestra certificación EDGE.
- Lanzar la estrategia de Diversidad e Inclusión, que nace de un trabajo conjunto con Comunidad Diversidad e Inclusión.



POLÍTICA DE DIVERSIDAD E INCLUSIÓN: BE.U@ENGIE

En ENGIE promovemos y defendemos activamente los Derechos Humanos. Combatimos la discriminación y buscamos eliminar las desigualdades, creando un ambiente laboral sano y armonioso, libre de violencia física, laboral y/o psicológica a través de la prevención, atención y sanción para cualquier tipo de hostigamiento y cualquier conducta contraria a la moral o los principios éticos que nos rigen, para así fortalecer la calidad de vida personal y profesional de nuestra gente, contribuyendo también con acciones de responsabilidad social hacia nuestros grupos de interés.

Queda estrictamente prohibida cualquier forma de discriminación, maltrato y violencia hacia nuestros colaboradores, ya sea por razones que se relacionen con la apariencia física, cultura, discapacidad, idioma, sexo, género, edad, condición social, económica, de salud o jurídica, embarazo, estado civil o conyugal, religión, opiniones, origen étnico o nacional, preferencias sexuales y/o situación migratoria.

NUESTROS COMPROMISOS

- 1 Respetamos las diferencias individuales de cultura, religión y origen étnico.
- 2 Promovemos la igualdad de oportunidades y el desarrollo para todos los colaboradores y colaboradoras, buscando en todo momento la equidad de género.
- 3 En los procesos de contratación, buscamos otorgar las mismas oportunidades de empleo a las personas, independientemente de su: raza, color, religión, género, orientación sexual, estado civil, nacionalidad, discapacidad.
- 4 Fomentamos un ambiente laboral de respeto e igualdad, una atmósfera humanitaria de comunicación abierta y un lugar de trabajo libre de discriminación, de acoso sexual y de otras formas de intolerancia y violencia.
- 5 Estamos comprometidos en la atracción, retención y motivación de nuestro personal, por lo que nuestro sistema de compensaciones y beneficios no hace diferencia alguna entre colaboradores y colaboradoras que desempeñen funciones de responsabilidad similar.
- 6 Respetamos y promovemos el derecho de las personas para alcanzar un equilibrio en sus vidas, impulsando la corresponsabilidad en la vida laboral, familiar y personal de nuestros colaboradores y colaboradoras.

7 Prohibimos de manera estricta la discriminación en cualquiera de sus expresiones, como la homofobia, misoginia, cualquier manifestación de xenofobia, segregación racial, antisemitismo, así como la discriminación racial y otras formas conexas de intolerancia.

8 Creamos condiciones favorables para la participación de personas en situación de vulnerabilidad social dentro del mercado laboral sin discriminación y con igualdad de oportunidades en el acceso, permanencia, remuneración y crecimiento profesional.

9 Establecemos medidas específicas en el trabajo diario, que permitan y fomenten la diversidad e inclusión, y nos comprometemos de manera formal a que todos los compromisos incluidos en esta política se reflejen de manera tangible en nuestros procesos y procedimientos, en todas las áreas.

MECANISMO DE TRANSPARENCIA

ENGIE pone a disposición de todos los colaboradores y colaboradoras la línea de denuncia ética corporativa, para reportar cualquier sospecha de incumplimiento de la presente política, resguardando la confidencialidad, la integridad e imparcialidad en las investigaciones correspondientes.

MEDIDAS DISCIPLINARIAS

El incumplimiento de lo descrito en la presente Política podrá generar la aplicación de medidas disciplinarias por ENGIE, de acuerdo con los procedimientos establecidos por los distintos códigos o reglamentos internos en la organización, además de las disposiciones legales.

Esta política está publicada en nuestra intranet para que todas las personas de la compañía puedan acceder a ella.

4.2.3 EQUIDAD Y BENEFICIOS

I. EQUIDAD SALARIAL

En ENGIE cautelamos que las personas reciban un trato justo y equitativo. Contamos con una Política de Equidad Salarial que está enfocada en atraer, retener y motivar a nuestros colaboradores, 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 individual de nuestros colaboradores y el desarrollo profesional como elemento fundamental para el mejoramiento continuo de los procesos y el cumplimiento de objetivos y metas establecidos por la empresa. Adicionalmente, tenemos un equipo de colaboradores que permanentemente monitorean la competitividad de nuestras remuneraciones.



A) PRINCIPALES LINEAMIENTOS DE LA POLÍTICA DE EQUIDAD SALARIAL

- Encuestas de mercado:** participamos y adquirimos, en forma recurrente, las encuestas de remuneraciones, donde participan empresas que utilizan metodologías de evaluación de cargo y analizamos la competitividad de nuestras remuneraciones con el mercado laboral.
- Referencia salarial con el mercado laboral:** está compuesta por un grupo de empresas comparables, las cuales pertenecen a industrias similares y competidores directos. La decisión sobre con cuáles empresas compararse, está determinada por la definición de la estrategia de la compañía.
- Bandas salariales:** se implementan a nivel de empresa e indican un rango de remuneración para cada cargo. Estos puntos se establecen en función de la complejidad de las funciones, las habilidades requeridas y la referencia salarial con el mercado laboral.
- Niveles o grados de la posición:** se realiza una evaluación de cada cargo, bajo la metodología HAY, considerando roles, responsabilidades, habilidades, conocimientos y competencias requeridas por cada cargo de la estructura organizacional, estableciendo un plan de cargos y salarios enfocados en estructurar los diferentes niveles jerárquicos de la organización y permitiendo una clara y equilibrada estructura de nuestras remuneraciones.
- Posicionamiento de los colaboradores:** se refiere a la relación de la remuneración de las personas con respecto a la banda salarial definida para el cargo que ocupa.
- Procesos de incremento por mérito:** reconocen el aporte del desempeño de las personas durante el año anterior. Buscan motivar y fomentar el sentido de pertenencia con la compañía.
- La adopción de la meritocracia en la gestión salarial permite promover un entorno laboral más justo y fomenta la sana competencia entre nuestros colaboradores.
- Reglas y criterios sobre la compensación para nuevos ingresos, movilidades y promociones.**
- Incentivos de corto plazo:** es un sistema de retribución variable que premia a los colaboradores según un cálculo que considera el resultado del desempeño individual y el resultado del desempeño colectivo de la empresa. Estas condiciones fomentan la excelencia y la búsqueda de la mejora continua en nuestros procesos.



B) BRECHA SALARIAL

En nuestra compañía cautelamos que nuestra estructura de remuneraciones esté libre de sesgos, que 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.
- Responsabilidad en los procesos 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 o grados del cargo que ocupan, porque los conocimientos, procesos y funciones de cada posición son diferentes. De esta manera, la brecha salarial se analiza considerando la categoría profesional del cargo, el nivel o grado del cargo y la edad. Esta última variable se incluye porque la antigüedad laboral podría justificar diferencias que se explican por ajustes salariales vinculados al IPC.

Al cierre de 2023 nuestra brecha salarial es la siguiente:

Categoría de cargo	Media	Status	Mediana	Status
Administrativo	94%	6% a favor al hombre	100%	No hay brecha
Alta Gerencia	100%	No hay brecha	75%	25% a favor al hombre
Fuerza de ventas	100%	No hay brecha	90%	10% a favor al hombre
Gerencia	104%	4% a favor al mujer	100%	No hay brecha
Jefatura	101%	1% a favor al mujer	91%	9% a favor al hombre
Operario	89%	11% a favor al hombre	83%	17% a favor al hombre
Otros Profesionales	94%	6% a favor al hombre	93%	7% a favor al hombre
Otros Técnicos	93%	7% a favor al hombre	98%	2% a favor al hombre

(1) La denominación de cargos management¹ es bajo el esquema de valorización de cargos hay, por lo tanto, los cargos en management se pueden encontrar en las diferentes categorías profesionales definidas para el cálculo de la brecha salarial.

La brechas que se advierten se deben principalmente a que las estructuras de compensación se alinean con la valorización los cargos, más que a una categoría profesional. Adicionalmente, debe considerarse el impacto del factor de permanencia en la compañía, que actualmente es de 13 años, siendo los hombres los que tienen una mayor antigüedad.

Dadas las características de nuestra industria, históricamente la participación de las mujeres es menor a la de los hombres. Esta situación es algo que buscamos activamente revertir, desarrollando diversos planes de acción y estrategias bajo nuestro modelo One ENGIE.

II. 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 no adheridas a instrumentos colectivos- y sus familias. Los agrupamos en los siguientes cuatro ámbitos:

BIENESTAR FÍSICO Y EMOCIONAL	BALANCE VIDA Y TRABAJO	BIENESTAR FINANCIERO	EQUIDAD
<p>Beneficios que permiten al colaborador cuidar su salud física y mental.</p> <ul style="list-style-type: none"> Seguro Complementario de Salud Seguro Dental Seguro Enfermedades Catastróficas Seguro de Vida e Invalidez Subsidio por Enfermedad /Accidentes del Trabajo Seguro COVID Reembolso actividades deportivas Silla ergonómica Programa acompañamiento al colaborador (PAE) 	<p>Beneficios que permiten al colaborador mantener un balance equilibrado entre sus actividades dentro y fuera del trabajo.</p> <ul style="list-style-type: none"> 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 	<p>Beneficios que buscan aportar al colaborador una vida financieramente saludable.</p> <ul style="list-style-type: none"> Asignación de alimentación Asignación de matrimonio o Unión Civil Asignación de nacimiento Asignación fallecimiento Depósito convenido Asignación Fiestas Patrias Asignación para la Navidad Asignación de vacaciones 	<p>Beneficios que entregan al colaborador un ambiente de trabajo sano y mejoran su calidad de vida.</p> <ul style="list-style-type: none"> 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 para estudios universitarios para hijos Regalos de navidad para hijos de trabajadores y gift card navideña Convenio ayuda estacionamiento



NUEVO PERMISO PARENTAL

En el ámbito del permiso postnatal, buscamos que nuestros colaboradores puedan vivir esta etapa con tranquilidad. Para ello garantizamos el pago total de su remuneración fija y variable durante todo el periodo que se extiende la licencia pre y postnatal, evitando así un perjuicio financiero.

Porque sabemos que la corresponsabilidad es la clave para una cultura inclusiva y equitativa, en 2023 implementamos el Paternity Leave, que es un beneficio que extiende el permiso parental legal por nacimiento de un hijo de 5 días en 4 semanas, en línea con nuestra Política ENGIE Care y con el objetivo de contribuir a mejorar el balance de vida personal, familiar y laboral.

4.2.4 GESTIÓN DEL TALENTO Y DESARROLLO

Nos desempeñamos en un sector altamente competitivo que demanda perfiles específicos y por eso la gestión del talento es una variable crítica que gestionamos estratégicamente en función de las necesidades de nuestras unidades de negocio. Contamos con planes de desarrollo y de sucesión para nuestros cargos críticos, con la intención de asegurar la continuidad de la operación y preparar a nuestro equipo para que cuente con las habilidades que se requieren para ejecutar el negocio actual y futuro.

Nuestra gestión del talento se basa en una planificación estratégica (Strategic Workforce Planning) que determina todo nuestro accionar en temas claves como las estructuras de personal que requiere

el negocio, los planes de sucesión, desarrollo de carrera, el programa de liderazgo, la estrategia de compensación y nuestras necesidades de reclutamiento y selección, todo en el corto, mediano y largo plazo.

Esta planificación nos permite conectar y enfocar nuestra gestión en función de nuestras necesidades. De esta manera, los procesos de selección se dirigen a cubrir aquellas posiciones que no cuentan con sucesores internos; nuestros planes de desarrollo se enfocan en acelerar la preparación de quienes están en el plan de sucesión y con alto desempeño; y nuestra estrategia de compensación total, en la retención del talento dentro de la organización.

I. DESARROLLO INTERNO

Este año, aplicamos iniciativas para motivar el desarrollo individual y la movilidad. Implementamos la “*Carrer Week*”, en la cual realizamos charlas con profesionales internos y externos sobre temas del mercado, marca personal, propósito y objetivos, autogestión y mentalidad de crecimiento. El objetivo de esta iniciativa fue invitar a los colaboradores a reflexionar sobre su carrera y desarrollo profesional, y a conocer las premisas y recursos con que cuentan para ello dentro del Grupo ENGIE.

II. PLAN DE SUCESIÓN

En ENGIE, todos nuestros cargos críticos tienen un plan de sucesión, incluida la posición del CEO, que se gestiona directamente desde el Grupo ENGIE, en París. Este año aumentamos el número de sucesores y logramos que, en todos los planes, participaran profesionales de la operación local.

Todas las personas que son sucesores tienen planes de desarrollo para que, cuando sean requeridas, estén listas para ocupar la posición. Por otra parte, para aquellas posiciones que no cuentan con un sucesor interno, tenemos mapeadas a personas externas que las pueden asumir. Es así como tenemos más de 2.000 profesionales identificados y un programa de referidos a través del cual los colaboradores de la compañía pueden recomendar a conocidos para tomar una posición. Finalmente, también realizamos un hunting activo en LinkedIn, generando constantes conversaciones y contactos con los potenciales candidatos.



Tenemos más de 2.000 profesionales identificados y un programa de referidos

El 100% de los colaboradores ha realizado cursos de E-learning sobre ética, ciberseguridad, seguridad y diversidad e inclusión.

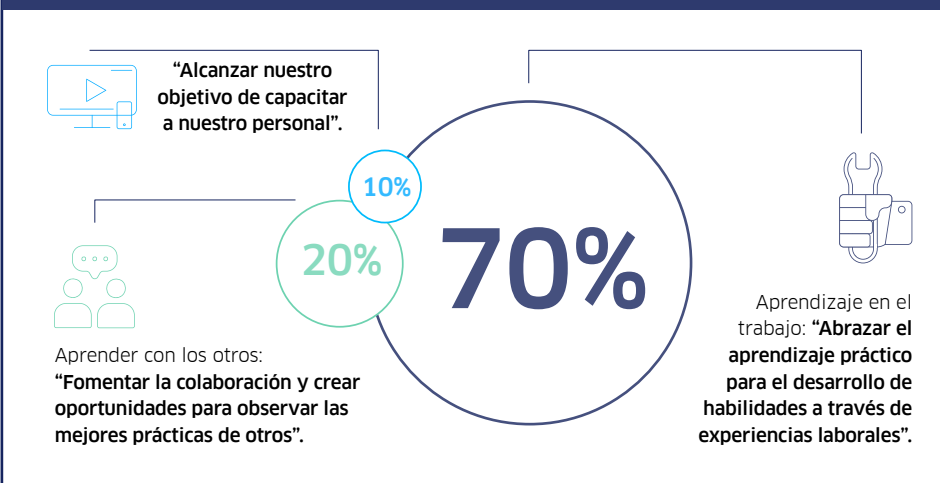
III. CAPACITACIÓN

Nuestro modelo de capacitación está basado en la premisa de que el aprendizaje permite que las personas progresen en la forma de realizar su trabajo, se desarrollen individualmente y aporten al desempeño de la Compañía. Nuestro modelo considera que un 70% del aprendizaje se produce en el trabajo, un 20% se recibe de terceras personas y un 10% proviene del entrenamiento formal.

Nuestros principales focos en 2023 estuvieron en la formación técnica, de acuerdo con la necesidad específica de cada de una de nuestras unidades de negocios y áreas transversales, tanto a nivel local como también a través de GBUs Academys.



MODELO DE CAPACITACIÓN



A) PROGRAMA DE LIDERAZGO

También desarrollamos un programa de liderazgo transversal enfocado en reforzar los comportamientos del modelo de liderazgo (EWOL), los cursos de seguridad, las charlas de Ética, Diversidad e Inclusión, Feedback y One Engie Strategy. Participaron 350 managers y middle managers. El programa obtuvo un nivel de satisfacción del 92%.

GESTIÓN DEL TALENTO



\$ 676.691.854

Inversión en capacitación
al 31 de diciembre 2023



40

Horas promedio de
capacitación por persona



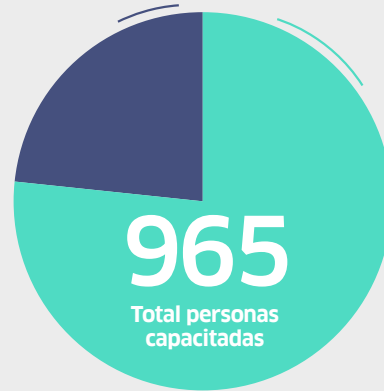
225

Total de
colaboradoras
Mujeres



740

Total de
colaboradores
Hombres



100%

de la dotación con evaluación
del desempeño

100%

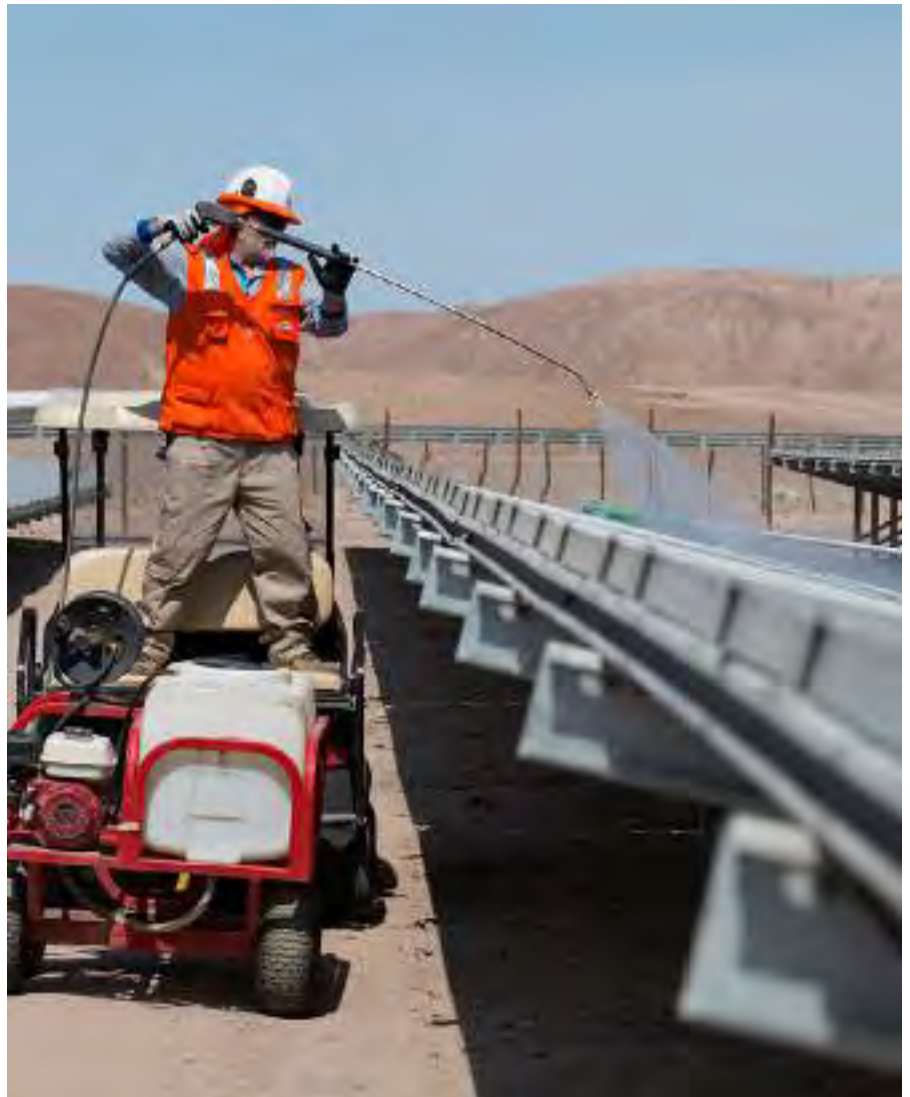
de los cargos críticos tienen
un plan de sucesión

EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO

La evaluación de desempeño se aplica a todas las personas que trabajan en nuestra compañía. Este año se implementó una nueva plataforma del grupo Sezame -plataforma global SAP- y junto con este cambio se incorporó, en su formato de cumplimiento de objetivos, la dimensión de “cómo” estos fueron alcanzados en línea con nuestros comportamientos EWOL/EWOW y nuestros puentes del Plan Balance.

A su vez, SEZAME permite dar una mayor trazabilidad y transparencia al proceso de evaluación, dado que mantiene registro de las metas evaluadas y los comentarios realizados, información visible para todos los involucrados. Es una plataforma colaborativa que fomenta el feedback continuo y abierto a diferentes áreas y personas de la compañía.

En 2023, casi el 100% de la organización tuvo acceso al proceso de evaluación de desempeño.



4.2.5 RELACIONES LABORALES

La gestión de nuestras relaciones laborales está enfocada en cautelar que nuestros equipos internos y los de las empresas contratistas desarrollen su trabajo bajo altos estándares laborales y un estricto cumplimiento de las obligaciones legales. Ambas condiciones son críticas para acelerar la construcción de los proyectos renovables y mantener la continuidad operacional en tiempos de cambios.

Entre los hitos relevantes de este ejercicio se cuenta un proceso de

negociación colectiva anticipada con cuatro sindicatos que negociaron en conjunto. Este proceso, que impactó a 671 personas, equivalentes al 68,3% de la dotación total, se cerró en buenos términos, logrando un acuerdo que se extiende entre el periodo 2023-2026.

Para este 2024 están previstas las negociaciones colectivas con el Sindicato de Supervisores y los Sindicatos N°1 y N°2 de Tocopilla, a quienes ofrecimos una capacitación sobre negociación colectiva dictada

por un prestador externo. Al término del año 2023 se comenzó a negociar colectivamente de forma anticipada con el Sindicato N°2 de Tocopilla, con quienes se espera lograr un cierre en buenos términos.

Durante el año 2023, nuestra compañía renovó su calificación de Infraestructura Crítica para el País por un periodo de dos años. En este periodo, los trabajadores no podrán ejercer el derecho a huelga.

CONVENIOS COLECTIVOS

Sindicatos (Identificación)	N° de Socios	GBU Representada	Desde	Hasta	Tipo de Negociación
Sindicato 1	96	Transversal	03-08-21	31-07-24	Reglada
Sindicato 2	81	Transversal	03-08-21	31-07-24	Reglada
Sindicato Edel Arica.Par	42	Trasnversal	05-07-23	31-12-23	Anticipada
Sindicato Edelnor S.A.	100	Trasnversal	05-07-23	31-12-23	Anticipada
Sindicato Ing. Eje.	128	Trasnversal	05-07-23	31-12-23	Anticipada
Sindicato Supervisores	133	Transversal	19-09-21	17-09-24	Reglada
Sindicato Trab. Edel II R	98	Transversal	05-07-23	31-12-23	Anticipada

POLÍTICA DE SUBCONTRATACIÓN

En ENGIE contamos con una Política de Subcontratación que define un marco de cinco objetivos y procedimientos que deben cumplir todas las empresas que son parte del Grupo ENGIE.

Los objetivos son:

- 1 Garantizar la seguridad** de todos, proporcionando un lugar de trabajo y un entorno seguros dondequiera que operemos.
- 2 Mitigar los riesgos** en las actividades subcontratadas.
- 3 Organizar el intercambio** y la comparación para respaldar

la difusión de las mejores prácticas en todo el mundo.

- 4 Facilitar sinergias** para impulsar el rendimiento y mejorar/simplificar la gestión de relaciones con los proveedores.
- 5 Garantizar** que cada entidad desarrolle el rendimiento a lo largo de la gestión del panel de subcontratistas.

Adicionalmente, define un procedimiento de contratación de cuatro etapas que incluyen criterios ESG. Estos son: calificación, selección, contratación y evaluación.

Las ofertas se evalúan en función de cumplir con criterios mínimos: criterios de Responsabilidad Social Corporativa (RSC), incluida la salud y la seguridad, precio, requisitos técnicos mínimos, cumplimiento de plazos y aceptación de condiciones contractuales. La permanencia de una empresa subcontratista dependerá de la evaluación de las empresas bajo los siguientes criterios: relaciones comerciales, rendimiento (precio, plazo, cumplimiento), salud y seguridad, medio ambiente y transición energética y ética.



Nuestra CEO participó en el encuentro nacional de dirigentes sindicales de ENGIE, en Mejillones.

I. RELACIÓN SINDICAL

Con las dirigencias sindicales mantenemos reuniones periódicas en las que participan los gerentes de las tres unidades de negocio. Entre otras materias, este año abordamos el desempeño del negocio, el avance del Plan de Descarbonización y la presentación de los objetivos del Comité de Vigilancia.

2023

7

Número de sindicatos

67,60%

sindicalizados

II. GESTIÓN LABORAL EN LAS UNIDADES DE NEGOCIO

Nuestras unidades de negocio (GBU) tienen distintas necesidades que abordamos de forma integral.

GBU RENEWABLES

El desafío en esta unidad es garantizar el cumplimiento de los estándares laborales en múltiples sitios donde se desempeñan entre dos y tres personas, emplazados en distintas zonas geográficas. Este año nos enfocamos en la obtención de las autorizaciones para las jornadas excepcionales para el desarrollo de los proyectos renovables que están en plena construcción y para los que están en operación. La solicitud para obtener esta autorización se realiza en forma conjunta con los sindicatos, dado que sus afiliados se desempeñan en los cargos para los que se requiere esta jornada excepcional autorizada por las direcciones del Trabajo respectivas. Gracias a la buena relación que tenemos con las organizaciones sindicales, hemos contado con su apoyo para obtener las renovaciones requeridas en su plazo máximo, cuya vigencia máxima es de tres años.

GBU FLEX GEN&RETAIL

En esta unidad, nuestra gestión estuvo enfocada en todo el trabajo que involucra nuestro Plan de Transición Justa, específicamente para Mejillones. Se constituyó un grupo multidisciplinario integrado por la gerencia del sitio, las gerencias de Comunicaciones Externas y Recursos Humanos, así como por cada una de las unidades de negocio involucradas. Se trabajó fundamentalmente en la formulación de una carta Gantt, en mecanismos de reducción de impactos y desarrollo de las personas afectadas, considerando los escenarios posibles del Plan de Descarbonización. Adicionalmente, en noviembre nuestra CEO se reunió con todos los dirigentes sindicales en un encuentro nacional en Mejillones. En la oportunidad, compartió su visión sobre los desafíos de la transición energética y del negocio y respondió a las inquietudes de los dirigentes.

GBU NETWORK

Este año, nuestra función principal fue entregar soporte en el desarrollo y creación del nuevo Centro de Control, que abordará de forma integrada, las señales de la Compañía y de sus filiales, permitiéndonos tener una posición más competitiva dentro del mercado. En esa dirección, se brindó apoyo en lo referente al personal de la nueva compañía y a la participación de los trabajadores de ENGIE en ella.

III. CUMPLIMIENTO LABORAL CONTRATISTAS

Este año también ampliamos nuestro monitoreo en materia de cumplimiento laboral. Sumamos a este procedimiento una revisión de los estándares de las empresas contratistas en materia de diversidad, participación de la mujer y prohibición del trabajo infantil, como parte de los compromisos que asumimos en el préstamo que solicitamos al IFC.



POLÍTICA DE ACOSO SEXUAL Y LABORAL

Este año lanzamos la Política de Acoso Sexual y Laboral, difundida ampliamente a través de nuestros canales internos y mediante charlas a toda la organización. A través de esta declaración formalizamos nuestro compromiso con mantener a nuestra organización y la cadena de valor libre del acoso y, al mismo tiempo, proveer a los integrantes de la compañía, las herramientas necesarias para realizar las denuncias correspondientes y así hacer efectivos los procedimientos dispuestos para estos efectos.

SENSIBILIZACIÓN

Este año le dimos continuidad al trabajo que comenzamos en 2022, con algunos cambios en la metodología, y dictamos charlas focalizadas en las realidades de las distintas gerencias.

Desde 2022 contamos con una línea especial para efectuar denuncias seguras y anónimas sobre acoso.

DENUNCIAS 2023

Este año, a través de este canal, recibimos 10 denuncias, 7 por acoso laboral y 3 por acoso sexual (adicionalmente recibimos una proveniente del personal externo), todas las cuales fueron debidamente investigadas y cerradas en colaboración con un estudio jurídico externo, a fin de asegurar la imparcialidad y objetividad en el proceso. Es así como las investigaciones de las denuncias por acoso laboral concluyeron que no existían hechos constitutivos de acoso laboral. Por su parte, las investigaciones de las denuncias de acoso sexual concluyeron que sí existían hechos constitutivos de delito y derivaron en la desvinculación de las personas denunciadas.

Finalmente, este año continuamos con los chequeos preventivos en los procesos de reclutamiento, para comprobar que los candidatos no hayan sido sujetos de denuncias de acoso en sus trabajos anteriores.

4.3 RELACIONAMIENTO CON COMUNIDADES

Nuestro negocio requiere construir y emplazar proyectos para generar y almacenar energía, y entregar servicios de transmisión (subestaciones y líneas de transmisión) que requieren de la aprobación social de las comunidades donde serán construidos. En ese contexto, tenemos el propósito de insertarnos como un vecino responsable que se ocupa de sus impactos negativos y al mismo tiempo aporta al desarrollo local, específicamente a potenciar el empleo, a fortalecer a las PYMES y a brindar acceso a energías renovables para los espacios públicos.

4.3.1 GESTIÓN TERRITORIAL DESDE ARICA A LOS LAGOS

Con el ingreso de las nuevas unidades de generación renovable y ampliación de nuestros servicios de transmisión, nuestra gestión territorial se ha ido desplazando desde el norte al sur del país. Nuestra área de influencia abarca tres zonas: norte (Arica-Antofagasta), hacia el centro (Taltal-Maule) y sur (Ñuble, Biobío, Los Lagos). En cada una de ellas tenemos un equipo liderado por una persona encargada zonal que le reporta directamente a la Gerencia de Sostenibilidad y Comunidades, a cargo de entregar las directrices.

Entre las principales tareas del equipo territorial se cuenta tender los puentes y establecer vínculos con cada una de las comunidades y autoridades locales. También debe ocuparse de la habilitación socioambiental y territorial de los nuevos proyectos, a partir de los lineamientos que entrega el Modelo de Aproximación Temprana. Gracias a esos esfuerzos, en 2023 cumplimos dos años sin incidentes con las comunidades.



MODELO DE APROXIMACIÓN TEMPRANA A COMUNIDADES ENGIE ENERGÍA CHILE



APORTE A LOS ODS

En la gestión territorial y el trabajo con las comunidades, con nuestras inversiones estamos aportando con la Agenda Global y cumplimiento de los ODS, específicamente con:



4.3.1 PRINCIPALES INICIATIVAS EN 2023

Este año, nuestra gestión territorial consolidó su presencia en el sur del país. A la compra del Parque Eólico San Pedro en Chiloé, en 2022, se sumaron los ingresos de las evaluaciones ambientales para los proyectos ubicados en la Región del Libertador Bernardo O'Higgins, en la Región de Ñuble y en la Región de Los Lagos -Frutillar, Llanquihue, Calbuco-.

En la zona centro se aprobó ambientalmente la subestación de La Ligua y el Parque Fotovoltaico PV Libélula. Por otra parte, estamos desarrollando un fuerte trabajo de relacionamiento comunitario en la subestación Totihue, en la comuna de Rengo.

En la zona norte, donde mantenemos una importante actividad dado que están emplazadas las instalaciones más antiguas de la compañía, ampliamos nuestro trabajo territorial en Arica, a propósito de la subestación Roncacho.

Todos estos procesos conllevan el despliegue de protocolos y estándares de relacionamiento, de manera que este año decidimos fortalecer el equipo de trabajo para aumentar nuestra presencia local y así gestionar, desde los propios territorios, el vínculo comunitario. Potenciamos los equipos de las zonas sur y centro, específicamente en la comuna de Dalcahue en Chiloé -donde operamos el Parque Eólico San Pedro- y en la comuna de Taltal, donde estamos construyendo el Parque Eólico Lomas de Taltal -el más grande de todos nuestros activos renovables- y el Parque Eólico Fidelia, que recibió su aprobación ambiental este año.

I. MATRIZ DE RIESGOS

En atención al aumento de los proyectos y operaciones, la Gerencia de Sostenibilidad y Comunidades implementó un nuevo procedimiento con el objetivo de

desarrollar un mapeo y gestión de los stakeholders en el ámbito territorial. El objetivo de esta matriz es facilitar el seguimiento y análisis de los riesgos, el relacionamiento que se realiza con los actores sociales y los planes de acción en cada comunidad.

II. PROTOCOLO COMUNIDADES INDÍGENAS

En 2023 iniciamos el proceso de elaboración de un protocolo que nos ayudará a establecer los lineamientos para diseñar un plan de relacionamiento dirigido a las comunidades indígenas. Esta iniciativa surge de las recomendaciones que recibimos en el marco del crédito que nos otorgó el IFC. El nuevo plan potenciará el trabajo que mantenemos con las comunidades indígenas aledañas al Parque Eólico Calama, ubicado en la comuna de Calama, Región de Antofagasta.



III. INVERSIÓN SOCIAL

La inversión social que realizamos en el territorio, la canalizamos a través de nuestras Mesas de Trabajo y Fondos Concursables, que son instancias formales de trabajo que mantenemos con las comunidades. De manera gradual y en forma coordinada con los vecinos, hemos buscado orientar estos aportes hacia los cuatro pilares estratégicos de nuestra Política de Asociatividad:

- **Iniciativas de Desarrollo Local:** que fomenten el empleo y el emprendimiento.
- **Acceso a Energías Limpias:** para espacios públicos y patrimoniales.
- **Aporte a la Cadena de Valor:** desarrollo de las organizaciones sociales comunales.
- **Participación y Convivencia:** actividades que generen cohesión entre los vecinos.

Con este ejercicio logramos avances significativos en estas materias. Alcanzamos una inversión anual de MUSD 1,2, casi el doble del monto invertido en 2022. Los recursos se destinaron a 188 iniciativas, que beneficiaron directamente a más de 49.468 personas e indirectamente a más de 152.850.

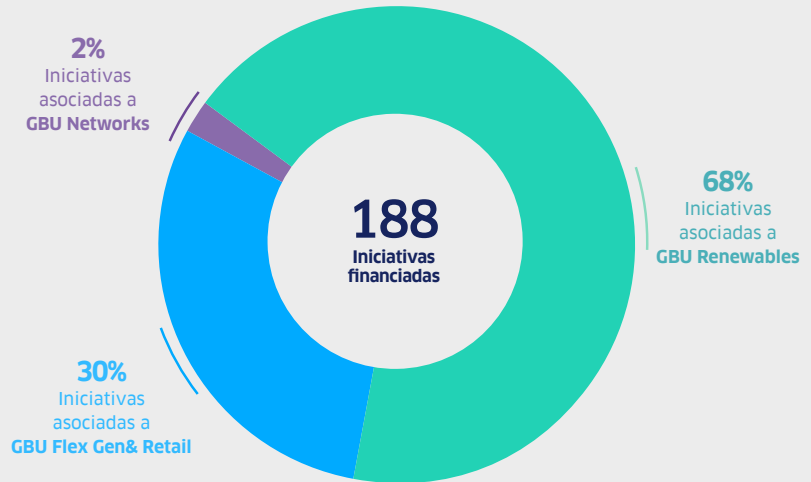
El incremento respecto de 2022 se explica fundamentalmente por nuestra mayor actividad en la zona sur, específicamente, la comuna de Dalcahue, Chiloé, hacia donde se canalizó cerca del 50% de la inversión dirigida a esa zona.

20

Nuevos proyectos de Acceso a la Energía Renovable



INVERSIÓN SOCIAL 2023: MUSD 1,2



85

fondos concursables entregados



18

Comunas beneficiadas



50

emprendedores locales apoyados para potenciar sus negocios



202.318

personas impactadas directa e indirectamente a nivel país



49.468

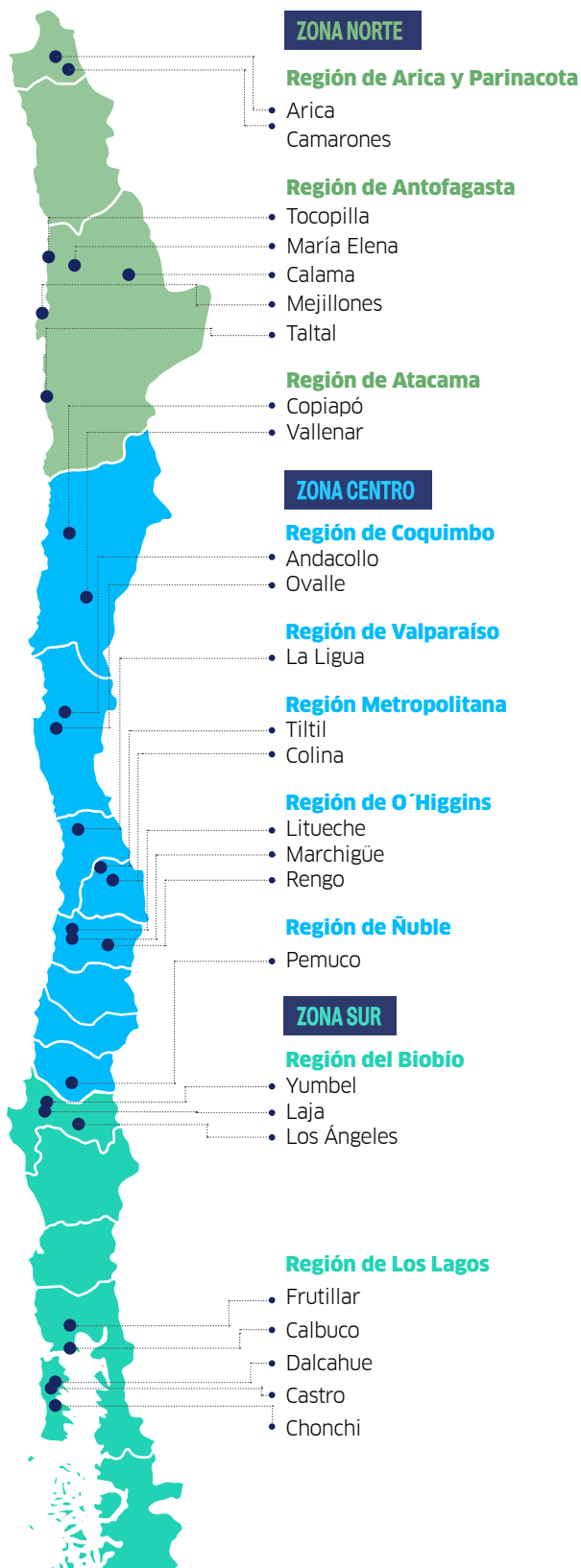
personas impactadas directamente



152.850

personas impactadas indirectamente

COBERTURA GESTIÓN TERRITORIAL DE ENGE ENERGÍA CHILE



IV. INVERSIÓN POR ZONAS

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 organizaciones sociales más representativas, juntas de vecinos, uniones comunales, municipios y, en el caso de Mejillones, representantes del comercio y proveedores locales.

Entre las iniciativas destacadas de este año, está el financiamiento de emprendimientos de personas naturales, a través del Fondo Emprendedor (a), que favoreció a más 20 personas en Mejillones y Tocopilla. En el eje Acceso a la Energías Limpias para lugares públicos, se financiaron 13 proyectos que beneficiaron a juntas de vecinos, sedes juveniles y espacios públicos como el sector céntrico de Calama, a la sede comunitaria Pueblo Viejo de Caspana, a la iglesia de Turi y la plaza de Toconce.

En el eje Participación y Convivencia, entre las actividades destacadas está la firma de una alianza con la Municipalidad de Mejillones para apoyar proyectos de la comunidad que contribuyan a mejorar el bienestar de los residentes de la comuna y, al mismo tiempo, favorecer su integración y cohesión como vecinos. Esta alianza se traduce en un aporte por parte de la compañía de \$26.000.000 para este 2023.

Respecto del lineamiento Aporte a la Cadena de Valor -el más demandante en términos de inversión-, los recursos se destinaron, principalmente, a los convenios comprometidos con las organizaciones sociales.

ACTIVIDAD DESTACADA

Desarrollamos el "Mural del Clima" en Tocopilla, una iniciativa que busca educar y sensibilizar a la comunidad sobre los impactos del Cambio Climático. Realizamos un taller que logró una amplia participación de la comunidad. Te invitamos a conocer esta experiencia en este video:



CERTIFICACIÓN SET LABEL

Otro importante logro en 2023 fue la obtención de la certificación SET LABEL, que acredita que nuestro método para construir proyectos solares y eólicos integra criterios ESG de respeto a las comunidades, la naturaleza y de contribución a la reducción de emisiones de carbono.

Somos la primera filial del grupo ENGIE en Sudamérica y la tercera a nivel mundial en lograr esta distinción.

La certificación obtenida es auditada por expertos independientes de Bureau Veritas, quienes tienen reconocimiento mundial al avalar que nuestros proyectos y colaboradores están comprometidos con las comunidades locales.

Como parte del proceso también compartimos información relevante sobre nuestra gestión de la biodiversidad, a través de la plataforma GBIF (Global Biodiversity Information

Facility), utilizando el estándar Darwin Core (DwC). Los datos entregados provienen de estudios realizados por nuestra compañía en el año 2020 sobre la especie *Liolaemus torresi* (Dragón de Torres-Mura), un lagarto endémico del desierto de nuestro país, clasificado como En Peligro por la Unión Internacional para la Conservación de la Naturaleza -IUCN, en su sigla en inglés-.

Al compartir esta información, no solo la hacemos accesible para consulta pública, sino que también contribuimos al conocimiento global sobre la biodiversidad ante la comunidad científica que, posteriormente, permitan adoptar soluciones que promuevan su conservación, su uso sostenible y la formulación de políticas de biodiversidad basada en evidencia. Cabe destacar que GBIF es el repositorio más grande a nivel mundial sobre biodiversidad, lo que refuerza nuestro



compromiso de promover la protección y cuidado del medio ambiente.

Así, esta certificación SET -por su sigla en inglés-, en castellano Transición Energética Sostenible, abarca tres áreas: comunidad, naturaleza y clima, para garantizar:

1. Involucrar a las partes interesadas en los proyectos.
2. Preservar la naturaleza alrededor de las instalaciones.
3. Optimizar la contribución de los proyectos a la lucha contra el cambio climático.

ZONA CENTRO

En la zona centro, los recursos se destinaron fundamentalmente a la comuna de Taltal, donde estamos construyendo el Parque Eólico Taltal. En el marco del eje Participación y Convivencia, suscribimos una alianza con la Municipalidad de Taltal para apoyar proyectos que contribuyan al bienestar de esa comuna. En esa categoría se encuentra la realización de iniciativas que tengan un enfoque en educación y cuidado medioambiental; promoción del deporte, actividades recreativas, culturales y familiares; infraestructura sustentable; y cuidado y atención de adultos mayores. Además, se privilegiará a aquellas acciones que integren proveedores locales.



IMPACTOS DE LA INVERSIÓN SOCIAL

Más de 200.000 personas se beneficiaron directa e indirectamente con las iniciativas que impulsamos en las comunidades vecinas, en 2023. Aquí les compartimos parte de sus impresiones.



ZONA SUR

En la zona sur, los recursos se destinaron fundamentalmente a Chiloé, donde está emplazado nuestro Parque Eólico San Pedro, adquirido a fines de 2022. Desde el principio, comenzamos a involucrarnos con la comunidad de Dalcahue, de manera que este año iniciamos la implementación de las iniciativas acordadas en tres ejes: Participación y Convivencia, Iniciativas de Desarrollo Local y Acceso a Energías Limpias. Entre los proyectos destacados está el financiamiento de un Sistema Fotovoltaico On Grid para el Comité Agua Rural San Pedro, que favoreció a 5 viviendas. También, desarrollamos un piloto de recuperación de Turberas, un programa de educación ambiental y un programa para fomentar los contenidos científicos en los estudiantes del Liceo Bicentenario de Dalcahue.

Un poco más al norte, en la Región del Biobío, realizamos nuestra primera Cuenta Pública Participativa en las instalaciones de nuestra Central Hidroeléctrica Laja, para las comunidades y autoridades de las comunas de Laja, Yumbel. La actividad contó con la presentación de diversos colaboradores de la compañía, quienes expusieron sobre la gestión operacional, social y ambiental; y luego se dio paso a una instancia de diálogo, en la cual más de 70 personas pudieron resolver sus dudas.





ACTIVIDAD DESTACADA

PROMOCIÓN DEL APRENDIZAJE CIENTÍFICO (STEM) EN CHILOÉ

Realizamos un plan piloto para fortalecer los contenidos científicos de las áreas STEM (Ciencia, Tecnología, Ingeniería y Matemática) para 150 estudiantes del Liceo Bicentenario de Excelencia de Dalcahue, en la provincia de Chiloé, Región de Los Lagos.

Para esta experiencia nos unimos con la start up Lab4U, que desarrolló una solución educativa que permite realizar experimentos en tiempo real de manera fácil y entretenida, utilizando los distintos sensores que traen incorporados los dispositivos móviles -celulares y tablets- convirtiéndolos en herramientas científicas.

El programa consideró sesiones de trabajo con los estudiantes, específicamente, en la asignatura de Física, y con los docentes, con quienes se abordaron temáticas como metodología indagatoria, desarrollo de habilidades de investigación científica y empoderamiento femenino en el ámbito de las ciencias, entre otras.

Adicionalmente, se realizaron charlas de equidad de género y empoderamiento femenino para inspirar a las niñas en su acercamiento a las ciencias y carreras de temáticas STEM, al igual que sobre las oportunidades que les brinda la industria energética. El piloto se realizó el segundo semestre educativo y se efectuaron un total de 28 sesiones de experimentación.

IMPACTOS

La Provincia de Chiloé ha contado con históricas dificultades de acceso a Educación Básica, Media y Superior. Es así como este programa contribuye a disminuir las brechas educacionales y aportar al desarrollo de jóvenes que enfrentaran los desafíos del futuro. Este trabajo nos permitió un amplio involucramiento de toda la comunidad educativa, quienes valoraron profundamente el apoyo de la compañía y evaluaron de forma positiva el aporte del programa en la formación educacional de los estudiantes.

Te compartimos las impresiones de la comunidad educativa en este video



Importante cobertura de prensa tuvo el lanzamiento del programa. Puedes verlo en el siguiente link.

4.4 GESTIÓN DE PROVEEDORES

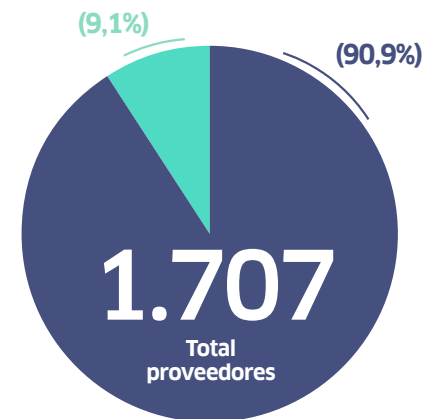
Para avanzar en nuestros compromisos con la sostenibilidad y debida gestión de nuestros impactos, es clave contar con proveedores y contratistas comprometidos con generar impactos positivos en las personas y el planeta. Entre los aspectos que consideramos al momento de seleccionarlos, están el comportamiento ético y cumplimiento normativo, de responsabilidad social y ambiental, y respeto a los Derechos Humanos. La gestión que realizamos en estas materias, está alineada con los requerimientos solicitados por los bancos y fondos de inversión, que premian con mejores condiciones crediticias a las empresas que gestionan su negocio bajo los lineamientos de la sostenibilidad.

4.4.1 CADENA DE SUMINISTRO SOSTENIBLE

Nuestra compañía viene desarrollando un trabajo sostenido en orden a establecer relaciones de colaboración mutua con las empresas que nos prestan servicios y/o suministran insumos. Junto con asegurar un cumplimiento permanente de la legislación vigente, estamos creando mayores incentivos para que incorporen criterios de sostenibilidad y gestión de impactos en la administración de su negocio. Con ese fin diseñamos múltiples iniciativas de sensibilización y formación, y al mismo tiempo hemos ido reforzando los criterios de selección con nuevos lineamientos sociales y ambientales.

Disponemos de una plataforma externa, ECOVADIS, que evalúa la Responsabilidad Social Empresarial (RSE) de las empresas estratégicas que nos prestan servicios e insumos 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. Anualmente, desarrollamos un proceso de evaluación de desempeño de los principales proveedores, con quienes compartimos los resultados obtenidos y acordamos establecer mejoras para el período siguiente en aquellos casos en que el resultado de dicha evaluación lo amerite.

Al cierre de 2023, trabajamos con proveedores y contratistas nacionales e internacionales. Los primeros representan un 90,9% del total y los segundos el 9,1% restante. Identificamos a nuestros proveedores bajo la categoría de Estratégicos de acuerdo a su relevancia para la continuidad operacional de nuestro negocio, los que al cierre de 2023 representan el 85% del gasto anual en adquisición de bienes y contratación de servicios.



1.552
Proveedores
nacionales

155
Proveedores
Internacionales



8,8%

de los proveedores fueron analizados
bajo criterios de sostenibilidad sobre el
total de evaluados

EVALUACIÓN PROVEEDORES CRITERIOS SOSTENIBILIDAD

	Proveedores nacionales	Proveedores extranjeros
N° de proveedores evaluados	181	24
N° de proveedores analizados bajo criterios de sostenibilidad	16	2
% de proveedores analizados bajo criterios de sostenibilidad sobre el total de evaluados	8.8%	8.3%
Monto compras totales	USD 641,577,851	USD 428,074,062
Monto compras que corresponde a proveedores analizados bajo criterios de sostenibilidad	USD 48,772,165	USD 374,033,719
% de las compras totales que corresponde a proveedores analizados bajo criterios de sostenibilidad	7.6%	87.4%

4.4.2 AVANCES 2023

Durante este ejercicio, desarrollamos una estrategia de trabajo denominada +Suppliers, con el objetivo de impulsar una cultura sustentable, inclusiva y segura en nuestras relaciones comerciales.

Entre las iniciativas más relevantes de este trabajo están: la creación de la primera Política de Abastecimiento Sostenible e Inclusivo, la alianza con Huella Chile para impulsar a nuestros proveedores y empresas contratistas a medir su huella de carbono, la reducción de los plazos de pago a pymes y el fortalecimiento de la vinculación y el trabajo colaborativo con los proveedores y organizaciones con quienes colaboramos o somos socios. Entre ellas está la Asociación de Generadoras de Chile, donde participamos en la elaboración e implementación de los Principios Orientadores para Proveedores y Contratistas, documento que estableció una serie de buenas prácticas para la Gestión de Proveedores y Contratistas principalmente en proyectos, en respuesta a la problemática que desde años aqueja al sector energético.

I. NUEVA POLÍTICA DE ABASTECIMIENTO SOSTENIBLE E INCLUSIVO

La elaboración de nuestra Política de Abastecimiento Sostenible tiene como base la colaboración. Organizamos mesas de trabajo con representantes de nuestros principales proveedores, para recopilar sus observaciones, experiencias y sugerencias respecto a las acciones que se podrían llevar a cabo en el ámbito del desarrollo sostenible, así como sus opiniones sobre la importancia de esta temática en la industria. A partir de estos espacios de trabajo, identificamos los procesos donde es viable incorporar aspectos de la sostenibilidad en el corto plazo. Estos son:

- La cuantificación y certificación de su huella de carbono.
- La promoción de la diversidad, con un enfoque en la equidad de género.
- El cumplimiento de Ley N° 21.015, que asegure la participación de un % de

colaboradores con alguna discapacidad en la dotación de nuestras empresas proveedoras.

- La elaboración de una política de sostenibilidad en sus organizaciones.

En el ámbito de los incentivos, apostamos por proporcionar un plus (bonificación) en el proceso de selección de proveedores a aquellas empresas que posean estrategias, políticas o iniciativas relacionadas con el desarrollo sostenible.

La ejecución de esta política estará a cargo de un equipo designado específicamente para esta función. Asimismo, nos comprometemos a llevar a cabo, entre nuestros proveedores, una supervisión continua y una evaluación progresiva de la implementación de sus directrices.



ENCUENTRO CON PROVEEDORES EN 2023

En diciembre de 2023 realizamos la segunda versión del Supplier Day, un evento originado en nuestra casa matriz en Francia con el objetivo de estrechar vínculos con nuestros principales proveedores y hacerles partícipes de nuestra estrategia. En concordancia con los focos de trabajo del año, el eje de este evento estuvo en sostenibilidad. En la jornada participaron 26 proveedores estratégicos y en conjunto con ellos analizamos un resumen de los logros, desafíos y otros aspectos destacados del 2023. También revisamos nuestra estrategia con el objetivo de hacerlos partícipes de la agenda definida para el 2024.

En esta ocasión, nuestro CFO Eduardo Milligan encabezó la apertura del encuentro, haciendo especial referencia a la importancia que ENGIE les está dando a los temas

de desarrollo sostenible, diversidad e inclusión, y a las expectativas que tenemos como compañía de contar con el apoyo de los proveedores para abordar los desafíos que nos propusimos en estas materias.

Generamos bloques de conversación entre el equipo de la Gerencia de Abastecimiento y los proveedores en torno a cuatro ejes sostenibles: fortalecimiento de pymes (pequeñas y medianas empresas), digitalización en Supply Chain, sostenibilidad y diversidad e inclusión. Les presentamos un extracto de la recientemente publicada Política de Abastecimiento Sostenible e Inclusivo. Aprovechamos este encuentro para reconocer a 10 de nuestros proveedores por su compromiso con el desarrollo sostenible.

II. GESTIÓN AMBIENTAL Y HUELLA DE CARBONO

En el ámbito ambiental, las empresas que nos suministran bienes y servicios deben cumplir con requisitos específicos vinculados al transporte, manejo y disposición de sustancias y residuos peligrosos, materiales y componentes descritos en el Reglamento Especial para Empresas Contratistas y Subcontratistas. Las exigencias, compromisos y obligaciones ambientales están establecidos en nuestro Sistema de Gestión Integrado, porque tienen un impacto directo en la empresa. Este sistema está conformado por normas internacionales -ISO 9001/2015, ISO 14001/2015 e ISO 45001/2018. En caso de existir un potencial incumplimiento, el representante de la empresa proveedora, el administrador del contrato por parte de ENGIE Energía Chile y el asesor ambiental deben elaborar en conjunto un plan de acción para normalizar la situación, indicando a los responsables de la ejecución de las acciones acordadas y los plazos para darle seguimiento.

En 2023, diseñamos el plan Carbon Neutral Challenge, que busca impulsar la medición y certificación de la huella de carbono de proveedores y contratistas, comenzando con aquellos que pertenecen a la categoría de Contratos Estratégicos.

Con el propósito de desarrollar esta actividad, suscribimos una alianza con el programa gubernamental Huella Chile. Organizamos una sesión de presentación del programa dirigida a los proveedores, ofreciéndoles la oportunidad de establecer la comunicación y coordinación necesarias para llevar a cabo la medición requerida. Mantenemos un contacto permanente con el equipo, con el objetivo de estar al tanto de los avances en el proceso de certificación.



III. REDUCCIÓN DE PLAZOS DE PAGO PARA PYMES

Gestionamos los procesos de pago a proveedores de acuerdo con la Ley N° 21.131, la cual establece un plazo de pago máximo de 30 días. Ponemos a disposición de los proveedores y empresas contratistas plataformas digitales que les permiten agilizar trámites y procesos, como, por ejemplo, los vinculados a sus pagos.

Durante este año realizamos un trabajo para identificar oportunidades de mejora en los tiempos de pago para las pymes que nos prestan servicios. Como resultado, a partir de agosto de 2023 establecimos un plazo de pago de 15 días para las pymes inscritas en el Registro Nacional de pymes del Ministerio de Economía. Esta operación se ha realizado de manera gradual, mientras desarrollamos un proceso de identificación de las Pymes, el cual esperamos consolidar en el 2024.

Al cierre del ejercicio no tenemos acuerdos inscritos en el Registro de Acuerdos con Plazo Excepcional de Pago que lleva el Ministerio de Economía cuando corresponda.

➔ DESAFÍOS 2024

Para este 2024 tendremos un fuerte énfasis en impulsar el desarrollo sostenible entre nuestros proveedores, tanto en términos de huella de carbono como diversidad e inclusión. En una primera etapa, abordaremos a nuestros proveedores estratégicos y, en forma gradual, nos iremos focalizando en los segmentos de proveedores más pequeños, como por ejemplo nuestras pymes. Dispondremos de una estrategia de trabajo que incluya planes de desarrollo, instancias de capacitación y otras actividades, para que puedan generar valor agregado en sus operaciones y fortalecer sus organizaciones.

También desarrollaremos un plan de trabajo asociado a la Política de Abastecimiento Sostenible e Inclusivo, que incluirá la ejecución de una serie de actividades y la creación de instancias de diálogo para abordar temas de equidad de género, gestión de la huella de carbono, diversidad e inclusión laboral, entre otros.



PARQUE FOTOVOLTAICO CAPRICORNIO

UBICACIÓN

Región de Antofagasta

89.91 MW

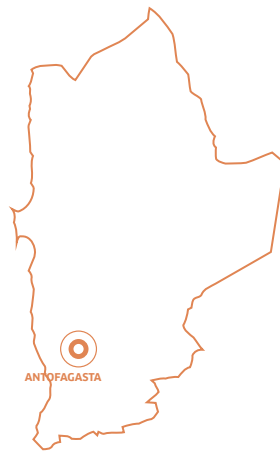
Capacidad instalada

249.210

Paneles fotovoltaicos
Bifaciales

2.769

Trackers montados



ALCANCE

Beneficia a **36.000**
hogares del norte del país

IMPACTO AMBIENTAL

Evita la emisión de **152.015**
toneladas de CO2





PLANETA

5.1 Emisiones / **5.2** Biodiversidad
5.3 Gestión de Residuos / **5.4** Agua

5.1 EMISIONES

La generación térmica en base a combustibles fósiles es una de las actividades que genera más emisiones de gases invernadero en el mundo. El avance de nuestro Plan de Descarbonización se está reflejando en una pronunciada reducción de nuestra huella de carbono y la intensidad de las emisiones y gases contaminantes en general. Con la aceleración de nuestras inversiones en generación renovable nos acercamos a nuestro objetivo principal, que es lograr la Carbono Neutralidad al año 2045.

5.1.1 HUELLA DE CARBONO Y EMISIONES

I. HUELLA DE CARBONO

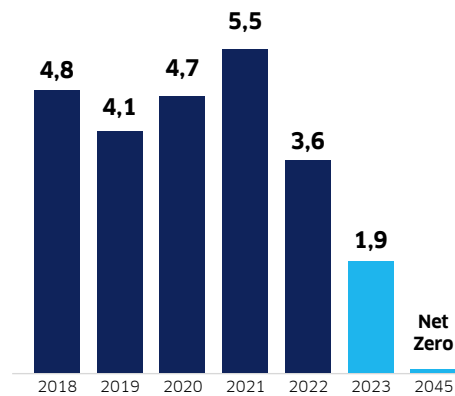
En ENGIE Energía Chile medimos la huella de carbono basándonos en la norma ISO 14.604 y en los factores de emisión para combustión estacionaria propuestos por la Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). Además, contamos con un sistema de monitoreo cuyos resultados son presentados mensualmente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

Con el progreso de nuestro plan de cierre de las unidades a carbón hemos logrado una reducción continua y permanente en nuestras emisiones de CO₂eq. En 2023 bajaron un 43% respecto del año 2022 y un 55% respecto de 2021.

En el mismo periodo, nuestras emisiones directas (se calcula considerando las emisiones CO₂eq

por MWh producido) cayeron un 43% y un 55%, respecto de 2022 y 2023, respectivamente. Asimismo, la intensidad de las emisiones directas bajó un 44% en relación al 2022 y un 51% respecto de 2023.

Alcance 1 Emisiones GHC Directas
(Mt CO₂eq)



(*) En 2018, comunicamos nuestra decisión de cerrar las unidades a carbón para reemplazarlas por unidades de generación renovable.

II. EMISIONES ATMOSFÉRICAS LOCALES

El avance de nuestro Plan de Descarbonización y el mejoramiento de las condiciones hidrológicas del país en 2023, fueron las principales causas de la reducción de nuestras emisiones de material particulado (MP), de óxido de nitrógeno (NO_x) y de dióxido de azufre (SO_x) registradas en el año.

Las emisiones globales de dióxido de carbono registraron, nuevamente, una caída, esta vez del 43% respecto de las emitidas en 2022. Esta disminución se debió, principalmente, al bajo despacho de nuestras unidades carboneras, el que, paulatinamente, ha sido reemplazado por la generación renovable.

Desde que iniciamos la desconexión de nuestras unidades a carbón en 2019, hemos reducido de forma permanente las emisiones atmosféricas.

Durante el año 2023, las emisiones totales de MP disminuyeron a 49 toneladas/año, un 50% inferior respecto de los niveles registrados en 2022. Por su parte, las emisiones NO_x alcanzaron a las 1.612 toneladas/año, un 32% menor que en 2022. Una tendencia similar se observó en las emisiones SO_x, con 1.045 toneladas/año, lo que representa una caída del 36% en el periodo analizado.

En 2023 las emisiones globales de dióxido de carbono bajaron un 43% respecto de las emitidas en 2022.

TOTAL DE EMISIONES DE GEI (MT CO₂E)

	Variación				
	2021	2022	2023	2023 vs 2022	2023 vs 2021
Total Mt CO₂eq	7.1	5.6	3.2	- 43%	- 55%
Alcance 1 (Mt CO₂eq)	5.5	3.6	1.9	- 47%	- 65%
Alcance 2* (Mt CO₂eq)	0.1	0.1	0.1	0	0
Alcance 3 (Mt CO₂eq)	1.5	2.0	1.3	-35%	-13%
Venta de gas (cf. abajo: Use of product sold)	0,2	0,3	0,1	-67%	-50%
Energía comprada a terceros* (cf. abajo: Energy purchase for resale)	1,3	1,7	1,2	-70%	-7,6
Intensidad emisiones Alcance 1 (gCO₂/kWh)	710	618	346	-44%	-51,2

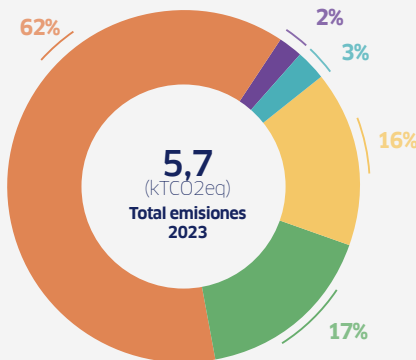
*Reclasificación energía comprada a terceros.



HUELLA DE CARBONO EN EL TRABAJO

Como parte de nuestro objetivo de alcanzar la Carbono Neutralidad en 2045, también gestionamos las emisiones que generamos para realizar nuestro trabajo (Way's of Working). A nivel de Grupo ENGIE, contamos con una metodología transversal para todas las operaciones en el mundo, para así contar con una línea base que permita elaborar planes de acción dirigidos a reducir y mitigar los impactos.

En 2023 nuestra huella de carbono Way of Working fue de 5,7 kTCO₂eq, registrando una pequeña variación respecto de 2022 (5,6 kTCO₂eq). Esta variación se explica, fundamentalmente, por los viajes. Las emisiones de todos los ítems restantes tuvieron una caída respecto de 2022, especialmente, las generadas por la flota de vehículos de la empresa, los edificios y oficinas.



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

ÁMBITOS DE MEDICIÓN DE EMISIONES				
<p>Edificios de oficinas</p> <p>↓</p> <p>Se consideran las emisiones de fuentes fijas, compras de electricidad, principalmente.</p>	<p>Medios de transportes usados por el personal</p> <p>↓</p> <p>Medios de transporte, públicos y particulares, utilizados por nuestros colaboradores para dirigirse a su lugar de trabajo.</p>	<p>Flota de vehículos de la compañía</p> <p>↓</p> <p>Vehículos de la compañía usados para cubrir sus necesidades de desplazamiento.</p>	<p>Viaje de negocios</p> <p>↓</p> <p>Se consideran traslados locales e internacionales.</p>	<p>Infraestructura digital y equipos</p> <p>↓</p> <p>Se considera el número de equipos utilizados -notebooks y computadores fijos, el uso de data center, transferencia de datos, impresión de papel, principalmente.</p>
EMISIONES EN KT CO ₂ EQ				
<p>0,62</p> <p>2022</p>	<p>0,97</p> <p>2022</p>	<p>1,3</p> <p>2022</p>	<p>2,47</p> <p>2022</p>	<p>0,16</p> <p>2022</p>
<p>0,17</p> <p>2023</p>	<p>0,92</p> <p>2023</p>	<p>0,95</p> <p>2023</p>	<p>3,55</p> <p>2023</p>	<p>0,12</p> <p>2023</p>
<p>↓</p> <p>-72%</p> <p>VARIACIÓN</p>	<p>↓</p> <p>-5%</p> <p>VARIACIÓN</p>	<p>↓</p> <p>-27%</p> <p>VARIACIÓN</p>	<p>↓</p> <p>+44%</p> <p>VARIACIÓN</p>	<p>↓</p> <p>-25%</p> <p>VARIACIÓN</p>

III. CALIDAD DEL AIRE

Nuestra compañía monitorea desde hace varios años la calidad del aire en las ciudades de Tocopilla y Mejillones. De acuerdo con estas mediciones, ambas

ciudades muestran una buena calidad del aire, manteniendo las concentraciones inferiores a los parámetros establecidos en la Norma de Calidad Primaria.

En el caso de Mejillones, los resultados históricos de calidad del aire para MP-10 y MP-2.5 monitoreados en la estación de calidad del aire de Mejillones, desde enero 2012 a diciembre 2023, registran una caída.

CONCENTRACIÓN ANUAL ($\mu\text{G}/\text{M}^3\text{N}$) MEJILLONES

MP-10 DISCRETO													
Estadístico	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Limite
Promedio del período	21	25	20	33	15	16	15	16	12	14	15	15	50 $\mu\text{g}/\text{m}^3\text{N}$
Percentil 98, promedio diario	38	114	43	83	47	32	41	28	25	30	30	29	150 $\mu\text{g}/\text{m}^3\text{N}$

MP-2.5 DISCRETO													
Estadístico	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
Promedio del período	-	-	-	5	9	10	10	7	6	5	6	6	
Percentil 98, promedio diario	-	-	-	12	22	23	20	17	12	9	11	12	

SO ₂													
Estadístico	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Limite						
Promedio del período	1,7	2,0	3,4	5,4	2,1	2,1	80/ 60 $\mu\text{g}/\text{m}^3\text{N}$ (nuevo 2019)						
Máximo promedio diario percentil 99	5,5	7,5	8,8	18,3	6,1	7,0	250/ 150 $\mu\text{g}/\text{m}^3\text{N}$ (nuevo 2019)						
Concentración 1 hora percentil 98,5		9,8	10,9	20,0	10,9	10,0	350 a partir 2019						
Concentración 1 hora percentil 99						11,8	350 a partir 2019						

NO _x													
Estadístico	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Limite						
Promedio del período	2,5	2,3	2,4	2,3	2,6	2,1	100 $\mu\text{g}/\text{m}^3\text{N}$						
Máximo promedio diario percentil 99	42,2	40,5	44,5	61,6	37	24,5	400 $\mu\text{g}/\text{m}^3\text{N}$						

CO													
Estadístico	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Limite						
Máximo promedio diario percentil 99	0,3	0,4	0,4	0,4	0,2	0,4	30 $\text{mg}/\text{m}^3\text{N}$						
Máximo promedio móvil 8 Hrs percentil 99	0,3	0,3	0,4	0,3	0,2	0,4	10 $\text{mg}/\text{m}^3\text{N}$						

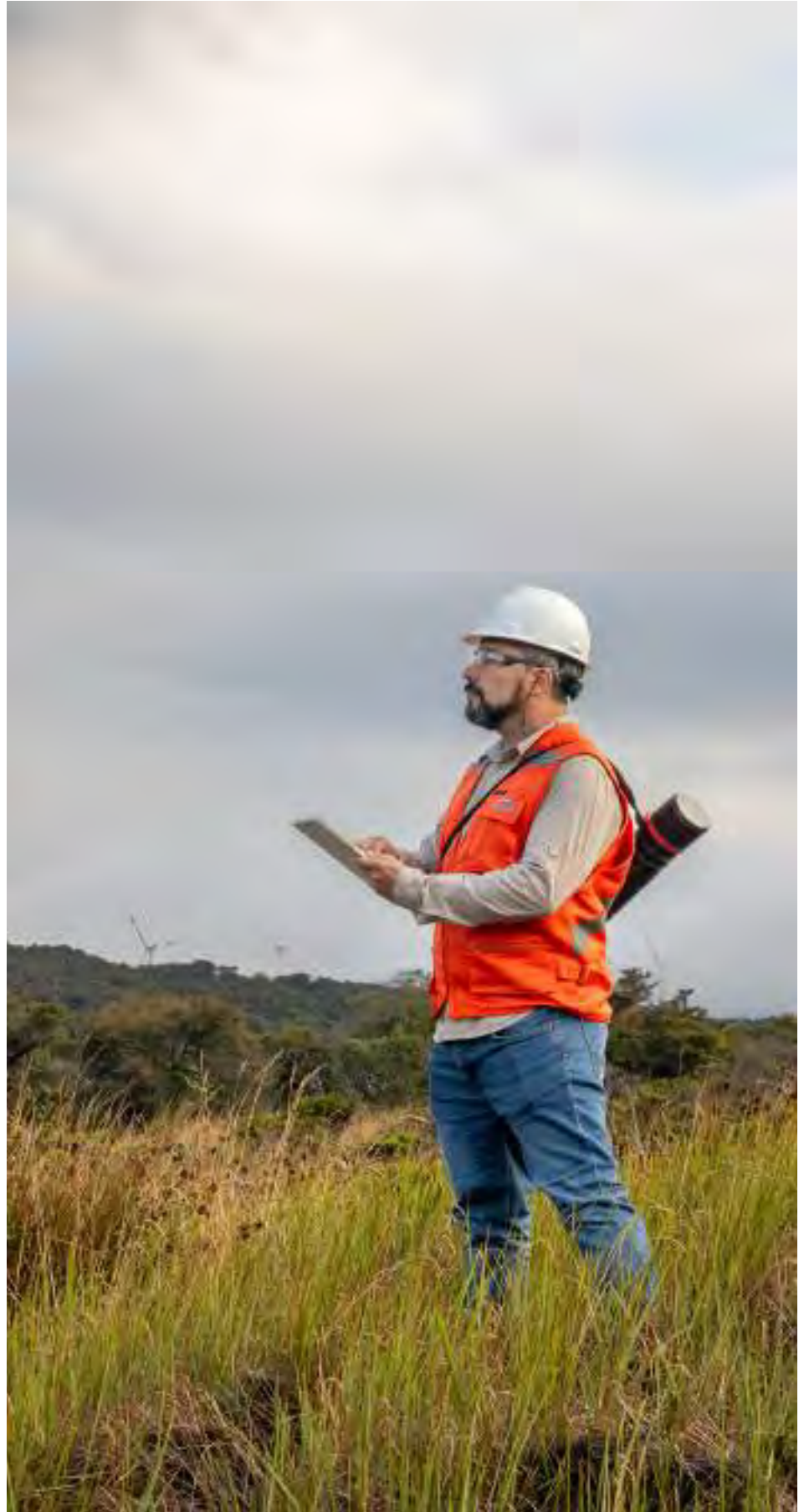
O ₃													
Estadístico	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Limite						
Máximo promedio diario percentil 99	55	58	58	77	49		120 $\mu\text{g}/\text{m}^3\text{N}$						

IV. INVERSIONES

En cuanto a las inversiones, en 2023 estuvimos enfocados en el proyecto de actualización de los sistemas de manejo y almacenamiento de datos de emisiones, y la conectividad en línea de esta información con las autoridades ambientales responsables de fiscalizar el cumplimiento normativo. También hubo inversiones menores en la actualización de equipamiento de monitoreo ambiental.

IMPUESTOS VERDES

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 2022 ya han sido informadas, validadas y se pagaron USD 17.866.910. La disminución del 35% en el pago de impuesto respecto de las emisiones del año 2021 obedece a una menor generación de energía en base a unidades térmicas. Para el 2023, están en elaboración los informes de emisiones afectas al pago de impuestos verdes.



5.2 BIODIVERSIDAD

Los impactos que pueden generar nuestras unidades de generación renovable en los ecosistemas está regulada por las Resoluciones de Calificación Ambiental (RCA), una condición cada vez más crítica frente a las entidades crediticias que entregan préstamos a las empresas que acreditan una gestión responsable de sus impactos. Junto con cumplir con estas exigencias, en ENGIE nuestro objetivo es minimizar nuestros efectos y fomentar el desarrollo de los ecosistemas.

5.2.1 PRINCIPALES AVANCES EN BIODIVERSIDAD

Con el avance de nuestro Plan de Descarbonización, las operaciones de los parques de generación renovables eólicos, solares e hídricos están cobrando una mayor relevancia en nuestra gestión ambiental. La preocupación por los efectos del cambio climático, la sequía, y los impactos en la biodiversidad está sumando a nuevos actores en la acción climática. A los requerimientos de las autoridades ambientales se suman las exigencias de las comunidades y de entidades crediticias, como el International Finance Corporation (IFC), que ofrecen condiciones beneficiosas en la entrega de financiamiento para proyectos que acrediten la gestión de sus impactos sociales y ambientales.

En esa dirección, en 2023 ampliamos la cobertura de nuestra gestión y monitoreo de impactos en biodiversidad, luego de la incorporación de nuevos parques renovables.

La infraestructura de nuestros parques eólicos, solares y líneas de transmisión, ocasionan alteraciones en el ecosistema. Específicamente, cuando las aves migran hacia sus lugares de reproducción y nidificación, pueden colisionar con

nuestras instalaciones. También pueden generar impactos en la flora y fauna, lo que puede conducir a implementar planes de revegetación así como de relocalización o perturbación controlada de especies de fauna terrestre.

Al cierre de 2023, de los diez activos renovables que dispone la compañía, cuatro cuentan con programas de monitoreo ambiental. Estos son: Central Hidroeléctrica Laja, Parque Eólico Monte Redondo (sus obligaciones se extienden durante toda su vida útil), Parque Solar Los Loros, Parque Solar Capricornio y Parque Eólico Calama. En noviembre de 2023, concluyeron las obligaciones de monitoreo quincenal que tuvimos que realizar en el Parque Calama, durante los dos primeros años de su operación. En una situación similar se encuentra el Parque Eólico San Pedro (Dalcahue) que adquirimos en 2022, dos años después de que habían terminado las exigencias de monitoreos ambientales.

Con el ingreso de los nuevos parques, se sumaron 200 hectáreas adicionales a nuestra gestión ambiental. Se trata de zonas que están afectas a reforestaciones o nuevas plantaciones, vinculadas,



principalmente, a nuestros parques eólicos.

También gestionamos las autorizaciones ambientales de nuestros proyectos de almacenamiento de energía (BESS). Como se trata de una tecnología nueva, no está dentro de la tipología de los proyectos que deben ser evaluados

NUEVA METODOLOGÍA

Junto con asegurar cumplimiento y la licencia ambiental para seguir operando, en ENGIE queremos aportar al conocimiento científico.

Desarrollamos una metodología estándar para monitorear la avifauna, permitiéndonos contar con información comparable. La aplicamos en el Parque Eólico Calama y en el Parque Eólico Monte Redondo, y de manera voluntaria la utilizaremos en el Parque Eólico San Pedro. Además, estamos aplicando las directrices señaladas por el IFC en específico para la ejecución de los experimentos que nos permitan estimar el impacto

real a partir de los registros de colisión. De este modo, generaremos información de mayor calidad, para obtener mejores conclusiones de estos monitoreos.

Además, en el Parque Solar Capricornio mejoramos la metodología comprometida en la evaluación ambiental, incorporando tecnología avanzada y permitiéndonos precisar y ampliar el seguimiento de especies hacia sus sitios de nidificación, en especial de la gaviota garuma. Además, estas mejoras permitieron obtener registros inéditos de la presencia de golondrinas de mar y de su ruta hacia sitios de reproducción.



obligatoriamente por el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA). Sin embargo, para fortalecer la certeza jurídica de estos proyectos, decidimos someterlos a la revisión de la autoridad mediante consultas de pertinencia. A la fecha todas las consultas de pertinencia han concluido que los proyectos BESS no deben ingresar obligatoriamente al SEIA.

REQUERIMIENTOS AMBIENTALES DEL IFC

La operación de financiamiento proporcionada por el IFC incluyó obligaciones que, concretamente, nos llevaron a elevar nuestros estándares, especialmente en el ámbito de la gestión de la biodiversidad. Esta revisión tuvo como resultado la modificación de nuestra Política Ambiental y del Sistema Integrado de Gestión. También tuvimos que adaptar los procedimientos sobre el manejo y rescate de avifauna que podría verse afectada por nuestras operaciones, tanto en la fase de construcción como en la fase operativa.

I. MONITOREO DE AVIFAUNA

Realizamos una nueva revisión de los proyectos que tenemos en la Región de Antofagasta, porque en uno de ellos está presente la golondrina negra de mar, un ave clasificada en la categoría de peligro crítico en Chile (*).

Como resultado de este hallazgo, incorporamos el monitoreo de la avifauna por tres años, que se concentrará en cuatro especies -Golondrina de Mar, Golondrina de Mar de Collar, Golondrina de Mar Chica y Golondrina de Mar Peruana- que permitirá cubrir el alcance temático definido en el plan de recuperación, conservación y gestión de las Golondrinas de Mar del norte de Chile (D.S. 06/22 del Ministerio de Medio Ambiente de Chile). Los monitoreos se iniciarán a partir de febrero de 2024 y se ejecutará en tres parques solares que tenemos en esa región: Parque Solar Capricornio, Parque Solar Tamaya y Parque Solar Coya.

Además, la entidad crediticia solicitó ponernos en contacto con alguna organización no gubernamental experta, que nos permitiera precisar la metodología más adecuada para ejecutar los monitoreos. De este modo, nos reunimos con la Red de Observadores de Aves y Vida Silvestre de Chile, ROC, referente en estudios de golondrina de mar, especialmente, golondrina de mar negro.

En la unidad de negocios de Transmisión, específicamente en la subestación Roncacho, estamos haciendo un monitoreo para mitigar los potenciales impactos sobre Golondrina de Mar Negro, en la zona de Arica.



II. JERARQUÍA DE MITIGACIÓN

Además, el IFC nos solicitó la incorporación del concepto de "jerarquía de mitigación", que consiste en un conjunto de acciones priorizadas y secuenciales destinadas a reducir los posibles impactos negativos en la biodiversidad y los servicios ecosistémicos. El requisito específico de la entidad crediticia, es que integremos de manera temprana los criterios ambientales en nuestros proyectos, puntualmente en la selección de los sitios donde se pretende emplazar la operación. El objetivo es anticipar y gestionar de manera proactiva todas las amenazas antes de iniciar la construcción.

5.3 GESTIÓN DE RESIDUOS

La gestión de los residuos peligrosos y no peligrosos, producidos por la generación de energía con combustibles fósiles, es fiscalizada por las autoridades ambientales y sanitarias. Buscamos mitigar los impactos de nuestros residuos a través de procesos de reciclaje, sistemas de control de emisiones, y también contamos con depósitos propios, debidamente autorizados.

5.3.1 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.

En 2023 tuvimos una disminución en la cantidad de residuos no peligrosos generados en la Central Térmica Tocopilla, debido a que las últimas unidades carboneras, 14 y 15, fueron desconectadas del sistema durante junio y octubre del año 2022. Por lo tanto, durante el presente año no se generaron residuos de combustión producto de la generación eléctrica a carbón y sólo se retiró la ceniza remanente de los equipos en decomisionamiento de estas dos unidades.

En Mejillones hubo una disminución significativa en la generación de residuos no peligrosos, principalmente porque durante el 2023 las unidades carboneras estuvieron gran parte del año fuera de servicio, lo que hizo disminuir la cantidad de residuos de combustión generados.

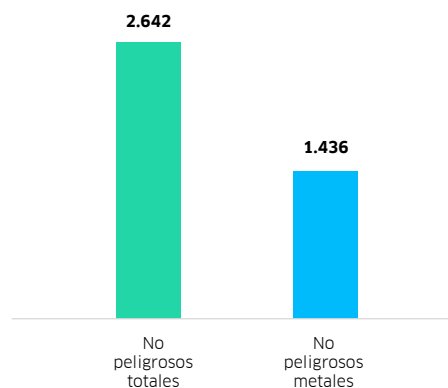
En temas de reciclaje, continuamos con el envío de residuos metálicos hacia empresas que recuperan estos residuos. También, tuvimos una reducción significativa en la generación de residuos metálicos de Central Tocopilla, debido a que aún no se ha iniciado el desmantelamiento de las Unidades 14 y 15.

En el sitio de Mejillones, las unidades Central Térmica Andina y Central Térmica Hornito continuaron con el envío de una parte de sus cenizas hacia empresas cementeras de la Región de Antofagasta.



Al cierre de 2023, el total de residuos provenientes de la combustión fue de 81.199,497 toneladas. De este total, las cenizas recicladas alcanzaron un 12,4%.

RESIDUOS NO PELIGROSOS EVACUADOS Y RECICLADOS EN MEJILLONES 2023 (TONELADAS)



Además, se mantiene en el sitio de Mejillones una campaña de reciclaje de botellas plásticas y latas de aluminio, generadas principalmente desde el casino del sitio. Para esta campaña se mantuvieron los puntos de segregación ubicados en diferentes sectores de la Central y se recolectó un total de 3 m³ de residuos durante el año 2023.

En relación a la Ley N° 20.920 de Responsabilidad Extendida del Productor (REP), estamos declarando todos los residuos catalogados como prioritarios dentro de los sistemas sectoriales que establece la autoridad, y estamos evaluando adherirnos a un sistema de gestión, como lo establece la ley, para asegurar la trazabilidad y la contabilidad de todos los residuos que estamos generando.

Durante este año tuvimos un primer acercamiento con el único sistema de gestión colectivo de envases y embalajes no domiciliarios existente en Chile a la fecha - PROREP - para conocer los alcances y funcionamiento de este sistema. Estamos en un proceso de revisión de los antecedentes requeridos para adherirnos a este sistema y con esto dar cumplimiento a las metas de recolección y valorización que nos exige esta ley.



I. CENIZAS

Las cenizas que generamos son enviadas a vertederos de nuestra compañía, que cuentan con la autorización ambiental y sanitaria para la recepción de este tipo de residuos. Actualmente tenemos dos vertederos para este fin: Cerro Gris y Barriles, ubicados en las comunas de Mejillones y Tocopilla, respectivamente.

En el caso del vertedero Barriles, levantamos un proyecto ambiental para ampliar su uso, dado que cuenta con una vida útil de 30 años. Nuestro objetivo es que nos autoricen a disponer escombros de demolición, dado que en Tocopilla no hay vertederos para este fin. Si bien logramos la autorización

ambiental, estamos a la espera de la autorización sanitaria. Dado que dejamos de disponer cenizas en ese vertedero a partir del tercer trimestre de 2022, actualmente tiene una capacidad útil del 95%.

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. Dada estas características, representan un bajo riesgo para las personas.

RESIDUOS PELIGROSOS

Este grupo incluye desechos como los aceites residuales, que son usados como combustibles alternativos. Los entregamos a empresas que los reutilizan y el volumen restante se envía para su disposición final a rellenos de seguridad autorizados.

En la Central Tocopilla también hubo una disminución de este tipo de residuos debido a la reducción de las unidades que están operando en el sitio, con lo cual, también disminuyeron las mantenciones.

5.4 AGUA

En nuestros procesos productivos utilizamos agua de mar, la que se usa principalmente en el sistema de enfriamiento de las unidades generadoras para luego ser reintegrado en el mar.

Contamos con sistema de monitoreo que nos permiten asegurar que el agua que devolvemos no sobrepase los límites establecidos en la norma de emisión de RILES. El agua dulce la utilizamos para consumo humano y la proveen las empresas sanitarias.

5.4.1 VERTIDOS Y EXTRACCIÓN DE AGUA

I. VERTIDOS

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.

En 2023, los vertidos de aguas residuales al medio ambiente marino,

así como la totalidad de los monitoreos realizados durante el año en las unidades de generación de Tocopilla y Mejillones, cumplen con los límites normativos establecidos en el DS90/2000. En forma mensual recibimos el análisis de desempeño ambiental por parte de la Superintendencia del Medio Ambiente, evidenciando un cumplimiento cabal de todas nuestras obligaciones.

Adicionalmente, mantenemos monitoreos del medio ambiente marino en las zonas costeras aledañas a nuestras instalaciones, cuyos resultados son reportados en la plataforma de seguimiento ambiental de la Superintendencia del Medio Ambiente, mientras que la herramienta preventiva para identificar y alertar condiciones favorables para la generación de espuma marina se encuentra operativa. Durante el año, no se generaron eventos de espuma marina significativos en la zona costera en Mejillones.

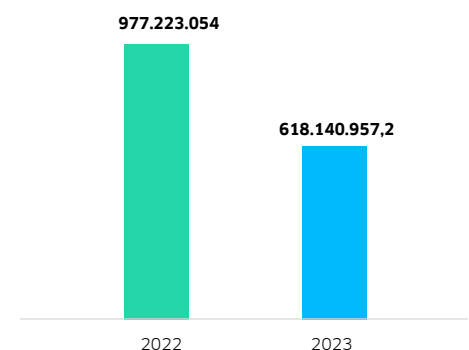
PARAMETROS MONITOREADOS DE ACUERDO A LA RESOLUCIONES VIGENTES

Item	Tocopilla	Mejillones		
	U 16	U 1, 2 y 3	CTA y CTH	CTM
Temperatura				
Cloro libre residual				
pH				
Cobre				
Coliformes fecales				
Coliformes totales				
DBO5				
Fosfato				
Fluoruro				
Fosforo				
Hidrocarburos totales				
Plomo				
Sólidos suspendidos				
Hierro disuelto				
Sólidos totales suspendidos				
Sólidos sedimentables				
Aluminio				
Arsénico				
Cobre				
Nitrógeno total				
Sulfuro				

II. EXTRACCIÓN

Al cierre de 2023, el volumen de agua de mar extraída fue de 618.140.957,2 m³, lo que representa una disminución del 36,7% respecto de 2022

EXTRACCIÓN TOTAL DE AGUA DE MAR EN (M3)







PARQUE FOTOVOLTAICO LOS LOROS

UBICACIÓN

Región de Atacama

54 MW

Capacidad
instalada

178.200

Paneles
fotovoltaicos





GESTIÓN DE RIESGOS

6.1 Modelo de Gestión de Riesgos
6.2 Factores de Riesgo

6.1 MODELO DE GESTIÓN DE RIESGOS

Como parte del desarrollo y operación del negocio, **nuestra compañía se encuentra expuesta a una serie de factores de riesgo que pueden impactar positivamente o negativamente en la sostenibilidad, reputación o los objetivos estratégicos, financieros y operacionales.**

La gestión de riesgos de nuestra compañía se sostiene en la metodología de ERM (Enterprise Risk Management) del Grupo ENGIE, que es compatible y está alineada con los estándares ISO 31.000: 2018 (International Standard Organization). Cuando esta metodología es aplicada a la gestión de proyectos se denomina PRM o Project Risk Management, que son los principios del ERM aplicados a la dinámica requerida para la gestión de proyectos -por ejemplo eólicos, fotovoltaicos y BESS-.

Adicionalmente, el grupo ENGIE define un marco de trabajo de riesgos operacionales corporativos denominado programa INCOME, operado por el área de Control Interno, que aborda la gestión de riesgos operacionales de las áreas de proyectos, ventas, abastecimiento, gestión de commodities, finanzas, recursos humanos, TI, seguridad industrial, contabilidad y gestión tributaria, legal, ambiental, seguridad y salud ocupacional.

De esta forma, el framework de gestión de riesgos de ENGIE queda organizado en torno a 3 líneas de defensa: en primera instancia los managers y equipos operacionales, en segunda instancia la coordinación global del



sistema de control interno mediante las metodologías ERM/PRM y el programa INCOME, y en tercer instancia por las auditorías internas y externas.

En el caso de la metodología ERM, cada líder o gerente es responsable de gestionar los riesgos de su área (dueño del riesgo o Risk Owner) y, como parte de esa función, les corresponde identificar, analizar, evaluar, proponer un plan de mitigación para gestionar los riesgos y valorar su eficacia. Para efectos de contar con una visión exhaustiva de los riesgos, los líderes y gerentes deben coordinarse con la unidad de Control de Gestión, a cargo de detectar, cuantificar, comunicar, monitorear y consolidar los riesgos de

la compañía, así como de identificar y dar seguimiento a un plan de acción estratégico con el objetivo de eliminar o reducirlos. A través de la metodología ERM, el sistema de gestión de riesgos monitorea los riesgos con un horizonte es de 6 años, en la cual se hace un levantamiento cualitativo y cuantitativo de los macro-riesgos -una vez cerrado el proceso de Budget en octubre de cada año- por el área de Control de Gestión.

De forma complementaria, la unidad de Soporte Metodológico de Riesgos -del área de Procesos- fomenta la estandarización metodológica de la gestión de riesgos operacionales (PRM o Project Risk Management) mediante



entrenamientos, talleres, difusión y capacitación en las metodologías de estas materias con el objetivo de mejorar la toma de decisiones, cumplir con regulaciones, proteger la reputación y mantener al Grupo ENGIE adaptado al entorno en constante cambio. Bajo la metodología PRM, cada Líder de Sitio o Gerente es el encargado de realizar las etapas de valoración del riesgo: identificación, análisis y evaluación, y de proponer un plan mitigante que reduzca el nivel de riesgo respectivo. Para implementar la gobernanza de riesgos, se formalizó el uso de la herramienta "Risk Register" o registro de riesgos, que permite estandarizar la gestión de riesgos por proyecto y sitio operativo en las diferentes dimensiones

de la gestión operativa -gestión de activos, ciberseguridad, medioambiente, financiera, social-comunitaria y dentro de las etapas del ciclo de vida del proyecto -desarrollo, implementación, operación y desmantelamiento-. También se consideran las etapas de análisis de contexto, identificación, análisis, valoración, tratamiento del riesgo y posterior monitoreo de eficacia de acciones.

Por otro lado, la Unidad de Control Interno -del área de Procesos- está a cargo del Programa INCOME del Grupo ENGIE, responsable de la revisión periódica de los controles asociados a los principales riesgos operacionales de las áreas de proyectos, ventas,

abastecimiento, gestión de commodities, finanzas, recursos humanos, TI, seguridad industrial, contabilidad y gestión tributaria, legal, ambiental, seguridad y salud ocupacional. Los riesgos son evaluados y reportados periódicamente a nivel Grupo en la plataforma MOSAIC, con su descripción, cuantificación y planes mitigantes.

Finalmente, la compañía cuenta con una unidad de auditoría interna independiente, que le reporta directamente al CEO de la compañía, responsable de verificar la eficacia y cumplimiento de las políticas, procedimientos y controles internos, entre otros.



I. MAPA DE RIESGOS

Cada año, a través del proceso delineado por ERM, el mapa de riesgos es revisado, monitoreado y actualizado. Este proceso es reportado al Directorio tres veces al año.

Los riesgos son evaluados de forma multidimensional -considerando los ámbitos de seguridad y salud ocupacional(sso), gestión de activos, ciberseguridad, medioambiente, calidad, recursos humanos, financieros, entre otros- y valorizados utilizando la probabilidad de ocurrencia e impacto financiero. Los riesgos más significativos serán los que impacten en mayor medida en el plan de negocios de la compañía, según la matriz de apetito por riesgo.

Esta gestión se complementa con el Programa INCOME, que anualmente evalúa los controles asociados a los riesgos principales en cada uno de los frameworks definidos: facturación, adquisiciones, O&M, commodities, finanzas, IT, contabilidad, impuestos, ética, medioambiente, entre otros. Contamos con una unidad de control interno, encargada de liderar la revisión periódica de los controles de riesgos del programa INCOME del Grupo ENGIE.

En 2023 se incorporaron en la matriz riesgos asociados a desastres naturales, impacto en los quiebres de la cadena suministro (supply chain) y seguridad Industrial vinculada a los asentamientos ilegales de personas en las franjas de seguridad de las instalaciones.

II. ROL DEL DIRECTORIO

Todos los riesgos asociados al negocio, del ámbito social, ambiental, derechos humanos y cambio climático, son comunicados de forma oportuna a la alta dirección, Directorio y al Grupo ENGIE. Específicamente, al Directorio le corresponde asegurar que se monitoree la eficacia del sistema de gestión de riesgos; revisar regularmente la tolerancia al riesgo de la compañía y su exposición a ellos; prestar especial atención a los que representan una amenaza a la actividad de la compañía de acuerdo al mapa de riesgo identificado. También nos aseguramos de que la comunicación que entregamos a los accionistas en estas materias, sea completa y precisa.

Adicionalmente, contamos con políticas corporativas que aseguran la operación dentro de los límites de riesgo definidos por ENGIE para cada dimensión de riesgo en derechos humanos, medioambiente, sociedad, seguridad y salud y seguridad industrial. Las respuestas estratégicas frente al riesgo son gestionadas por el responsable del sitio y/o proyecto tomando en consideración las definiciones corporativas.

III. CULTURA DE RIESGOS

En ENGIE estamos permanentemente movilizando a nuestra organización hacia una cultura que incorpora la mirada de los riesgos en su quehacer y toma de decisiones. Con ese fin, contamos con un área de Soporte Metodológico de Riesgos que realiza capacitación y entrenamiento permanentes en la gestión de riesgos para asegurar la estandarización de su gestión en todos los sitios y proyectos en los que opera ENGIE en Chile. Además, la compañía ofrece cursos en línea sobre los ámbitos que aborda nuestra gestión de riesgos, que están disponibles en la plataforma de capacitación de U learn, de ENGIE University.

A nivel cultura interna, nuestro Plan Estratégico Balance promueve un mayor involucramiento de la organización en la gestión de riesgos. Desde nuestro modelo de liderazgo estamos fomentando el "accountability" o responsabilidad final. Este pilar busca fomentar la cultura de responsabilidad en la toma de decisiones y gestión corporativa, incluyendo la gestión de los riesgos y su gobernanza.

A nivel de control interno hay un plan periódico de autoevaluaciones de controles (self assessment) según los procesos correspondientes.



IV. AVANCES 2023

En 2023 se formalizó la gobernanza de riesgos para ENGIE Chile mediante la publicación de la política de gestión de riesgos corporativa. Esta política tiene como alcance los sitios operacionales existentes, áreas de soporte del negocio y también incluye el desarrollo y construcción de nuevos proyectos. Su implementación quedó a cargo de la unidad de Soporte Metodológico de Riesgos -dependiente del área de Procesos- cuyo objetivo es fomentar la estandarización de riesgos mediante entrenamientos, talleres, difusión y capacitación en las metodologías ERM (Enterprise Risk Management) para sitios operacionales y PRM (Project Risk Management) para proyectos en

desarrollo y construcción. Para abordar el nivel de despliegue de la gestión de riesgos y oportunidades con las áreas responsables se organizan de forma sistemática reuniones de seguimiento y control con las áreas de soporte, sitios operacionales y proyectos en desarrollo y construcción.

La unidad de Soporte Metodológico de Riesgos estuvo a cargo de implementar y coordinar los procedimientos involucrados en el lanzamiento de la nueva política, entre ellos:

- Estandarizar la metodología, responsabilidades y parámetros de aplicación de la gestión de riesgo para las operaciones en Chile.

- Estructurar las responsabilidades de la gestión de los riesgos a nivel de plan de negocio (macro riesgos) y riesgos operacionales para proyectos en desarrollo, construcción, operación y mantenimiento. De esta forma, la responsabilidad de la gestión de riesgos fue asignada a los desarrolladores, gerentes de proyectos y líderes de sitio, apoyados por un área transversal que asegura una metodología, alineado con las reglas de gobierno de riesgo del grupo.

A nivel del sistema integrado de gestión (SGI), en 2023 se realizaron auditorías para la certificación en gestión de activos ISO 55001, norma que incorpora un enfoque desde la gestión de riesgos para la integridad de los activos.

6.2 FACTORES DE RIESGO

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

6.2.1. Riesgos relacionados al negocio.

6.2.2 Riesgos vinculados a la situación del país.

6.2.3 Riesgos de mercado.

6.2.4 Riesgos que representen un daño reputacional.

6.2.5 Riesgos derivados de cambios en el marco regulatorio.



6.2.1. RIESGOS RELACIONADOS AL NEGOCIO

- I. Cambio climático y transición energética de suministro
- II. Combustibles y cadena de suministro
- III. Clientes
- IV. Nuevos proyectos
- V. Tecnología y ciberseguridad
- VI. Riesgos relacionados con fallas que puedan afectar la disponibilidad de nuestros activos

I. CAMBIO CLIMÁTICO Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Nuestra compañía enfrenta tanto riesgos como oportunidades producto de los esfuerzos que se realizan a nivel global y local para mitigar los impactos del cambio climático. Así surge la transición energética, un proceso que apunta a la descarbonización de las fuentes de generación de energía y que está provocando una creciente demanda por el suministro de energías limpias .

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

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.

PLAN DE DESCARBONIZACIÓN

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 involucra un plan de rotación de activos que reemplaza 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. En línea con su propósito de actuar para acelerar la transición energética, ENGIE Chile comunicó a la Comisión Nacional



de Energía (CNE) la reconversión a gas natural de Infraestructura Energética Mejillones (IEM) y la desconexión de las unidades a carbón 1 y 2 del Complejo Térmico de Mejillones (CTM). Se informó el retiro y desconexión de las unidades CTM1 y CTM2 -que en conjunto tienen una capacidad instalada de 334 MW- para el 31 de diciembre de 2025. Respecto de IEM (377 MW), cuyo proyecto de reconversión cuenta con una Resolución de Calificación Ambiental aprobada y vigente, se espera que la referida modificación se materialice durante julio de 2026. Estas acciones están alineadas con las ambiciones del Grupo ENGIE de salir del carbón en los países en que opera. 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 Tocopilla (desconectadas en junio de 2019), de las unidades 14 y 15 del Complejo 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 Mejillones. El cierre anticipado de unidades de generación a carbón ha representado pérdidas por deterioro en el valor de activos por un total de MUSD187 netos de impuesto a la renta, las que fueron reconocidas en nuestros estados financieros de 2018 y 2019, además de los impactos por las pruebas de deterioro del valor de la compañía que resultó en pérdidas netas de impuestos de MUSD 325 en 2022 y MUSD 491 en 2023. Se espera que la reconversión de centrales represente un costo total cercano a los MUSD 75. Nuestro plan de transformación considera la adición de cerca de 2.000 MW de capacidad instalada de energía renovable, de los cuales 901 MW (incluyendo BESS Coya) ya han sido adquiridos o conectados entre 2019 y 2023, mientras que otros 459 MW de capacidad renovable se encuentran en construcción y se espera que comiencen a inyectar energía al sistema en 2024.

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 o impedimentos a la generación eléctrica a partir del uso de gas natural licuado o gas natural 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 en 2022 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 el de 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.



RIESGOS VINCULADOS AL IMPACTO SOCIAL DEL CIERRE DE UNIDADES

Las unidades a carbón son altamente demandantes de empleo directo e indirecto a diferencia de las unidades de generación renovable. También requieren de servicios locales aportando al dinamismo económico de las comunidades donde operan. Adicionalmente, su operación gatilla una serie de compensaciones sociales hacia la comunidades, entregadas por mecanismo formales como mesas de trabajo y fondos concursables.

En ese contexto, la descarbonización trae consigo impactos para los colaboradores y colaboradoras que trabajan en estas unidades -casi en su totalidad afiliadas a sindicatos- y para las comunidades. La gestión de estos impactos es clave para mantener una relación armoniosa con nuestros colaboradores y sindicatos, y con la comunidades. Para gestionar los riesgos diseñamos, tempranamente, nuestro Plan Transición Justa, elaborado en base a un diálogo abierto y transparente y de co-creación de soluciones. Hacia el mundo interno, este plan considera esfuerzos de movilidad interna, capacitación y planes de salida en condiciones ventajosas para quienes lo tomen. A través de nuestro Plan de Relacionamiento, de manera conjunta con los vecinos, realizamos algunos ajustes en las líneas de trabajo de nuestra inversión social de manera de potenciar aún más el emprendimiento individual, el aporte al desarrollo de las comunidades, facilitar el acceso a las energías limpias, y también en actividades que aporten a la cohesión social.

II. 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 confirmó 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, a incrementar su exposición al mercado spot 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 o a menores plazos, 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, la empresa, 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. 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 de acuerdo a su estrategia del riesgo residual. 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 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 de 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 empresa 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.

III. 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 pudiere o se negare a cumplir sus obligaciones de pago, nuestro flujo de caja y nuestra condición financiera podrían verse afectados. Adicionalmente, si alguno de estos clientes entrara 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. Se estima que de nuestra actual cartera de contratos de suministro de energía, con una demanda media total anual cercana a los 12 TWh, un 85% corresponde a clientes con grado de inversión (clasificación en escala internacional igual o superior a BBB), un 13% a clientes con riesgo aceptable y un 2% a clientes más pequeños con mayor riesgo de crédito.

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 de 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 48%

de nuestras ventas de electricidad bajo contrato medidas en dólares de Estados Unidos se hacen a compañías de distribución reguladas. En primer lugar, los contratos de suministro de electricidad a compañías distribuidoras se han visto sujetos a las leyes de estabilización de tarifas a clientes regulados, las que han tenido impactos sobre la liquidez, el endeudamiento y los resultados financieros de la compañía, según se describe más adelante. En segundo lugar, una empresa 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 solo 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 dichos 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 de energía así como 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 interconectado 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 podremos retirar energía del sistema para satisfacer la demanda de nuestros clientes en otra subestación más cerca de sus instalaciones. El costo marginal que la compañía debe pagar por el retiro de energía en la subestación más cercana a la demanda puede ser diferente al precio que recibe en el punto de inyección de esa energía. Esto es lo que se conoce como riesgo de desacople. 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 de 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.

RIESGOS REFERENTES A LA SALUD Y SEGURIDAD DE LOS CONSUMIDORES

No existe un marco de gestión de riesgos y de control interno que se refiera en específicamente a la salud y seguridad de los consumidores. No obstante, lo anterior, y dada la naturaleza de los negocios de generación, transmisión y comercialización de electricidad, a la fecha no se han realizado actividades para integrar la gestión de riesgos de salud y seguridad a consumidores finales. Cabe destacar que ENGIE Energía Chile S.A. está sujeta a la fiscalización de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, que tiene como objetivo, entre otros, Impulsar los mercados energéticos hacia estándares más altos, a través del mejoramiento de la normativa y su fiscalización, y vigilar que los ciudadanos cuenten con productos y servicios seguros y de calidad en los sistemas de electricidad y combustibles.

IV. 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 los contratos con proveedores y contratistas. Entre los factores que podrían impactar nuestra capacidad de construir o comenzar operaciones de nuevos proyectos podemos mencionar:

- (i) retrasos en la obtención de permisos, incluyendo permisos ambientales y sectoriales;
- (ii) fallos legales adversos sobre aprobaciones gubernamentales ya otorgadas, tales como resoluciones de calificación ambiental;
- (iii) escasez o aumentos en el precio de equipos, materiales o personal;
- (iv) incapacidad de los contratistas para terminar las obras principales o auxiliares en las fechas acordadas por dificultades técnicas, operacionales o financieras;
- (v) oposición de grupos políticos, ambientales o étnicos, tanto locales como internacionales;
- (vi) huelgas;
- (vii) cambios políticos y regulatorios adversos en Chile;
- (viii) condiciones meteorológicas adversas;
- (ix) condiciones geológicas adversas y;
- (x) 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 los 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 y de mayores exigencias sociales y ambientales, 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.

INGRESO A LAS NUEVAS COMUNIDADES

Nuestro plan de incorporar 2,1 GW en energías renovables implica un amplio despliegue de norte a sur; parques solares y eólicos de norte a sur y el ingreso a nuevas comunidades que están alertas a los cambios que pueden impactar su entorno. Contamos con un Modelo de Aproximación Temprana y una Política de Asociatividad que nos entregan los lineamientos para nuestros planes de relacionamiento, mecanismo de comunicación, inversión social y gestión de impactos. Tenemos un equipo designado para cada una de las zonas en las que operamos: zona norte, zona centro y zona sur. Esto nos permite mantener un vínculo presencial con las autoridades locales, dirigentes sociales y vecinos en general, y responder sus dudas de manera oportuna.

V. TECNOLOGÍA Y CIBERSEGURIDAD

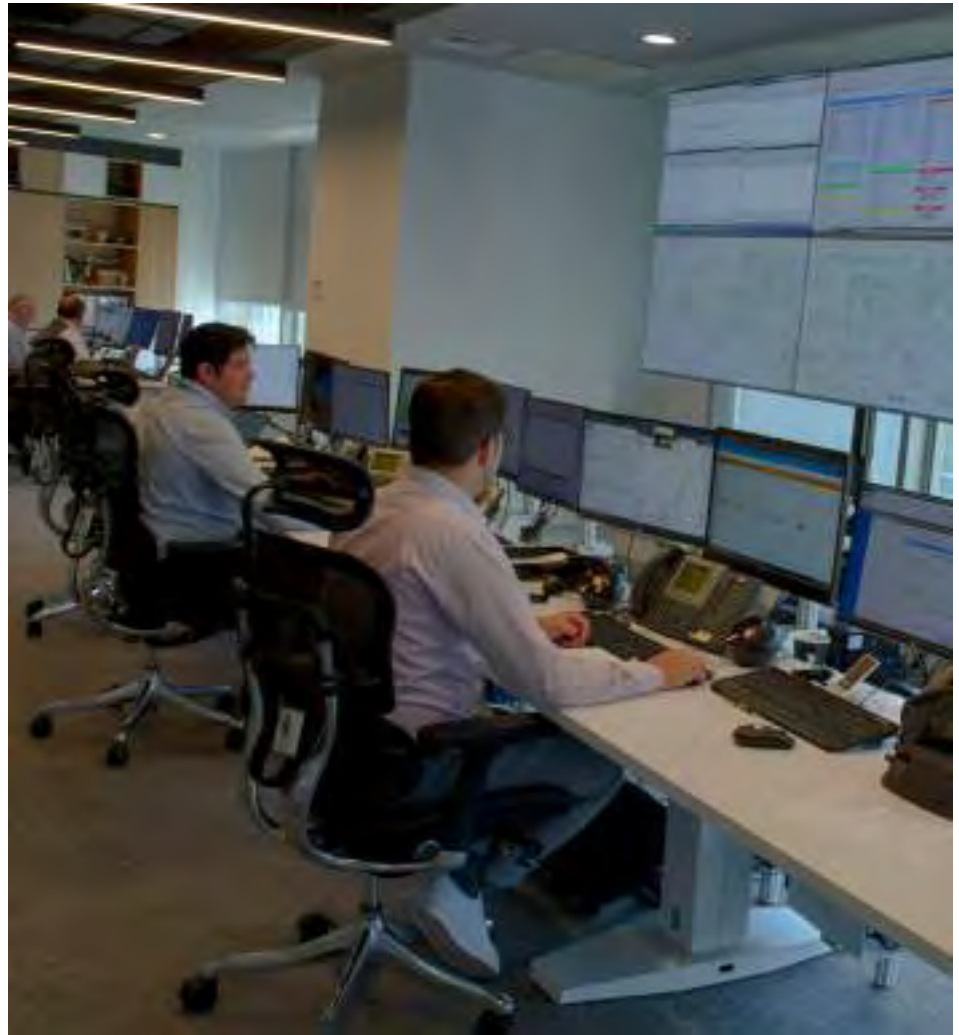
CAMBIO TECNOLÓGICO Y UNA MAYOR COMPETENCIA

Gracias a la evolución tecnológica, el costo de desarrollo de proyectos de energía eólica y solar cayó en forma significativa en comparación con las tecnologías termoeléctricas o hidroeléctricas tradicionales. Esta fue una de las principales razones para la entrada masiva de nuevos proveedores en un mercado tradicionalmente dominado por un número limitado de productores, la que también llevó a una disminución en los precios de la energía ofrecidos en las licitaciones de suministro de energía conducidas por el gobierno chileno por cuenta de las compañías de distribución eléctrica entre 2016 y 2020. La instalación de plantas de generación de energía renovable no convencional (ERNC) cumplirá con holgura las metas del estado chileno de contar con un 20% de ERNC hacia el año 2025. El aumento en capacidad de generación de energía con fuentes renovables por parte de nuevos participantes, aumentó las presiones por menores precios de energía, tanto de parte de nuestros clientes, competidores, como de la sociedad, forzando cambios en las condiciones de nuestros contratos de suministro eléctrico. Este proceso ha sufrido una reversión debida 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. Asimismo, el exceso de generación renovable en determinados sectores y a ciertas horas del día, junto a capacidad de transmisión acotada, han causado vertimiento y costos de desacople debido a la diferente localización de la oferta y la demanda de energía. La intermitencia de la generación renovable, que aún no cuenta con suficiente capacidad de almacenamiento, causa dependencia de en fuentes de generación hidráulica y térmica durante la noche. De no haber suficiente generación hidráulica debido a sequías, la

dependencia de generación termoeléctrica a mayores costos, causa inestabilidad en los costos marginales del sistema, llegando frecuentemente a cero en horas del día y a precios muy altos durante la noche. Los mayores costos de inversión y operación de proyectos renovables debidos a los riesgos ya comentados quedaron 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 y de sistemas de almacenamiento en nuestra matriz de generación eléctrica se traduzca en una reducción significativa de los 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 CIBERATAQUES

Los riesgos de la seguridad de la información han aumentado en general en los últimos años, esto producto de la proliferación de nuevas tecnologías y la mayor sofisticación y actividades de los ciber-atacantes, además del aumento de conexiones de equipos y sistemas a la internet. En el evento de ataque de ciberseguridad, 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.



VI. 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 daño físico como lucro cesante derivados de eventos de interrupción de los 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.

6.2.2. RIESGOS RELACIONADOS AL PAÍS

I. Situación social y económica del país.

II. Desastres naturales

I. 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, los 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, que estableció un nuevo consejo constitucional de al menos 50 integrantes con el único objeto de discutir y aprobar una propuesta de texto de nueva constitución. Este nuevo proceso constituyente culminó con un nuevo rechazo a la propuesta de texto de nueva constitución luego del plebiscito del 17 de diciembre de 2023, quedando, por tanto, en vigencia el texto de la constitución actual. Si bien los últimos acontecimientos han tendido a calmar los ánimos, el llamado estallido social, seguido de la pandemia por coronavirus y de retiros masivos de fondos de pensiones, han tenido impactos económicos, con mayor inflación, aumentos en el desempleo, desaceleración del crecimiento económico y depreciación del tipo de cambio, entre otros, y sigue existiendo un ambiente de mayor polarización y episodios de violencia en distintas regiones del país. Entre las medidas tomadas a raíz del llamado estallido social a fines de 2019, 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.



II. DESASTRES NATURALES

Los desastres naturales podrían dañar nuestras centrales eléctricas y sistemas de transmisión, afectar adversamente nuestra capacidad de generación y transmisión, y aumentar nuestros costos de producción, así como también podrían afectar a nuestros clientes y su demanda por electricidad y a nuestros competidores en su capacidad de producción eléctrica y su inyección de energía al sistema. Si ocurrieran dichas dificultades operativas, podríamos vernos en la necesidad de comprar energía en el mercado spot o celebrar contratos de suministro adicional 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. Chile se encuentra en un área sísmica que expone nuestras instalaciones a terremotos y maremotos. Por otra parte, a raíz del cambio

climático, fenómenos tales como El Niño y La Niña se suceden con mayor frecuencia e intensidad causando inundaciones, aluviones, sequías e incendios masivos. Para mitigar los potenciales efectos de estos riesgos, 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".

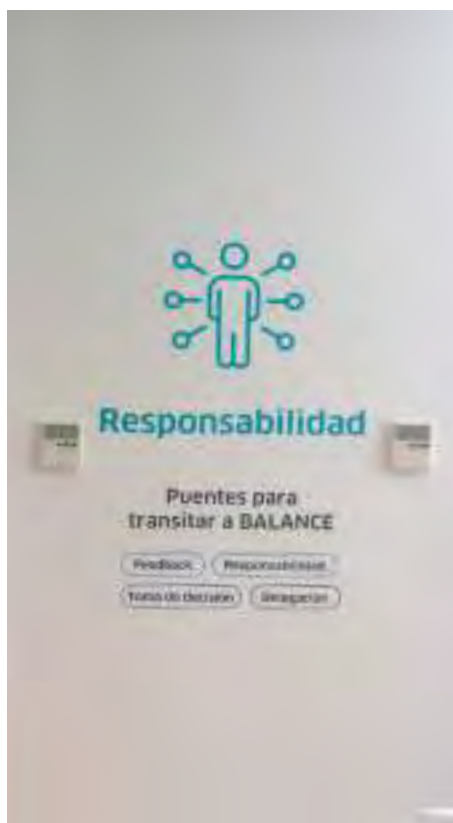
CRISIS SANITARIAS: EPIDEMIAS, ENDEMIAS, PANDEMIAS

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, privilegamos 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 y 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 coronavirus como una pandemia. Entre 2020 y 2022, 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 y mayores costos 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 estuvieron relativamente bajas, en un dígito, entre 1994 y 2021, esta tendencia cambió a fines de 2021, llegando a una tasa de inflación de 12,8% en Chile y 6,5% en Estados Unidos en 2022. Las medidas que la autoridad monetaria han 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 el crecimiento económico. Sin embargo, gracias en parte a estas medidas, en 2023 la inflación en Chile retrocedió a 3,94% y a 3,35% en Estados Unidos. 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 RÉGIMENES TRIBUTARIOS.

El 29 de septiembre de 2014, la Ley N° 20.780 (modificada por la Ley N° 20.899, la 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 MUSD 0,6 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 MUSD 3,1), 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 MUSD 0,2), 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 MUSD 10 en activo tangible y que deban pasar por el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA); y (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; y

(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 período 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 USD 5,00 por tonelada emitida, en tanto que el impuesto verde sobre NO_x, SO₂ y material particulado es de aproximadamente MUSD 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 MUSD 28,1 por impuestos verdes en abril de 2022 y de MUSD 18,3 en abril de 2023.

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

• **Primero.** 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.

• **Segundo.** 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 la eliminación el requisito de capacidad instalada y combustión. Por último, se excluyen calderas de agua caliente.

• **Tercero.** 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 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 de impuestos verdes el derecho de presentar reclamos ante los tribunales ambientales solicitando la revisión del cálculo de emisiones sujetas al impuesto verde realizado por la Superintendencia del Medioambiente. Si el tribunal ambiental dicta una sentencia que modifica el informe, el SII debe 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 de leyes. 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, podrán verse afectados 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 del parque generador hacia fuentes renovables de energía apunta, entre otras cosas, a reducir nuestra exposición al riesgo de aumentos en los impuestos verdes.



6.2.3. RIESGOS DE MERCADO

el riesgo de mercado es aquel que donde 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, depósitos a plazo y fondos mutuos, e instrumentos financieros derivados.

I. Tipo de Cambio

II. Tasa de Interés

III. Precio de Acciones

IV. Créditos

V. Deudores por Venta

VI. Liquidez

I. TIPO DE CAMBIO

El riesgo de tipo de cambio, es aquel donde 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 MUSD 489, 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 4^º2 con la participación de Allianz, BID Invest y Goldman Sachs. Una vez publicados los respectivos decretos de precio de nudo, se realizaron transacciones similares el 4 de marzo de 2022 para el cuarto grupo de cuentas por cobrar, el 14 de julio de 2022 para el quinto grupo de cuentas por cobrar y el 12 de mayo de 2023 para el sexto grupo. 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, 2022 y 2023. En 2021, este costo financiero ascendió a MUSD 51, en 2022 llegó a los MUSD 15,4 y en 2023 alcanzó MUSD 12,6. Con esto, los gastos financieros totales del programa PEC-1 ascendieron a MUSD 79,1. El 30 de agosto, 30 de octubre y 28 de diciembre de 2023 tuvieron lugar las primeras ventas de documentos de pago emitidos bajo programa PEC-2 que no estuvieron sujetas a descuentos financieros, y que resultaron en ingresos de caja de MUSD 232,1, incluyendo intereses.

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". Al 31 de diciembre de 2023, la compañía mantenía contratos de venta de dólares "forward" con bancos por un monto nominal total de MUSD 120 con vencimientos mensuales de entre MUSD 8 y MUSD 12 entre enero y diciembre de 2024, 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, la compañía ha firmado 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 cierre de 2023, existían contratos de venta de dólares forward por un monto nominal total de MUSD 62,4 para cubrir

pagos periódicos en UF a contratistas del proyecto Lomas de Taltal. Estos derivados fueron tomados con Banco de Chile y cubren flujos de pago periódicos hasta marzo de 2025.

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 2023, un 99,1% 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 2023, los pasivos por arrendamientos denominados en monedas distintas al dólar ascendían a la cantidad de MUSD 106,6.

II. TASA DE INTERÉS

El riesgo de tasas de interés corresponde al generador 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 notional acordado. Para minimizar el riesgo de fluctuaciones en las tasas de interés, procuramos mantener nuestra deuda financiera a tasas de interés fijas, excepto por una porción de la deuda equivalente a los niveles de saldo de efectivo de la compañía que se invierten a tasas de interés que fluctúan en línea con los movimientos de la tasa base de los pasivos a tasa variable. Al 31 de diciembre de 2023, un 83,8% de nuestra deuda financiera estaba a tasa fija o cubierta por derivados, mientras que un 16,2% de la deuda financiera, sin considerar las obligaciones por leasing bajo IFRS16, se encontraba a tasa variable (MUSD 55 del financiamiento con BID Invest, MUSD 75 del préstamo con Scotiabank, MUSD 51 del préstamo con Santander y MUSD 160 del financiamiento del IFC y DEG).

III. PRECIO DE ACCIONES

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022 EECL y sus filiales no poseían inversiones en instrumentos de patrimonio.

IV. 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, y cuyo riesgo de crédito es bajo, aunque se ha podido observar retrasos en los pagos de clientes regulados de menor tamaño, tales como cooperativas. 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. Entre el 8 de febrero de 2021 y el 12 de mayo de 2023, la compañía concretó 6 operaciones de venta de cuentas por cobrar correspondientes a los decretos de Precio de Nudo Promedio de enero de 2020, julio de 2020, enero de 2021, julio de 2021, enero de 2022 y julio de 2022 por un valor total nominal de MUSD 272,9, recibiendo recursos líquidos por MUSD 193,8 y reportando un costo financiero total de MUSD 79,1. Con la promulgación de la ley MPC, se han seguido generando saldos a cobrar por el diferencial entre el precio estabilizado (PEC) y las tarifas contractuales. Con la publicación del decreto de Precio de Nudo Promedio de julio 2022 y la Resolución Exenta que sentó las bases para aplicación efectiva de la Ley, la Tesorería ha comenzado a emitir documentos de pago que la compañía puede 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. Las primeras tres ventas de documentos de pago se concretaron el 30 de agosto, 30 de octubre y 28 de diciembre de 2023, mediante las cuales la compañía recibió recursos líquidos por un valor total de MUSD 232,1 incluyendo intereses.

En años anteriores, la industria eléctrica comenzó a evolucionar 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 firmó contratos con clientes comerciales e industriales más pequeños que podrían tener un mayor riesgo de crédito. Para mitigar este riesgo, la compañía puso 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 activamente este segmento con el fin de equilibrar su portafolio de contratos y reducir su posición compradora en el mercado spot de energía.

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. Situaciones de insolvencia de otros operadores del sector eléctrico con quienes mantenemos contratos de suministro para reducir su exposición al mercado spot podrían exponer a la compañía a retomar su exposición compradora en el mercado spot.

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. 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.

V. 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. Esta 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 que este ocurra. 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.

VI. 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.

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. Para esta fecha, los vencimientos de deuda en plazos inferiores a un año alcanzaron los MUSD 338,9 incluyendo arrendamientos e intereses devengados. La deuda bancaria con vencimiento inferior a un año llegó a MUSD 265. La deuda de corto plazo incluía:

- (i) un crédito de MUSD 50 con BancoEstado con vencimiento en enero de 2024, que fue renovado y extendido a un plazo de 2 años en enero de 2024;
- (ii) un préstamo de MUSD 30 con Banco Santander, que fue prepagado, también en enero de 2024;
- (iii) un préstamo con BCI por MUSD 35 con vencimiento en mayo de 2024;
- (iv) un préstamo de MUSD 100 con Scotiabank con vencimiento en octubre de 2024; y
- (v) un préstamo de MUSD 50 con BCI con vencimiento en noviembre de 2024. La porción de deuda a corto plazo incluye la primera cuota de capital del financiamiento de IFC y DEG por un valor de MUSD 21,1 pagadera el 15 de julio de 2024. Estos créditos están denominados en dólares y, con la excepción del financiamiento IFC/DEG, devengan una tasa de interés fija y se encuentran documentados con pagaré simple, reflejando la obligación de pago en la fecha acordada, sin restricciones operacionales y financieras y con opción de prepago.

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 MUSD 299 al 31 de diciembre de 2023. Al 31 de diciembre de 2023, la Compañía contaba con recursos en efectivo por MUSD 301,3. Además, la sociedad cuenta con acceso abierto a los mercados financieros que le permiten enfrentar sus compromisos comerciales y financieros.

El 23 de diciembre de 2020, la compañía firmó un contrato de crédito a 12 años con BID Invest por un total de MUSD 125 para financiar proyectos de energía renovable que reemplacen la reducción de la generación con carbón a raíz del 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 MUSD 250, con MUSD 150 desembolsados el 28 de julio y MUSD 100 el 7 de septiembre de 2022. Este financiamiento es pagadero en una sola cuota de capital el 26 de julio de 2027. El 15 de diciembre de 2022, la compañía firmó un contrato de crédito a 5 años por un monto total comprometido de MUSD 170 con Banco Santander. En esa fecha se desembolsaron los primeros MUSD 77 de este financiamiento con el objeto de pagar por la compra de acciones de los parques eólicos San Pedro en Chiloé. Los restantes MUSD 93 fueron desembolsados el 15 de febrero de 2023 para prepagar la deuda 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 MUSD 79,4. En 2023, la compañía renovó dos créditos que mantenía con Scotiabank por un total de MUSD 100 con nueva fecha de vencimiento el 21 de octubre de 2024. Además renovó un crédito de MUSD 50 que mantenía con BCI, extendiendo su fecha de vencimiento al 12 de noviembre de 2024. En

noviembre de 2023, la compañía renovó el préstamo que mantenía con Banco de Chile por MUSD 50, extendiendo su fecha de vencimiento al 16 de noviembre de 2026.

A fines de junio de 2023, la Corporación Financiera Internacional (IFC), miembro del Grupo del Banco Mundial, anunció la firma de un préstamo verde y vinculado a la sostenibilidad para ENGIE Energía Chile S.A. Este financiamiento, unido a un préstamo paralelo provisto por el banco alemán DEG, del grupo bancario de fomento KfW, alcanza un monto comprometido total de MUSD 400 a 10 años plazo. El propósito de este crédito es el de financiar inversiones en proyectos solares e instalación de sistemas de almacenamiento (Battery Energy Storage System - BESS). Este financiamiento es pagadero en 19 cuotas semestrales iguales comenzando el 15 de julio de 2024 y terminando el 15 de julio de 2033. El día 28 de julio de 2023 la compañía recibió recursos del primer desembolso por un total de MUSD 200 y el segundo desembolso por los restantes MUSD 200 tuvo lugar el 19 de diciembre de 2023.

EECL posee dos bonos bajo el formato 144-A/Reg S: el primero de ellos, por MUSD 350, tiene un pago único de capital el 29 de enero de 2025 y una tasa cupón de 4,5% anual. El segundo, por un valor de MUSD 500, fue emitido el 28 de enero de 2020 para refinanciar completamente un bono de MUSD 400 que tenía vencimiento el 15 de enero de 2021. La emisión de MUSD 500 tiene una tasa cupón de 3,4% anual y vence el 28 de enero de 2030. Actualmente, la compañía se encuentra trabajando en soluciones de refinanciamiento del bono que vence en 2025.

6.2.4. RIESGOS VINCULADOS A LA GOBERNANZA Y REPUTACIÓN

I. Incumplimiento normativo

II. Libre competencia

III. Reputación e imagen

I. INCUMPLIMIENTO NORMATIVO

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. Podríamos ser objeto de investigaciones o procesos de parte de las autoridades debido a supuestas infracciones a estas leyes.

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.

II. LIBRE COMPETENCIA

Nuestra compañía está expuesta a riesgos vinculados con la vulneración de las normativas sobre libre competencia. Para mitigar este riesgo, contamos con un Manual de Libre Competencia que entrega pautas de actuación que reforzamos a través de nuestras charlas anuales de libre competencia y otras instancias de capacitación dirigidas a toda la organización.



III. REPUTACIÓN E IMAGEN

La reputación corporativa está vinculada con la licencia de operar, por eso la gestionamos como un activo que cuidamos a través de la gestión de los impactos positivos y negativos, en el ámbito social y ambiental, que genera

nuestro quehacer, relacionamiento con nuestros grupos de interés, y cumplimiento normativo. Cualquier falla en estos ámbitos podría significar generar un impacto adverso a nuestra reputación y potencial afectar nuestro

6.2.5. RIESGOS REGULATORIOS

- I. Cambios en la normativa ambiental y su cumplimiento.
- II. Iniciativas regulatorias en trámite

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 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 pág. 69/ Marco Regulatorio).



I. 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 la ejecución 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, así como retrasos significativos en la ejecución de proyectos, pudiendo imponerse condiciones que restrinjan o limiten nuestras operaciones retrasando la implementación de nuestra estrategia de transición energética. Además, las modificaciones de la normativa ambiental podrán restringir aún más el uso de carbón o de gas o de aumentar los costos de usarlos 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 (PEC)

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 N° 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 han reportado cuentas por cobrar a compañías distribuidoras, cuyo conjunto dio origen al llamado fondo de estabilización. Según la Ley N° 21.185, este fondo podría crecer hasta julio de 2023 o hasta que acumulara la cantidad total de MUSD 1.350, lo que ocurrió en enero de 2022. 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 compañías 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. 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

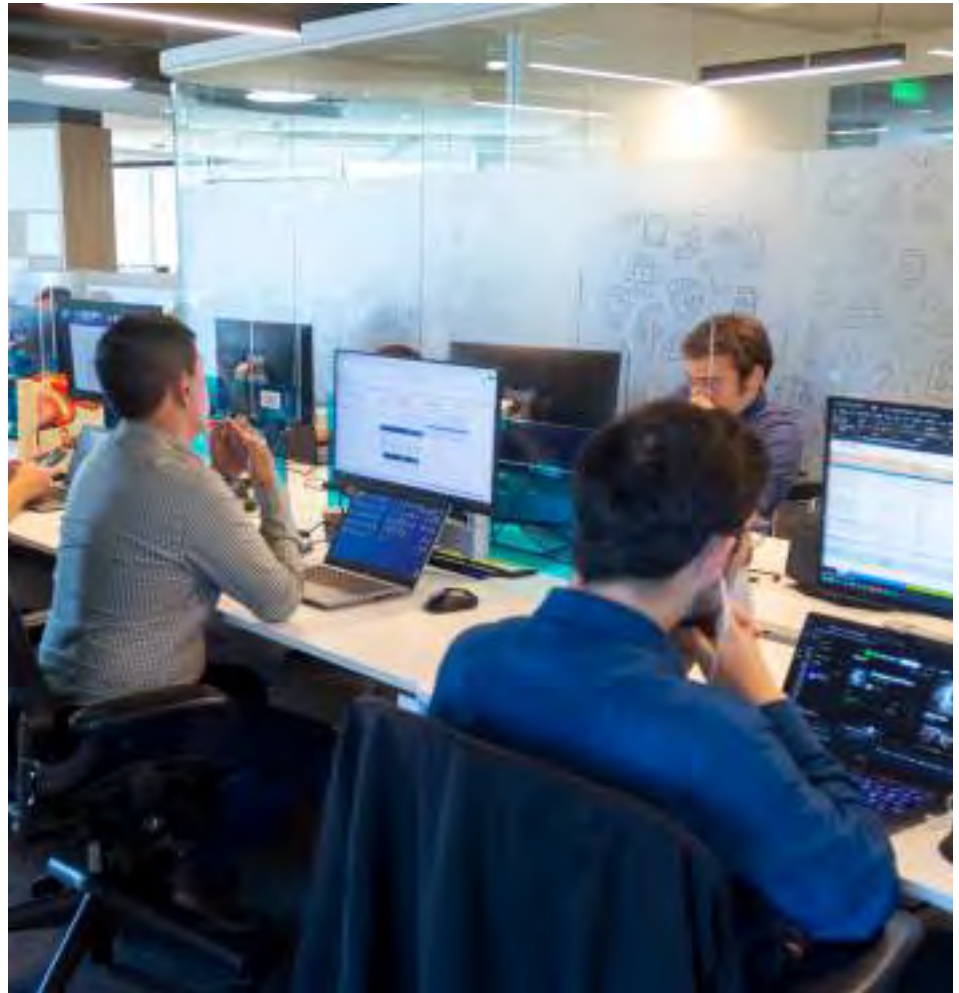
contabilizados en la operación del MPC no podrán superar los MUSD 1.800 y su vigencia se extenderá hasta que se extingan los saldos originados por aplicación de esta ley. A partir del año 2023, la Comisión Nacional de Energía deberá proyectar semestralmente el pago total del Saldo Final Restante para 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.

Para enfrentar este riesgo y mitigar sus efectos sobre su flujo de caja, entre 2021 y 2023 la compañía vendió a Chile Electricity PEC SpA, una sociedad de propósito especial, seis grupos de saldos generados a su favor por la aplicación del mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica. Estas ventas, realizadas según los términos y condiciones de los acuerdos firmados con Goldman Sachs y BID Invest, comprendieron cuentas por cobrar por un valor nominal total de MUSD 272,9, obteniéndose recursos líquidos por MUSD 193,8. El diferencial entre el monto nominal de saldos vendidos y el precio de compra fue registrado como gasto financiero en los ejercicios 2021 (MUSD 51), 2022 (MUSD 15,4) y 2023 (MUSD 12,6). Chile Electricity PEC SpA obtuvo

financiamiento para la compra de estos saldos mediante una emisión de bonos en el mercado internacional bajo el formato 144 A/Reg S y emisiones bajo el formato 4(a)2. 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, 2022 y 2023.

Con la promulgación de la Ley MPC en agosto de 2022, se siguieron generando saldos a cobrar por el diferencial entre el precio estabilizado (PEC) y las tarifas contractuales. Luego de la publicación del decreto de Precio de Nudo Promedio de julio 2022 y la resolución exenta que sentó las bases para aplicación efectiva de la Ley MPC, la Tesorería comenzó a emitir documentos de pago que la compañía ha vendido a partir de agosto de 2023 bajo un mecanismo financiero similar al implementado para la ley PEC, pero esta vez sin asumir costos por descuentos financieros. Las primeras tres ventas de documentos de pago se concretaron el 30 de agosto, 30 de octubre y 28 de diciembre de 2023, mediante las cuales la compañía recibió recursos líquidos por un valor total de MUSD 232,1 incluyendo intereses. Al 31 de diciembre de 2023, las cuentas por cobrar que mantenía EECL por este concepto llegaban a aproximadamente MUSD 299. La compañía espera recibir alrededor de MUSD 40 durante el transcurso de 2024 bajo el programa PEC-2 y más de MUSD 250 adicionales de aprobarse e implementarse los mecanismos de un tercer programa de precios estabilizados. Estos recursos están ayudando a:

- (i) recomponer la liquidez afectada desde 2020 por los mecanismos de estabilización de precios,
- (ii) financiar las inversiones requeridas para la transición energética y
- (iii) extender el perfil de vencimientos de la deuda.



II. 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 encuentran 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); (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; y (5) Estabilización de Tarifas Eléctricas, que incorpora medidas para estabilizar los precios de la electricidad mitigando las alzas en las cuentas de los clientes regulados; introduce cambios al Mecanismo de Protección al Cliente (MPC); entre otros.



PARQUE EÓLICO MONTE REDONDO

UBICACIÓN

Región de Coquimbo

48 MW

Capacidad instalada

24

Aerogeneradores

ALCANCE

Equivale al consumo anual de **36.000 hogares**

IMPACTO AMBIENTAL

Evita la emisión de **88.000 toneladas de CO2 al año**





ANTECEDENTES LEGALES

8.1 Alcance y Metodología GRI / **8.2** Índice GRI / **8.3** Índice NCG 461 / **8.4** Indicadores de Cumplimiento Legal y Normativo / **8.5** Índice Estándar SASB / **8.6** Tablas Anexas

7.1 ANTECEDENTES LEGALES



7.1.1 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.

7.1.2 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

PRINCIPALES MODIFICACIONES

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 USD 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

7.1.3 TRANSACCIONES DE ACCIONES

Durante el año 2023, 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.

TRANSACCIONES EN BOLSA ENGIE ENERGÍA CHILE 2023			
Período	Unidades	Monto	Precio promedio \$
1 trimestre	83.418.170	42.334.262.280	509,2
2 trimestre	66.868.206	49.440.817.694	669,53
3 trimestre	59.625.785	49.480.135.796	831,47
4 trimestre	41.831.158	34.943.266.395	841,54

7.1.4 PROPIEDAD

Nombre de los 12 Mayores Accionistas al 31 de diciembre de 2023:

PRINCIPALES MODIFICACIONES		
Nombre o razón social	Número de Acciones	Participación
ENGIE Austral S.A.	631.924.219	59,99%
Banco Santander por cuenta de Inversionistas extranjeros	41.158.445	3,91%
Banco de Chile por cuenta de State Street	27.561.221	2,62%
BCI Corredores de Bolsa S.A.	18.950.513	1,80%
AFP Provida S.A. Fondo Tipo C	16.527.230	1,57%
Compass Small Cap Chile Fondo de Inversión	15.913.246	1,51%
Larraín Vial S.A. Corredora de Bolsa	14.976.765	1,42%
AFP Habitat S.A. Fondo Tipo C	14.730.651	1,40%
Banchile Corredores de Bolsa S.A.	11.255.929	1,07%
AFP Provida S.A. Fondo Tipo B	11.056.095	1,05%
AFP Habitat S.A. Fondo Tipo A	10.120.430	0,96%
AFP Cuprum S.A. Fondo Tipo C	9.894.272	0,94%
Otros accionistas	229.240.760	21,76%
Total	1.053.309.776	100,00%

7.1.5 ACCIONES

TIPO DE ACCIONISTAS			
Tipo de Accionista	N° de Accionistas	Porcentaje de Participación	N° de Acciones Pagadas
Persona Natural	1.372	0,37%	3.942.694
Persona Juridica	377	99,63%	1.049.367.082
Total	1.749	100%	1.053.309.776

ENGIE Energía Chile S.A, no cuenta con series de acciones.

7.1.6 POLÍTICA DE DIVIDENDOS

La política de dividendos de EECL, aprobada en Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el martes 25 de abril de 2023, 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 27 de julio de 2021, el Directorio de la compañía aprobó la distribución de un dividendo provisorio con cargo a las utilidades del ejercicio 2021 por la cantidad de MUSD 41,5, correspondiendo a un dividendo de USD 0,0393996153 por acción, que fue pagado el 26 de agosto de 2021.

Este dividendo representó un reparto equivalente al 87,6% de la utilidad neta del año 2021, por lo que en mayo de 2022 el directorio optó por proponer a la Junta de Accionistas que no se repartiera un dividendo definitivo contra la utilidad del año 2021.

En consideración a las pérdidas netas registradas en el ejercicio 2022, la Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 25 de abril de 2023, aprobó no repartir dividendos con cargo a los resultados del año 2022.

Los pagos de dividendos efectuados en los últimos tres años son los siguientes:

DIVIDENDOS PAGADOS POR ENGIE ENERGÍA CHILE S.A.			
Fecha de Pago	Tipo de Dividendo	Monto (En MUSD)	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

7.1.7 OTROS VALORES

La sociedad tiene inscritas dos líneas de bonos bajo el número 1124 y 1125. A la fecha del cierre de la memoria no ha habido colocación.

La sociedad tiene emitidos bonos en los mercados internacionales bajo el formato Reg-S y 144A.

7.1.8 MARCAS, PATENTES, LICENCIAS, FRANQUICIAS, ROYALTIES Y/O CONCESIONES A DICIEMBRE 2023

TITULAR: CENTRAL TERMOELÉCTRICA ANDINA S.A.

Denominación	Tipo Cobertura	Clase(s)	N° Solicitud Fecha Solicitud	Estado	N° Registro Fecha Registro Fecha Vencimiento
CENTRAL TERMOELECTRICA ANDINA	Denominativa Servicios	37 39 40 42	848563 17/12/2008	Registrada	873762 25/01/2010 25/01/2030
CTA	Denominativa Servicios	37 39 40 42	848564 17/12/2008	Registrada	1027608 02/08/2013 02/08/2033
PUERTO ANDINO	Denominativa Servicios	36	1249504 06/04/2017	Registrada	1259247 14/09/2017 14/09/2027
PUERTO ANDINO	Denominativa Servicios	37	1249505 06/04/2017	Registrada	1269674 15/02/2018 15/02/2028
PUERTO ANDINO	Denominativa Servicios	39	1249507 06/04/2017	Registrada	1265467 13/12/2017 13/12/2027
PUERTO ANDINO	Denominativa Servicios	42	1249508 06/04/2017	Registrada	1261415 18/10/2017 18/10/2027


TITULAR: INVERSIONES HORNITOS S.A.

Denominación	Tipo Cobertura	Clase(s)	N° Solicitud Fecha Solicitud	Estado	N° Registro Fecha Registro Fecha Vencimiento
CTH	Denominativa Servicios	37 39 40 42	848565 17/12/2008	Registrada	872006 07/01/2010 07/01/2030
HORNITOS	Denominativa Servicios	37 39 40 42	848566 17/12/2008	Registrada	872007 07/01/2010 07/01/2030

TITULAR: EÓLICA MONTE REDONDO SPA

Denominación	Tipo Cobertura	Clase(s)	N° Solicitud Fecha Solicitud	Estado	N° Registro Fecha Registro Fecha Vencimiento
ELÉCTRICA MONTE REDONDO	Denominativa Productos	04	1044242 31/01/2013	Registrada	1146160 17/12/2014 17/12/2024
ELÉCTRICA MONTE REDONDO	Denominativa Productos	07	1044204 31/01/2013	Registrada	1146157 17/12/2014 17/12/2024
ELÉCTRICA MONTE REDONDO	Denominativa Productos	09	1044205 31/01/2013	Registrada	1078843 12/02/2014 12/02/2034
ELÉCTRICA MONTE REDONDO	Denominativa Servicios	35	1044206 31/01/2013	Registrada	1146158 17/12/2014 17/12/2024
ELÉCTRICA MONTE REDONDO	Denominativa Servicios	37	1044207 31/01/2013	Registrada	1082035 26/02/2014 26/02/2034
ELÉCTRICA MONTE REDONDO	Denominativa Servicios	40	1044209 31/01/2013	Registrada	1154131 03/02/2015 03/02/2025
ELÉCTRICA MONTE REDONDO	Denominativa Servicios	42	1044211 31/01/2013	Registrada	1146159 17/12/2014 17/12/2024
EMR	Denominativa Productos	04	976952 28/10/2011	Registrada	987763 18/01/2013 18/01/2033
EMR	Denominativa Productos	07	976953 28/10/2011	Registrada	1056309 12/11/2013 12/11/2033
EMR	Denominativa Productos	09	976954 28/10/2011	Registrada	1181338 05/10/2015 05/10/2025










TITULAR: E.CL S.A.

Denominación	Tipo Cobertura	Clase(s)	N° Solicitud Fecha Solicitud	Estado	N° Registro Fecha Registro Fecha Vencimiento	Etiqueta
E-CL GREEN	Mixta Servicios	37 39 40 42	1164325 30/07/2015	Registrada	1218377 26/08/2016 26/08/2026	

TITULAR: GASODUCTO NOR ANDINO S.A.

Denominación	Tipo Cobertura	Clase(s)	N° Solicitud Fecha Solicitud	Estado	N° Registro Fecha Registro Fecha Vencimiento	Etiqueta
	Etiqueta Productos	04	809737 29/02/2008	Registrada	847321 27/02/2018 27/02/2028	
	Etiqueta Servicios	39	809736 29/02/2008	Registrada	838560 09/01/2009 27/02/2028	
GASODUCTO NOR ANDINO	Denominativa Servicios	39	942751 01/03/2011	Registrada	917542 22/06/2021 22/06/2031	
GASODUCTO NOR ANDINO	Denominativa Productos	04	943489 08/03/2011	Registrada	917823 30/05/2021 30/05/2031	

TITULAR: TRANSMISORA ELÉCTRICA DEL NORTE S.A.

Denominación	Tipo Cobertura	Clase(s)	N° Solicitud Fecha Solicitud	Estado	N° Registro Fecha Registro Fecha Vencimiento	Etiqueta
TEN	Denominativa Servicios	37 39 40 42	1162942 20/07/2015	Registrada	1232831 05/01/2017 05/01/2027	
TEN	Mixta Servicios	37 39 40 42	1162940 20/07/2015	Registrada	1211970 07/07/2016 07/07/2026	
TEN	Mixta Servicios	37	1375329 23/09/2020	Registrada	1357976 28/10/2021 28/10/2031	
TEN	Mixta Servicios	39	1375330 23/09/2020	Registrada	1344535 11/05/2021 11/05/2031	
TEN	Mixta Servicios	40	1375354 23/09/2020	Registrada	1359543 25/11/2021 25/11/2031	
TEN	Mixta Servicios	42	1375355 23/09/2020	Registrada	1341825 06/04/2021 06/04/2031	
TEN UNA EMPRESA RED ELÉCTRICA INTERNACIONAL	Mixta Servicios	37	1375356 23/09/2020	Registrada	1357977 28/10/2021 28/10/2031	
TEN UNA EMPRESA RED ELÉCTRICA INTERNACIONAL	Mixta Servicios	39	1375331 23/09/2020	Registrada	1344536 11/05/2021 11/05/2031	
TEN UNA EMPRESA RED ELÉCTRICA INTERNACIONAL	Mixta Servicios	40	1375332 23/09/2020	Registrada	1380805 30/09/2022 30/09/2032	
TEN UNA EMPRESA RED ELÉCTRICA INTERNACIONAL	Mixta Servicios	42	1375333 23/09/2020	Registrada	1341824 06/04/2021 06/04/2031	



INFORME GENERAL DE DOMINIO

Dominio	TLD	País	Titular	Origen	Fecha Solicitud	Fecha Vencimiento	Estado
engielaw	cl	Chile	ENGIE	Gestión Prejudicial	30-09-2020	07-09-2025	Asignado
suezenergy	cl	Chile	ENGIE	Gestión Prejudicial	11-05-2022	24-05-2025	Asignado
distrinor	cl	Chile	Engie Energía Chile S.A.	Gestión Prejudicial	15-03-2021	17-05-2024	En Renovación
engie-energiachile	cl	Chile	Engie Energía Chile S.A.	Otras Gestiones		07-11-2024	Asignado
ima	cl	Chile	Instrumentación Menchaca Amadori Industrial Ltda.	Administración	23-07-1998	18-08-2029	Asignado
tennorte	cl	Chile	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Administración	15-07-2015	15-07-2024	Asignado
tentransmisora	cl	Chile	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Administración	15-07-2015	15-07-2024	Asignado
transmisoraten	cl	Chile	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Administración	15-07-2015	15-07-2024	Asignado



7.1.8 PRINCIPALES PROVEEDORES

Al 31 de diciembre de 2023, ningún proveedor de la compañía representaba el 10% del gasto en la adquisición de bienes y servicios. Los principales proveedores de ENGIE Energía Chile, que en conjunto representan el 80% de las compras, son los siguientes:

REPUESTOS Y SERVICIOS PARA UNIDADES GENERADORAS

- G.E. (General Electric)
- ANSALDO ENERGÍA SpA
- DOOSAN SKODA POWER SRO

REPUESTOS Y SERVICIOS GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

- Siemens S.A.
- ASEO INDUSTRIAL
- SOC. POR ACCIONES LSV INDUSTRIAL SpA
- ISS CHILE S.A

EQUIPOS Y SERVICIOS TRANSMISIÓN PROYECTOS

- SIEMENS
- GRID SOLUTIONS
- CRUZ Y DÁVILA INGENIEROS
- TOZZI LATAM SpA

EQUIPOS PARQUES EÓLICOS

- SIEMENS

INFRAESTRUCTURA

- FLESAN MINERÍA
- SERVICIOS SUBMARINOS
- SOLMATEK SERVICIOS INDUSTRIALES

PROTECCIÓN INDUSTRIAL

- SOCIEDAD DE MANTENCIÓN, CONSERVACIÓN Y REPARACIÓN S.A. (SOMACOR)

SOPORTE INFORMÁTICA

- ACT

SERVICIOS GASODUCTOS

- COMGAS ANDINA

OPERACIÓN INDUSTRIAL

- SOC MARÍTIMA Y COMERCIAL SOMARCO LTDA.
- SERVICIOS INDUSTRIALES LIMITADA (AXINNTUS)
- IMA INDUSTRIAL SpA
- ADECCO RECURSOS HUMANOS S.A.
- ABB S.A.
- ARQUITECTURA Y CONSTRUCCIÓN WORKPLACE

EQUIPOS PARQUES SOLARES

- TRINA
- SUNGROW

SUMINISTRO COMBUSTIBLE

- COPEC

7.1.9 PRINCIPALES PROPIEDADES

Al 31 de diciembre de 2023, las principales propiedades e instalaciones para la generación de nuestros servicios son las siguientes:

TIPO DE PROPIEDAD E INSTALACIÓN		
Ítem	Nombre	Ubicación
CONSTRUCCIÓN EN CURSO		
Construcción en Curso Centrales Renovables	Parque Eólico Lomas de Taltal	Región de Antofagasta
Construcción en Curso Subestaciones de Transmisión	SE Liqcau SE Desalant	Región de Antofagasta
	SE Totihue	Región del Libertador
	SE La Ligua	Gral. Bernardo O'Higgins
Construcción en Curso Otros	BESS Tamaya	Región de Antofagasta
PLANTAS Y EQUIPOS		
Centrales Termoeléctrica de Ciclo Combinado	Complejo Térmico Tocopilla	Región de Antofagasta
Centrales Termoeléctricas	Complejo Térmico Mejillones	Región de Antofagasta
Centrales Diesel	Central Diésel Arica	Región de Arica y Parinacota
Centrales Hidroeléctricas	Central Chapiquiña	Región de Arica y Parinacota
	Central Laja	Región del Biobío
Centrales Fotovoltaicas	PV El Águila	Región de Arica y Parinacota
	PV Pampa Camarones Central diésel Arica	Región de Arica y Parinacota
	PV Coya	Región de Antofagasta
	PV Tamaya	Región de Antofagasta
	PV Capricornio	Región de Antofagasta
	PV Los Loros	Región de Atacama
Parque Eólico	Parque Calama	Región de Antofagasta
	Parque Monte Redondo	Región de Coquimbo
	Parque San Pedro	Región de Los Lagos
Baterías	BESS Arica	Región de Arica y Parinacota
	BESS Coya	Región de Antofagasta
Gasoductos	NorAndino	Región de Antofagasta, Chile Región en Argentina
Puertos	Puerto Andino	Región de Antofagasta
	Puerto Tocopilla	Región de Antofagasta



TIPO DE PROPIEDAD E INSTALACIÓN

Ítem	Nombre	Ubicación
INSTALACIONES FIJAS Y ACCESORIOS		
Líneas de Transmisión y Subestaciones (SE)	2.409 km	
	SE Arica	Región de Arica y Parinacota
	SE Vitor	Región de Arica y Parinacota
	SE Iquique	Región de Tarapacá, Iquique
	SE Pozo Almonte Ampliación SE Pozo Almonte	Región de Tarapacá, Pozo Almonte
	SE Tamarugal	Región de Tarapacá, Pozo Almonte
	SE Dolores Ampliación SE Dolores	Región de Tarapacá, Huala
	SE Nueva Chuquicamata SE Changos - TEN SE TEN GIS - TEN SE Antofagasta SE El Negro SE Capricornio SE Chacaya SE Crucero SE El Cobre SE El Loa SE Tamaya	Región de Antofagasta
	SE Cumbre - TEN SE Nueva Cardones - TEN SE Algarrobal	Región de Atacama
	SE El Rosal	Región del Biobío, Los Angeles

7.2 INFORME COMITÉ DE DIRECTORES



En cumplimiento de las normas del artículo 50 bis de la Ley 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 Iglesias Guillard, todos ellos en calidad de directores independientes. En sesión del Comité celebrada con esa misma fecha, se eligió como Presidente del mismo a don Claudio Iglesias Guillard.

Durante el año 2023, el Comité de Directores se reunió regularmente y haciendo uso de sus facultades y cumpliendo con sus deberes legales, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 50 bis de la Ley N°18.046, desarrolló las siguientes actividades:

1. Examinó y se pronunció respecto de los estados financieros trimestrales de la Sociedad durante el año 2023.
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 18.046, durante el año 2023 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. Renovación por el plazo de 2 años del contrato marco vigente con **ENGIE Lab** para el soporte técnico y especializado en diferentes aspectos y disciplinas.
2. Compra de los siguientes cargos de gas natural licuado (GNL) a la **empresa Global Energy Management & Supply (GEMS)**: (a) cargo de 3,3 Tbtu de GNL, para su entrega en marzo de 2023; (b) cargo de 3,4 Tbtu de GNL, para su entrega en mayo de 2023; y (c) cargo de 3,5 Tbtu de GNL, para su entrega en julio de 2023.
3. Contrato con **Consultora y Asesorías Plataforma Dinámica SpA** para la prestación de servicios de consultoría socio territorial para la habilitación de los proyectos de transmisión Subestación Guindal y Subestación Litueche, y del proyecto eólico San Pedro III.
4. Renovación con **ENGIE Information et Technologies** de licencias Darwin para el año 2023 con el objetivo de supervisar y controlar remotamente el funcionamiento de las centrales renovables en operación y los sitios en construcción.
5. Operaciones de forfaiting u otras de trade finance en relación con las facturas emitidas o que emitan los proveedores de combustibles para la Sociedad, entre ellos **Global Energy Management & Supply (GEMS)**, por concepto del precio de venta de carbón, gas natural licuado u otros combustibles.

6. Contrato de apertura de financiamiento con **ENGIE Austral S.A.** con cargo a la cual EECL podrá obtener uno o más préstamos por la cantidad total de hasta MUSD 150.
7. Contrato con **ENGIE China** para la prestación de los servicios de pruebas de aceptación en fábrica de los equipos principales del proyecto BESS Coya.
8. Contrato marco con **ENGIE China** para la prestación de servicios de inspección en fábrica, de manera que esté disponible para los encargos que sean requeridos para los proyectos de líneas de transmisión, BESS Tamaya, BESS Capricornio, parque fotovoltaico Libélula, parque fotovoltaico Pampa Camarones y parque eólico San Pedro III.
9. Modificación de sendos Contratos Marco de Servicios Administrativos tipo "Master Administrative Services Agreements" vigentes con **ENGIE Austral S.A., ENGIE Impact SpA, Sociedad GNL Mejillones S.A., ENGIE Stream Solutions Chile SpA, ENGIE Gas Chile SpA y Transmisora Eléctrica del Norte S.A.**, con el fin de actualizar la oferta de servicios de soporte ofrecidos, actualizar las tarifas y, en general, homogeneizar procesos y capturar sinergias.
10. Contrato Marco de Servicios Administrativos del tipo "Master Administrative Services Agreements" con **Tractebel**, con el fin de prestarle servicios administrativos para el uso de las oficinas de la Sociedad en el edificio Titanium, incluyendo el arriendo de espacios de trabajo y servicios asociados.
11. Compra de gas natural licuado a **ENGIE Energy Marketing Singapore** por la cantidad de hasta 2,5 TBtu, para ser suministrado en dos cargos en 2023.



12. Compra de derechos de descarga, almacenamiento y regasificación de gas natural licuado en el terminal regasificador de Sociedad **GNL Mejillones S.A.**, bajo el esquema previsto en el Terminal Use Agreement o (TUA), por las cantidades requeridas para el gas natural licuado a ser suministrado por **ENGIE Energy Marketing Singapore**.
13. Extensión del contrato de ingeniería de contraparte con **Tractebel** para la revisión de la ingeniería del proyecto eólico Lomas de Taltal.
14. Contrato con **ENGIE Impact** para la elaboración de un estudio de benchmark internacional sobre el diseño de mercado.
15. Contrato con **ENGIE Impact** para la realización de un estudio sobre el rol del gas en la transición energética.
16. Contrato con **Transmisora Eléctrica del Norte S.A.** para la prestación del servicio de supervisión y mantenimiento del Sistema de Transferencia Directa (TDD) que se implementará en las unidades que se conectan a la subestación TEN, esto es, las unidades CTM3 e IEM.
17. Contrato de suministro de diésel con **ENEX** para proveer de dicho combustible a la Central Diésel Arica.
18. Operación con **ENGIE Austral S.A. y ENAEX S.A.** para la reutilización de parte de los terrenos correspondientes a la ex Central Tamaya, mediante su entrega para la ejecución del Proyecto de Hidrógeno Verde de la primera y del Proyecto de Amoníaco Verde de ENAEX S.A., incluyendo la celebración de los siguientes contratos: (a) comodato con ENGIE Austral S.A. mediante el cual la Sociedad le concedería una superficie aproximada de 2,3 hectáreas del terreno correspondiente a la Central Tamaya, el acceso y reutilización de ciertas instalaciones de la señalada Central, y la utilización de espacios y servicios comunes; (b) convenio con ENGIE Austral S.A. a efectos de regular las condiciones de las autorizaciones y mandatos que deberán ser otorgados entre las partes para efectos de obtener ciertos permisos y autorizaciones; (c)



mandato de ENGIE Austral S.A. a EECL, para solicitar a la autoridad respectiva los permisos necesarios para ejecutar las obras y trabajos destinados a la construcción y operación del Proyecto de Hidrógeno Verde.

19. Contrato con **ENGIE Renouvelables SAS** para uso de software de gestión de proyectos renovables en construcción "Procore".
20. Contrato con **ENGIE SA (Paris)** para derecho a uso de nube privada de ENGIE SA asociada a la utilización de la plataforma de análisis empresarial "Power BI".
21. Contrato con **Dinámica Plataforma SpA** para servicios de consultoría socio territorial para la habilitación del proyecto Andino Las Pataguas - Andes Solar.
22. Constitución de una sociedad con **Red Eléctrica Chile S.A.,** denominada **Compañía Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A. (COIESA)**, con el objeto de desarrollar e implementar un centro de control que preste el servicio de monitoreo, control y supervisión de

instalaciones eléctricas y opere en tiempo real instalaciones eléctricas conectadas al Sistema Eléctrico Nacional; y cuyo capital inicial será de USD 600.000 y que luego se aumentará a USD 2.385.000, para ser suscrito y pagado por EECL y Red Eléctrica Chile S.A. por partes iguales.

23. Pacto de accionistas con **Red Eléctrica Chile S.A.** referido a Compañía Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A. (COIESA) con el fin de convenir la gestión de dicha sociedad y regular las transferencias de acciones de la misma.
24. Contratos necesarios para la operación de **Compañía Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A. (COIESA)**, entre ellos los siguientes: (a) compraventa en virtud del cual EECL vende a COIESA la totalidad de los activos que conforman un sistema SCADA; (b) contrato de prestación de servicios de operadores, en virtud del cual EECL le presta a COIESA servicios de apoyo en la operación del centro de

control, por el plazo de un año; (c) contrato de prestación de servicios de gestión y soporte de negocio con COIESA, para lo cual EECL pone a disposición de ésta diversas plataformas, software y/o hardware, por el plazo de cinco años; y (d) arrendamiento a COIESA de espacios físicos, equipamiento y servicios administrativos, correspondientes a instalaciones de la subestación Antofagasta y de la subestación Cruceiro, por el plazo de cinco años.

25. Renovación por el plazo de 3 años del contrato marco vigente **Tractebel Engineering** para el soporte en servicios de ingeniería en las áreas que se estiman estratégicas para EECL.
26. Contrato con **ENGIE Information et Technologies** para la renovación anual de licencias y soporte de servicios corporativos, con el objeto de acceder a los contratos corporativos de licenciamiento y soporte con proveedores de softwares Salesforce, SAP y plataforma de administración de estaciones de trabajo, así como servicios de ciberseguridad y de conectividad.
27. Contrato con **ENGIE Information et Technologies** para la contratación de la plataforma SEZAME (Success Factors) para el área de recursos humanos.
28. Contrato con **ENGIE SA (ENGIE Paris)** para la renovación anual de licencias con el objeto de acceder a los contratos corporativos de licenciamiento de ENGIE Paris con proveedores de licencias Microsoft O365 y otros.
29. Contrato con **ENGIE Impact** para la elaboración de los documentos de aprobación interna y externa (Project Team Books) para proyectos.

7.2.1 REMUNERACIÓN Y USO DE PRESUPUESTO DE GASTOS

La remuneración determinada por la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 25 de abril de 2023 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. El Comité de Directores durante el período 2023 no realizó gastos con cargo a dicho presupuesto.



7.2.2 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 perjuicio 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.

7.3 HECHOS ESENCIALES

PRINCIPALES MODIFICACIONES

Día y hora	Entidad	Materia
03/04/2023 15:20:10	Engie Energía Chile S.A.	Junta ordinaria de accionistas, citaciones, acuerdos y proposiciones.
25/04/2023 12:06:02	Engie Energía Chile S.A.	Junta ordinaria de accionistas, citaciones, acuerdos y proposiciones.
14/08/2023 17:25:47	Engie Energía Chile S.A.	Suscripción o renovación de contratos.
28/11/2023 21:55:32	Engie Energía Chile S.A.	Cambios en la administración.

7.3.1 RESUMEN

Con fecha 03 de abril de 2023 la Sociedad informó en calidad de Hecho Esencial que el Directorio de EECCL citó a Junta Ordinaria de Accionistas a celebrarse el día 25 de abril de 2023 a las 9:45 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 2022, proponiendo el Directorio no distribuir nuevos dividendos con cargo a dicho ejercicio. A esta fecha no existen efectos distintos a los informados relacionados con este hecho.

Con fecha 25 de abril de 2023 la Sociedad informó en calidad de Hecho Esencial las siguientes decisiones de su Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada en esa misma fecha: (a) no distribuir dividendos con cargo al ejercicio 2022; y (b) designar como empresa de auditoría externa para el ejercicio 2023 a la firma EY Servicios Profesionales de Auditoría y Asesorías SpA. A esta fecha no existen efectos distintos a los informados relacionados con este hecho.

Con fecha 14 de agosto de 2023, la Sociedad informó en calidad de Hecho

Esencial que con fecha 14 de agosto de 2023 la Sociedad suscribió un acuerdo con Inter-American Investment Corporation ("IIC") en conformidad con el cual, sujeto a ciertas condiciones, la Sociedad vendió a IIC documentos de pago ("DDP") que resultaron de la aplicación del mecanismo de estabilización de precios conforme a 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" (la "Ley PEC II"), la Resolución Exenta N° 86 y la Resolución Exenta N° 334, ambas de la Comisión Nacional de Energía. A esta fecha no existen efectos distintos a los informados relacionados con este hecho.

Con fecha 28 de noviembre de 2023, la Sociedad informó en calidad de hecho esencial que, con esa misma fecha, el Directorio tomó conocimiento de la renuncia presentada por el señor Frank Demaille al cargo de director titular y Presidente del Directorio, a partir del día 20 de diciembre de 2023. El Directorio acordó designar como nuevo Presidente del Directorio, con vigencia a partir de la señalada fecha, al director Aníbal Prieto Larraín. A esta fecha no existen efectos distintos a los informados relacionados con este hecho.

7.4 SÍNTESIS DE COMENTARIOS Y PROPOSICIONES DE ACCIONISTAS Y DEL COMITÉ DE DIRECTORES

Durante el ejercicio 2023 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 2023, 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.

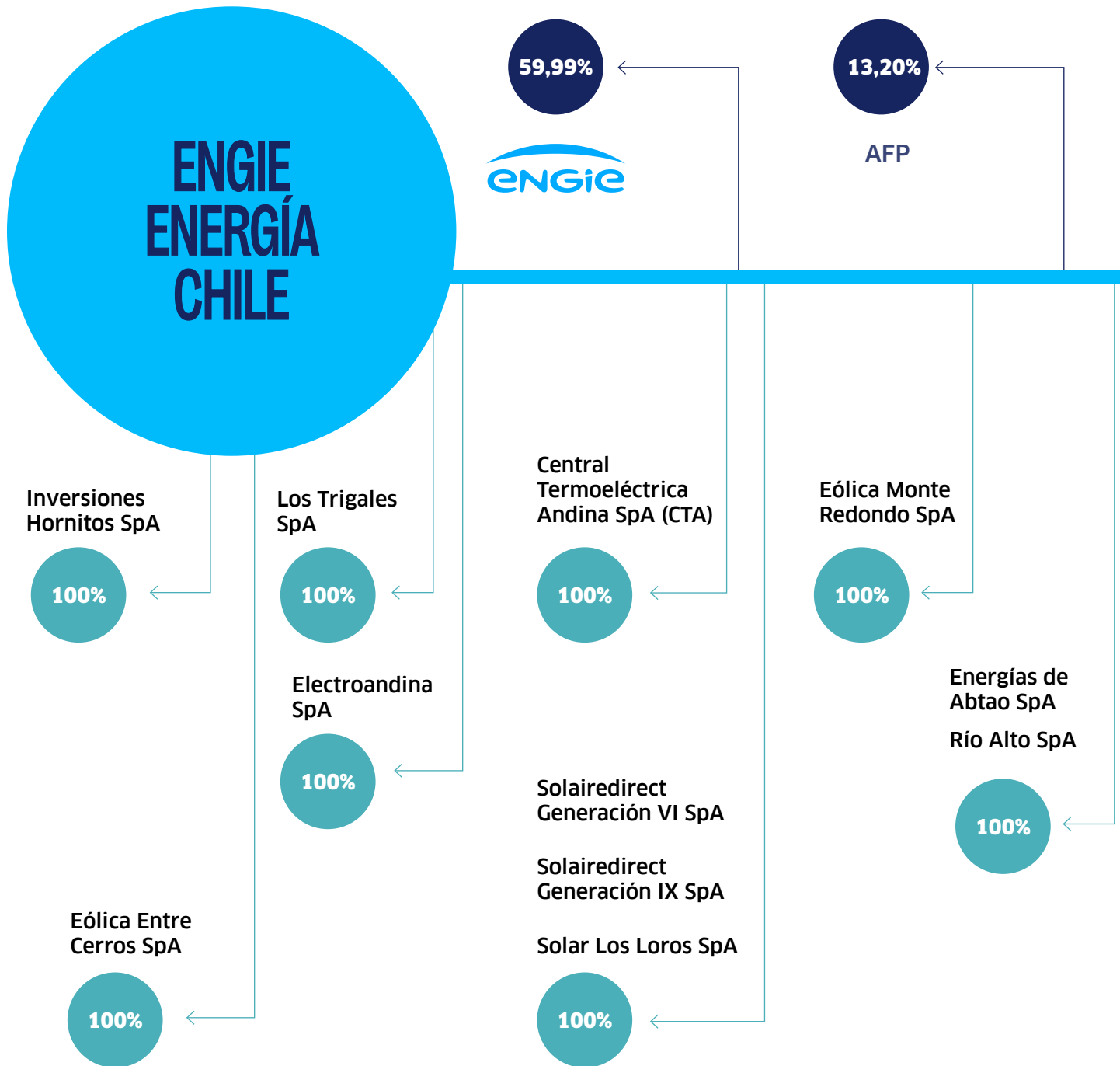
(2) Designar como empresa de auditoría externa para el ejercicio 2024 a la firma Ernst & Young Servicios Profesionales de Auditoría y Asesorías Limitada y, como segunda alternativa, a Deloitte Auditores y Consultores

Limitada, indicando su preferencia respecto de la primera de las empresas nombradas para que desempeñe el cargo.

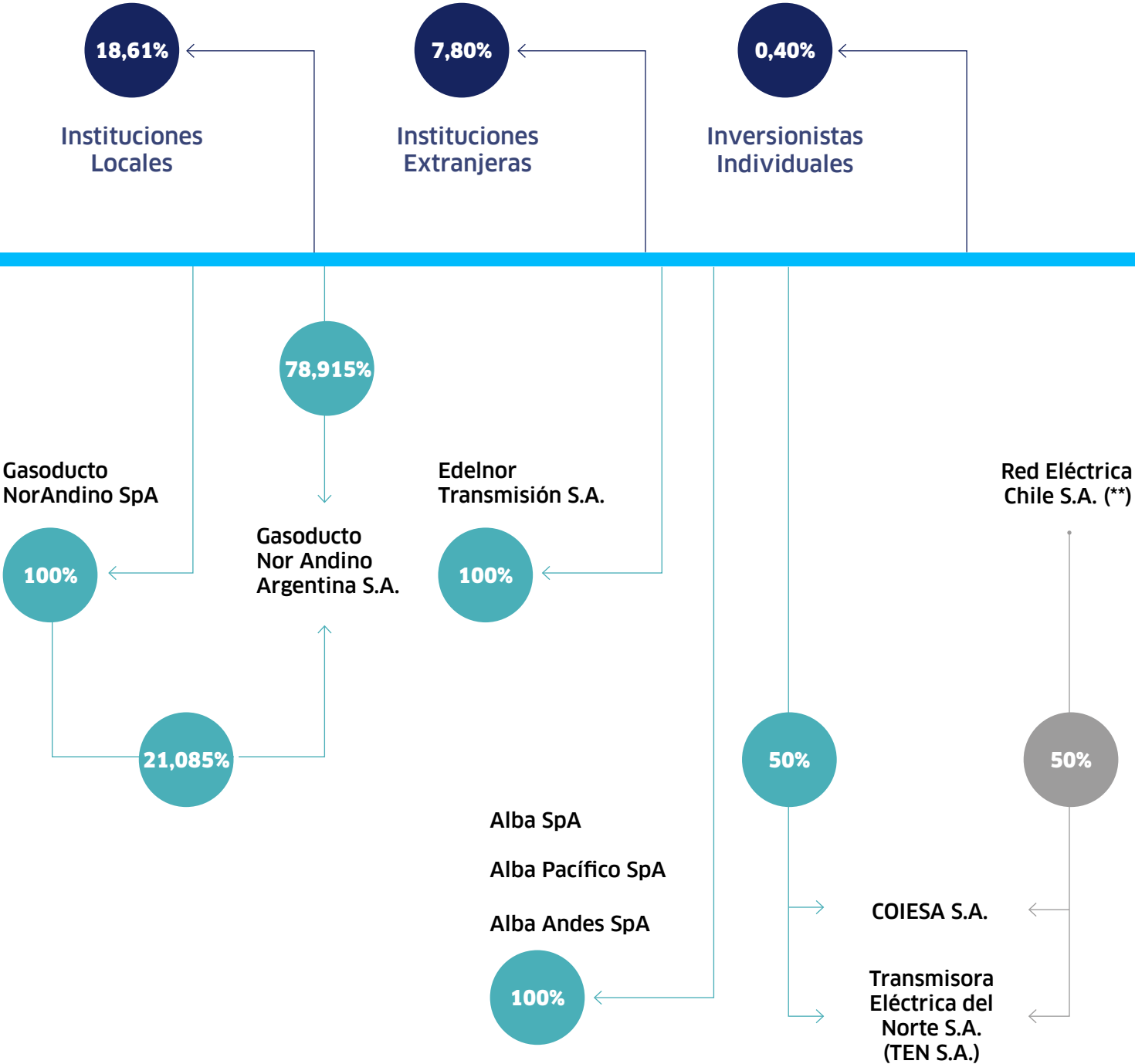
(3) Designar como clasificadoras privadas de riesgo para el ejercicio 2024 a las firmas "Feller Rate Clasificadora de Riesgo Ltda." y "Fitch Chile Clasificadora de Riesgo Ltda".

7.5 MALLA SOCIETARIA

(Al 31 de diciembre de 2023)



(**) Red Eléctrica Chile S.A. pertenece a Red Eléctrica de España.



7.6 IDENTIFICACIÓN DE LAS COMPAÑÍAS FILIALES Y COLIGADAS

(Al 31 de diciembre de 2023)

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: MUSD 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: MUSD 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: MUSD 180.000

Participación: ENGIE Energía Chile S.A. 100%

Administración: Recae en ENGIE Energía Chile S.A.

Objeto social: Su objeto principal es la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica

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 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: MUSD 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.

COMPAÑÍA OPERADORA DE INFRAESTRUCTURAS ELÉCTRICAS S.A.

Razón Social: Compañía Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A.

Rol Único Tributario: 76.715.352-K

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Cerrada.

Capital Pagado: \$533.844

Participación: ENGIE Energía Chile S.A. 50%

Directorio: Carlos Alberto Arias, Robin Cuevas Canales, Paul Baillarie Rosenmann, Juan Majada Tortosa, Laura de Rivera García de Leániz y Carlos Puente Pérez, siendo sus respectivos suplentes las siguientes personas: Evelyn Becerra Aravena, Norberto Moreno Gutierrez y Sergio Beaumont Vargas, David Montero Escribano, Emilio Cerezo Diez, y Luis Velasco Bodega.

Gerente General: Carlos Figueroa Montesinos

Objeto social: La Sociedad tiene por objeto: /a/ realizar el monitoreo, control y supervisión de instalaciones eléctricas pertenecientes al Sistema Eléctrico Nacional, tanto propias como de terceros; /b/ operar en tiempo real instalaciones eléctricas en el sistema eléctrico nacional, en la forma establecida al efecto en el "Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional" y sus normas complementarias, o en aquella normativa que lo modifique o reemplace; /c/ relacionarse y coordinarse con el Coordinador Eléctrico Nacional y con cualquier autoridad o empresa del sector eléctrico, con el objeto de proporcionar o recibir toda la información necesaria para la supervisión y coordinación de las instalaciones eléctricas sujetas a coordinación y comunicar las restricciones operacionales o limitaciones que se presenten en las instalaciones bajo su control; /d/ comercializar excedentes de filamentos de fibra óptica para fines de telecomunicaciones de las instalaciones de transmisión cuyo monitoreo, control, supervisión u operación realice; y, /e/ en general, ejecutar todo tipo de actos, prestar todo tipo de servicios y celebrar todo tipo de contratos y convenciones que se relacionen directa o indirectamente con el objeto social.

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: MUSD1.972

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: MUSD 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: MUSD 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 NOR ANDINO SpA

Fecha de inscripción en el Registro Público de Comercio del Estatuto original el 1 de diciembre de 1997.

Razón Social: Gasoducto Nor Andino SpA.

Tipo de Entidad: Sociedad por Acciones

Capital Pagado: USD 12.515.753,96

Participación: ENGIE Energía Chile S.A. 100%

Administración: Recae en ENGIE Energía Chile S.A.

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.

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 Triguales 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: MUSD 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 SpA

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 por Acciones

Participación: 100% ENGIE Energía Chile S.A.

Administración: Recae en ENGIE Energía Chile S.A.

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 SpA

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 por Acciones

Participación: 100% ENGIE Energía Chile S.A.

Administración: Recae en ENGIE Endergía Chile S.A.

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.

EÓLICA ENTRE CERROS SpA

Constitución: La sociedad fue constituida por escritura pública de fecha 22 de diciembre de 2022, otorgada en la Notaría de Santiago de doña María Pilar Gutiérrez Rivera, bajo el número de repertorio 18.923/2022, inscrita a fojas 109.729 número 49.037 en el Registro de Comercio de Santiago, correspondiente al año 2022.

Razón Social: Eólica Entre Cerros SpA

RUT: 77.708.483-6

Capital Pagado: \$832.497.878

Tipo de Sociedad: Sociedad por Acciones

Participación: 100% ENGIE Energía Chile S.A.

Administración: Recae en ENGIE Endergía Chile S.A.

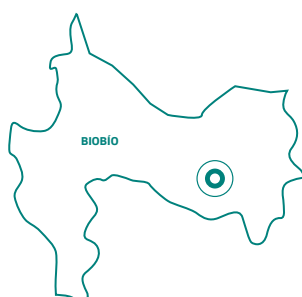
Objeto social: La sociedad tiene por objeto generar, transportar, distribuir, suministrar, comprar y vender energía eléctrica; prestar servicios energéticos de todo tipo; obtener, transferir, comprar, arrendar, gravar o explotar en cualquier forma las concesiones y mercedes respectivas a que se refieren la Ley General de Servicios Eléctricos; comprar vender, importar, exportar, elaborar, producir, comercializar y distribuir toda clase de bienes o insumos que digan relación con la energía de cualquier clase.



CENTRAL HIDROELÉCTRICA LAJA

UBICACIÓN

Región del Biobío



37 MW

Capacidad
instalada

14 MM³

de almacenamiento

250 M³/S

Es su caudal de
diseño

15 METROS

de caída neta



An aerial photograph of a dam and river. The river flows through a dense forest of tall evergreen trees. The dam is a concrete structure with several spillways. A large yellow crane is positioned on the dam. There are some buildings and infrastructure on the left side of the dam. The water is dark and calm. The sky is not visible.

METODOLOGÍA, ÍNDICES Y ANEXOS

8.1 ALCANCE Y METODOLOGÍA GRI

A través de su octava Memoria Integrada, ENGIE Energía Chile informa a sus grupos de interés tanto sus estados financieros como los resultados de su gestión en los ámbitos económico, social, ambiental y de gobernanza durante el período comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2023.

Este informe fue elaborado conforme los Estándares del Global Reporting Initiative (GRI) y de acuerdo con los requerimientos de la Norma de Carácter General (NCG) 461 de la Comisión para el Mercado Financiero (CMF).

Como parte del cumplimiento de esta normativa, este documento también responde los requerimientos específicos

del Sustainability Accounting Standards Board (SASB) para Empresas de Generación Eléctrica y Gas.

La información contenida en esta Memoria Integrada fue aportada por las áreas responsables de la empresa y se publica con la validación de los líderes de las respectivas gerencias. Considerando estas revisiones, la compañía decidió no someter este documento a la verificación de un tercero.

En algunos capítulos de esta Memoria Integrada, los datos sobre el desempeño 2023 de la organización se complementan con resultados de años anteriores, para evidenciar los avances alcanzados por los programas

e indicadores corporativos de carácter estratégico.

Para enviar consultas y sugerencias sobre los contenidos de esta Memoria, los interesados pueden comunicarse con el gerente de Comunidad y Sostenibilidad de ENGIE Energía Chile, Matías Bernales (matias.bernales@engie.com), o con la gerente de Relacionamento con los Inversionistas de la compañía, Marcela Muñoz (marcela.munoz@engie.com).

Más información sobre la empresa y su estrategia de sostenibilidad se puede encontrar en el sitio web corporativo www.engie-energia.cl



8.1.1 MATERIALIDAD

Para la identificación de los temas materiales desde el punto de vista de los impactos y riesgos de la organización, realizamos un proceso de materialidad que contempló las siguientes etapas y acciones:

ETAPA 1: comprensión del contexto y de la actividad de la organización

En esta fase, para un mejor entendimiento de la organización y su contexto de negocio, se revisaron las políticas internas, la presencia de la empresa y la industria en la prensa durante 2023 y las nuevas leyes aplicables al sector. Asimismo, se analizaron fuentes de información internas y externas, como la estrategia de sostenibilidad de ENGIE. De igual modo, se tomaron como referencia los requerimientos del GRI sectorial de Petróleo y Gas, las directrices de la OCDE y los indicadores del Sustainability Accounting Standards Board (SASB) para Empresas de Generación Eléctrica y Gas.

ETAPA 2: identificación de Impactos

A partir de la revisión efectuada en la ETAPA 1 de este proceso conformamos una lista con 36 impactos potenciales y reales, positivos y negativos, que la empresa genera o puede llegar a generar.

ETAPA 3: evaluación de impactos

Paso 1: Para evaluar estos impactos, realizamos una consulta a los representantes de los principales grupos de interés de ENGIE a través de entrevistas semiestructuradas. En esta instancia, los participantes identificaron aquellos impactos que consideran de mayor relevancia. En este ejercicio, participaron:

- 2 Analistas financieros.
- 1 Representante de la Corporación Financiera Internacional (IFC), miembro del Grupo del Banco Mundial.
- 2 gerentes de empresas proveedoras y contratistas.
- 4 dirigentes sindicales (del total de 8 dirigentes invitados)
- 5 dirigentes sociales.
- 1 representante de gremios.
- 1 periodista.

Paso 2: A partir de las opiniones recogidas en este proceso, de los 36 impactos iniciales se identificaron por nivel de votación los 17 más importantes.

ETAPA 4: priorización de los impactos más significativos y validación interna

Paso 1: Estos 17 temas se contrastaron con los riesgos identificados en la Matriz de Riesgos ESG de ENGIE, que fue elaborada considerando las materias abordadas por el SASB para el sector de Generación y Gas y el Índice del Trilema Energético, del Consejo Mundial de Energía.

Paso 2: Como resultado de este ejercicio, se concluyó que existe una alta correlación entre la visión de la empresa y la de los grupos interés.

De este modo, la lista final de impactos a reportar en esta Memoria quedó conformada por los siguientes 17 temas materiales:

TEMAS MATERIALES

1 Transición Energética.

2 Gestión impactos ambientales: reducción emisiones residuos, agua y biodiversidad.

3 Eficiencia del recurso.

4 Gobierno Corporativo y promoción buenas prácticas éticas.

5 Innovación y Oportunidades de Mercado.

6 Gestión de Clientes.

7 Estrategia de crecimiento Plan Balance y planes de inversión 2023-2027.

8 Cadena de Suministro Sostenible.

9 Estrategia digital y Seguridad de la Información.

10 Seguridad Energética.

11 Relacionamiento con las Comunidades (Acceso a Energía y Desarrollo Local).

12 Derechos Humanos.

13 Seguridad y Salud Ocupacional.

14 Desarrollo de Talento.

15 Diversidad y equidad de género.

16 Conciliación vida laboral y personal.

17 Gestión de Riesgos.

Este listado final de temas materiales fue validado por la Gerencia de Corporativa de Asuntos Corporativos, de ENGIE Energía Chile.

8.2 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	12 a 17	
	2-2 Entidades incluidas en la presentación de informes de sostenibilidad	ENGIE ENERGÍA CHILE S.A y sus filiales.	
	2-3 Periodo objeto del informe, frecuencia y punto de contacto	2023	
	2-4 Actualización de la información	En 2023, no hubo cambios significativos que se reporten.	
	2-5 Verificación externa		No cuenta
	2-6 Actividades, cadena de valor y otras relaciones comerciales	12, 59, 63	
	2-7 Empleados	13	
	2-8 Trabajadores que no son empleados		Información no disponible al cierre de esta memoria.
	2-9 Estructura de gobernanza y composición	42, 43	
	2-10 Designación y selección del máximo órgano de gobierno	44, 47	
	2-11 Presidente del máximo órgano de gobierno	44, 45	
	2-12 Función del máximo órgano de gobierno en la supervisión de la gestión de los impactos	46, 47, 48	
	2-13 Delegación de la responsabilidad de gestión de los impactos	46	
	2-14 Función del máximo órgano de gobierno en la presentación de informes de sostenibilidad	46	
	2-15 Conflictos de interés		
	2-16 Comunicación de inquietudes críticas	35	
	2-17 Conocimientos colectivos del máximo órgano de gobierno	26, 27	
	2-18 Evaluación del desempeño del máximo órgano de gobierno	45	
	2-19 Políticas de remuneración	45	
	2-20 Proceso para determinar la remuneración	45	
	2-21 Ratio de compensación total anual		Información no disponible al cierre de esta memoria.
	2-22 Declaración sobre la estrategia de desarrollo sostenible	12, 35, 36	
	2-23 Compromisos y políticas	27	
	2-24 Incorporación de los compromisos y políticas	35, 36	
	2-25 Procesos para remediar los impactos negativos	41	
	2-26 Mecanismos para solicitar asesoramiento y plantear inquietudes	28	
	2-27 Cumplimiento de la legislación y las normativas	204	
	2-28 Afiliación a asociaciones	36	
	2-29 Enfoque para la participación de los grupos de interés	38, 39	
	2-30 Convenios de negociación colectiva	111	

ESTÁNDAR GRI / OTRA FUENTE	CONTENIDO	UBICACIÓN/PÁGINAS
GRI 3: Asuntos materiales 2021	3-1 Proceso de determinación de los temas materiales 3-2 Lista de tema materiales elegidos por los Grupos de Interés	193
GRI 11: Sector Petróleo y Gas	11.1 Emisiones de GEI 11.2 Adaptación al clima, resiliencia y transición 11.3 Emisiones al aire 11.4 Biodiversidad 11.5 Residuos 11.6 Agua y efluentes 11.7 Cierre y rehabilitación 11.8 Integridad de los activos y gestión de incidentes críticos 11.9 Salud y seguridad en el trabajo 11.10 Prácticas de empleo 11.11 No discriminación e igualdad de oportunidades 11.12 Trabajo forzoso y esclavitud moderna 11.13 Libertad de asociación y negociación colectiva 11.14 Impactos económicos 11.15 Comunidades locales 11.16 Derechos sobre la tierra y los recursos 11.17 Derechos de los pueblos indígenas 11.18 Conflictos y seguridad 11.19 Competencia desleal 11.20 Anticorrupción 11.21 Pagos a los gobiernos 11.22 Política pública	
Indicadores Corporativos	EE 1 Plan Transición Justa EE 2 Avance plan de descarbonización EE 3 Cierre de unidades EE 4 Incorporación nuevos proyectos de energías renovables EE 6 Proveedores adheridos a nuestra alianza con Huella Chile EE 7 Expansión Sistema BESS EE 8 Promoción del empleo Local y el emprendimiento EE 9 Generación de eficiencias y ahorro.	

GESTIÓN DEL TEMA	CONTENIDO	ESTÁNDAR SECTORIAL CONTENIDO	UBICACIÓN/PÁGINAS
TRANSICIÓN ENERGÉTICA			
GRI 3: Asuntos materiales 2021	3-3 Gestión de los temas materiales	11.7.1	55
Contenidos Estándar Temático			
GRI 201: Desempeño económico 2016	201-2 Implicaciones financieras y otros riesgos y oportunidades derivados del cambio climático	11.7.2	56 a 59
GRI 402: Relaciones trabajador empresa 2016	402-1 Plazos mínimos de notificación sobre cambios operativos	11.7.3	En ENGIE gestionamos los impactos sociales del cierre de nuestras instalaciones a carbón a través del Plan Transición Justa, que nos permitió abordar el cierre de las unidades de Tocopilla. En 2023 no se cerraron unidades.
GRI 404: Formación y enseñanza 2016	404-2 Programas para mejorar las competencias de los empleados y programas de ayuda a la transición.	11.7.4	
Indicadores Corporativos EE	EE 1 Plan Transición Justa		77
	EE 2 Avance plan de descarbonización		77
	EE 3 Cierre de unidades		77

GESTIÓN DEL TEMA	CONTENIDO	ESTÁNDAR SECTORIAL CONTENIDO	UBICACIÓN/PÁGINAS
GESTIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES			
GRI 3: Asuntos materiales 2021	3-3 Gestión de los temas materiales	11.3.1	128
Contenidos Estándar Temático			
GRI 201: Desempeño Económico	201-2 Implicaciones financieras y otros riesgos y oportunidades derivados del cambio climático	11.3.6	129
GRI 303: Agua y Efluentes	303-1 Interacción con el agua como recurso compartido	11.6 .1	137
	303-2 Gestión de los impactos relacionados con el vertido de agua	11.6 .2	
	303-3 Extracción de agua	11.6 .3	
	303-4 Vertido de agua	11.6 .4	
	303-5 Consumo de agua	11.6 .5	
GRI 304: Biodiversidad	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	11.4.1	134
	304-2 Impactos significativos de las actividades, productos y servicios en la biodiversidad	11.4.2	135
	304-3 Hábitats protegidos o restaurados	11.4.3	135
	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	11.4.5	135
GRI 305: Emisiones	305-1 Emisiones Directas (alcance 1)	11.3.2	129
	305-2 Emisiones indirectas de GEI al generar energía (alcance 2)	11.3.3	128
	305-3 Otras emisiones indirectas de GEI (alcance 3)	11.3.4	
	305-4 Intensidad de las emisiones de GEI 122	11.3.5	
	305-5 Reducción de las emisiones de GEI	11.2.2	129-130
	305-7 Óxidos de nitrógeno (NOX), óxidos de azufre (SOX) otras emisiones significativas al aire	11.3.3	129 a 131
GRI 306: Residuos	306-1 Generación de residuos e impactos significativos relacionados con los residuos	11.5.2	136
	306-2 Gestión de impactos significativos relacionados con los residuos	11.5.3	136
	306-3 Derrames significativos	11.8.2	No tuvimos derrames significativos en 2023
GOBIERNO CORPORATIVO Y PROMOCIÓN BUENAS PRÁCTICAS ÉTICAS.			
GRI 3: Asuntos materiales 2021	3-3 Gestión de los temas materiales		26-27
Contenidos Estándar Temático			
GRI 205: Anticorrupción 2016	205-1 Operaciones evaluadas en función de los riesgos relacionados con la corrupción	11.20	26-27
	205-2 Comunicación y formación sobre políticas y procedimientos anticorrupción	11.20.1	28
GRI 206: Competencia Desleal 2016	206-1 Acciones jurídicas relacionadas con la competencia desleal y las prácticas monopólicas y contra la libre competencia	11.19	No tenemos acciones jurídica relacionadas con la competencia desleal
GRI 415: Política pública 2016	415-1 Contribuciones a partidos y/o representantes políticos	11.22.2	No se realizan contribuciones a partidos políticos

GESTIÓN DEL TEMA	CONTENIDO	ESTÁNDAR SECTORIAL CONTENIDO	UBICACIÓN/PÁGINAS
INNOVACIÓN Y OPORTUNIDADES DE MERCADO			
GRI 3: Asuntos materiales 2021	3-3 Gestión de los temas materiales		54-59
Contenidos Estándar Temático			
Indicador Corporativo	EE 4 Incorporación nuevos proyectos de energías renovables		78
GESTIÓN DE CLIENTES			
GRI 3: Asuntos materiales 2021	3-3 Gestión de los temas materiales		
ESTRATEGIA DE CRECIMIENTO PLAN BALANCE Y PLANES DE INVERSIÓN 2023-2027			
GRI 3: Asuntos materiales 2021	3-3 Gestión de los temas materiales		53-59
Contenidos Estándar Temático			
GRI 203: Impactos económicos indirectos 2016	203-1 Inversiones en infraestructuras y servicios apoyados	11.14.4	
	203-2 Impactos económicos indirectos significativos	11.14.5	
Indicadores Corporativos	EE.5 Aceleración de la generación renovable		63
CADENA DE SUMINISTRO SOSTENIBLE			
GRI 3: Asuntos materiales 2021	3-3 Gestión de los temas materiales	11.14.1	122
Contenidos Estándar Temático			
GRI 204: Prácticas de Abastecimiento	204-1 Proporción de gasto en proveedores locales	11.14.4	
GRI 308: Evaluación ambiental de los proveedores 2016	308-1 Nuevos proveedores que han pasado filtros de selección de acuerdo con criterios ambientales		123
GRI 414: Evaluación social de los proveedores 2016	414-1 Nuevos proveedores que han pasado filtros de selección de acuerdo con los criterios sociales	11.10.8	123
	414-2 Impactos sociales negativos en la cadena de suministro y medidas tomadas	11.10.9	41
Indicadores Corporativos	EE 6 Proveedores adheridos a nuestra alianza con Huella Chile		124
ESTRATEGIA DIGITAL Y SEGURIDAD DE LA INFORMACIÓN			
GRI 3: Asuntos materiales 2021	3-3 Gestión de los temas materiales		65 a 67
Contenidos Estándar Temático			
Indicadores Corporativos	EE 9 Generación de eficiencias y ahorros		
SEGURIDAD ENERGÉTICA			
GRI 3: Asuntos materiales 2021	3-3 Gestión de los temas materiales	11.14	55
Contenidos Estándar Temático			
GRI 203: Impactos económicos indirectos 2016	203-1 Inversiones en infraestructuras y servicios apoyados		78-79
Indicador Corporativo	EE 7 Expansión Sistema BESS		78-79

GESTIÓN DEL TEMA	CONTENIDO	ESTÁNDAR SECTORIAL CONTENIDO	UBICACIÓN/PÁGINAS
RELACIONAMIENTO CON LAS COMUNIDADES (ACCESO A ENERGÍA Y DESARROLLO LOCAL)			
GRI 3: Asuntos materiales 2021	3-3 Gestión de los temas materiales	11.15.1	
Contenidos Estándar Temático			
GRI 413: Comunidades locales 2016	413-1 Operaciones con participación de la comunidad local, evaluaciones del impacto y programas de desarrollo	11.15.2	116 a 121
	413-2 Operaciones con impactos negativos significativos –reales y potenciales– en las comunidades locales	11.15.3	116 a 121
Indicador Corporativo	EE 8 Promoción del empleo Local y el emprendimiento		116 a 121
	EE 9 Acceso a la energía comunidades vecinas		116 a 121
DERECHOS HUMANOS			
GRI 3: Asuntos materiales 2021	3-3 Gestión de los temas materiales	11.12.1	30
Contenidos Estándar Temático			
GRI 414: Evaluación social de los proveedores 2016	414-1 Nuevos proveedores que han pasado filtros de selección de acuerdo con los criterios sociales	11.12.2 11.13.1	123 a 125
	414-2 Impactos sociales negativos en la cadena de suministro y medidas tomadas	11.12.2 11.13.2	123 a 125
GRI 411: Derechos de los Pueblos indígenas 2016	411-1 Casos de violaciones de los derechos de los pueblos indígenas	11.17.1	No tuvimos casos de violaciones a pueblos indígenas
SEGURIDAD Y SALUD OCUPACIONAL			
GRI 3: Asuntos materiales 2021	3-3 Gestión de los temas materiales	11.9.1	88
Contenidos Estándar Temático			
GRI 403: Salud y seguridad en el trabajo 2018	403-1 Sistema de gestión de la salud y la seguridad en el trabajo	11.9.2	222 a 225
	403-2 Identificación de peligros, evaluación de riesgos e investigación de incidentes	11.9.3	222 a 225
	403-3 Servicios de salud en el trabajo	11.9.4	222 a 225
	403-4 Participación de los trabajadores, consultas y comunicación sobre salud y seguridad en el trabajo	11.9.5	222 a 225
	403-5 Formación de trabajadores sobre salud y seguridad en el trabajo	11.9.6	222 a 225
	403-6 Promoción de la salud de los trabajadores	11.9.7	222 a 225
	403-7 Prevención y mitigación de los impactos en la salud y la seguridad en el trabajo directamente vinculados con las relaciones comerciales	11.9.8	222 a 225
	403-8 Cobertura del sistema de gestión de la salud y la seguridad en el trabajo	11.9.9	222 a 225
	403-9 Lesiones por accidente laboral	11.9.10	222 a 225
	403-10 Lesión, dolencia o enfermedad laboral	11.9.11	222 a 225

GESTIÓN DEL TEMA	CONTENIDO	ESTÁNDAR SECTORIAL CONTENIDO	UBICACIÓN/PÁGINAS
DESARROLLO DEL TALENTO			
GRI 3: Asuntos materiales 2021	3-3 Gestión de los temas materiales	11.10	
Contenidos Estándar Temático			
GRI 404: Formación y enseñanza	404-1 Media de horas de formación al año por empleado	11.10.7	108
DIVERSIDAD DE Y EQUIDAD DE GÉNERO / NO DISCRIMINACIÓN E IGUALDAD DE OPORTUNIDADES			
GRI 3: Asuntos materiales 2021	3-3 Gestión de los temas materiales	11.11.1	101
Contenidos Estándar Temático			
GRI 202: Presencia en el mercado 2016	202-2 Proporción de altos ejecutivos contratados de la comunidad local	11.11.5	No publica
GRI 401: Empleo 2016	401-3 Permiso parental	11.11.2	107 - 220
GRI 405: Diversidad e igualdad de Oportunidades	405-1 Diversidad de órganos de gobierno y empleados	11.11.3	44
	405-2 Relación entre salario base y remuneración de mujeres y de hombres	11.11.4	106
GRI 406: No discriminación	406-1 Casos de discriminación y acciones correctivas emprendidas	11.11.4	No tuvimos denuncias ni casos de discriminación
Indicador Corporativo	EE 4 Presencia de mujeres en la dotación		102
	EE 5 Presencia de mujeres en procesos de selección		102
CONCILIACIÓN VIDA LABORAL Y PERSONAL			
GRI 3: Asuntos materiales 2021	3-3 Gestión de los temas materiales	11.10	106
Contenidos Estándar Temático			
GRI 401 Empleo	401-2 Prestaciones para los empleados a tiempo completo que no se dan a los empleados a tiempo parcial o temporales		107
GRI 402: Relaciones Trabajador empresa 2016	402-1 Plazos de aviso mínimos sobre cambios operativos	11.10.05	110
GESTIÓN DE RIESGOS			
GRI 3: Asuntos materiales 2021	3-3 Gestión de los temas materiales		144

8.3 ÍNDICE NCG 461

TEMAS	SUBTEMA	COMENTARIOS	PÁGINAS
1. Índice de Contenidos	Estándares internacionales tomados como referencia.	SASB Compañías Eléctricas y Generadoras Eléctricas y los Estándares GRI.	
2. Perfil de la Entidad	2.1. Misión, visión, propósito, valores y principios corporativos.		26-30
	2.2 Información histórica		20-21
	2.3 Propiedad		
	Situación de Control		12
	Cambios importantes en la propiedad o control	No han ocurrido cambios en la situación de control en 2023	
	Identificación de socios o accionistas mayoritarios		174
	Acciones, características y derechos		174-175
	Dividendos y Política de dividendos	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. Durante el año 2023 no se distribuyeron dividendos provisorios.	175
	Transacciones en bolsas y número de accionistas		174-175
	Otros Valores		175
3. Gobierno Corporativo	3.1 Marco de Gobernanza		
	Evaluación del buen funcionamiento de su gobierno corporativo.		26
	Enfoque de sostenibilidad en sus negocios	En nuestra compañía la sostenibilidad forma parte de la estrategia de negocios, de manera que todas las áreas son responsables de gestionar los impactos, positivos y negativos, de acuerdo a las políticas y estrategia de sostenibilidad. Adicionalmente, contamos con la Gerencia de Sostenibilidad y Comunidades encargada de actualizar nuestro quehacer en esta materias.	35-36-42
	Conflictos de interés, libre competencia y competencia leal, corrupción, el lavado de activos y financiamiento del terrorismo.	Política General de Conflictos de Interés	34
		Manual de Cumplimiento de Libre Competencia, Encargado de Libre Competencia y charlas.	27
		Modelo de Prevención de Delitos y cursos de capacitación.	27-28
	Gestión de intereses de sus principales grupos de interés		38-39
	Innovación		67
	Detección y reducción de barreras organizacionales que inhiben la diversidad.	Gestionamos la diversidad de nuestra organización a través de: Política de Diversidad e Inclusión Be.U@ENGIE; procesos de selección sin sesgos, charlas de sensibilización sobre sesgos; Comunidad Diversidad e Inclusión, entre otras.	101 a 104
	Organigrama		42
	3.2 Directorio: conformación y remuneraciones		
	Contratación de Asesores	La compañía no cuenta con una política específica para la contratación de asesores para el Directorio. No obstante, en la práctica, si pueden solicitar asesorías e informes específicos a través de su gerente general. Adicionalmente, el Comité de Directores cuenta con un presupuesto de UF 5.000 para la contratación de asesorías. En 2023, este presupuesto no fue ejecutado.	46 - 49
	Matriz de conocimientos, habilidades y experiencia de los miembros del Directorio		45
	Inducción a directores		47
Periodicidad con la cual se reúne con las unidades de gestión de riesgo, auditoría interna y responsabilidad social y con la empresa a cargo de la auditoría de los estados financieros.	Frecuencia de reuniones: gestión de riesgos (al menos trimestral/ auditoría internas (al menos dos veces al año); sostenibilidad (mensual); empresa de auditoría externa (anual)	48	

TEMAS	SUBTEMA	COMENTARIOS	PÁGINAS	
3. Gobierno Corporativo	Periodicidad en la que se informan las materias ambientales y sociales, en especial respecto al cambio climático.	El Plan de Descarbonización que está implementando la compañía, es estratégico y concentra las principales inversiones. Su avance y la gestión de sus impactos sociales y ambientales son reportados al Directorio. Las políticas asociadas son aprobadas por la mesa directiva y adicionalmente, una vez al mes se informa la evolución de la Huella de Carbono.	48	
	Visitas a las Instalaciones.	Al menos, con una frecuencia anual, los miembros del Directorio se desplazan a regiones visitar las nidades operativas, acompañados por el o la gerente general y gerentes corporativos directamente vinculados con esa operación.	44	
	Sistemas de evaluación del desempeño	El Directorio ni el Comité de Directores no cuenta con sistemas y procedimientos de evaluación de su desempeño.	47	
	Detección áreas de capacitación		47	
	La detección y reducción barreras organizacionales.		47	
	Si considera la eventual contratación de asesoría de un experto para la evaluación del desempeño y funcionamiento del directorio.		47	
	Número mínimo de reuniones ordinarias.	Al menos una vez al mes	45	
	Organización interna y funcionamiento ante situaciones de contingencia o crisis.	Nuestro Código de Gobierno Corporativo, no expresa cambios en el funcionamiento de Directorio ante situaciones de crisis. No obstante, tenemos prácticas que facilitan su continuidad operativa ante eventos de gran relevancia como ocurrió en la pandemia.	47	
	Sistema de información remota	Si cuenta con plataformas seguras donde pueden acceder de manera remota, a las actas, documentos y materias que se abordarán en la sesión previa. Estos documentos se mantienen por un tiempo indefinido.	47	
	Canal de denuncias que se hubiere implementado.	Los directores pueden acceder al sistema de denuncias de la compañía. No se cuenta con un sistema específico.	47	
	Plazo en que el acta de cada sesión está disponible	Con anterioridad a la siguiente sesión.	45	
	Conformación del Directorio		44	
	3.3 Comités de Directorio			
	Contratación de asesorías	El Comité de Directores no tiene una política de contratación de asesorías. No obstante, cuenta con un presupuesto de UF 5.000 para ese fin. En 2023 no fue utilizado.	49	
	La periodicidad con la cual el comité respectivo reporta al Directorio.	Al término de cada sesión mensual, emite uno o dos informes al Directorio acerca de las operaciones con partes relacionadas examinadas.	49	
	3.4 Ejecutivos principales: Identificación, remuneración y participación accionaria.			50-51
	3.5 Adherencia a códigos nacionales o internacionales			27
	3.6 Gestión de Riesgos			144-148
	Los riesgos y oportunidades detectadas			144-148
	Riesgos de seguridad de la información, especialmente en relación con la privacidad de los datos de sus clientes.			155
	Riesgos relativos a la libre competencia.			166
	Riesgos referentes a la salud y seguridad de los consumidores.			153
	Otros riesgos y oportunidades derivados de los impactos que la entidad y sus operaciones generaren directa o indirectamente en el medioambiente o en la sociedad.			148-169
	Detección de Riesgos			144
	Rol del Directorio			146

TEMAS	SUBTEMA	COMENTARIOS	PÁGINAS
3. Gobierno Corporativo	Unidad de gestión de riesgos		144
	Unidad de auditoría interna o equivalente		34
	Código de Ética o de Conducta y otros documentos	www.engie.cl/gobierno-corporativo	27
	Divulgación y capacitación en la gestión de riesgos		146
	Canal de denuncias	https://denuncias.engie.cl	28
	Plan de Sucesión	Nuestra compañía cuenta con Planes de Sucesión para todo los cargos críticos.	108
	Procedimientos para que el Directorio revise las estructuras salariales de los principales ejecutivos.	Estas materias son revisadas por el Comité de Directores.	49
	Procedimientos para someter las estructuras salariales y políticas de compensación a la aprobación de los accionistas, de manera adicional a la aprobación del Directorio.	Las estructuras salariales y políticas de compensación e indemnización del gerente general y demás ejecutivos principales, son revisadas por el Comité de Directores. La compañía no cuenta con procedimientos adicionales.	49
	Modelo de Prevención de Delitos Ley N°20.393		27-28
	3.7 Relación con los grupos de interés y el público en general	El relacionamiento con los grupos de interés es liderada por las gerencias que mantienen la relación con cada grupo. En el caso específico de los inversionistas y analistas financieros, es gestionada por la Investor Relations Officer, la relación con los medios de prensa, es conducida por la Gerencia de Comunicaciones Externa.	38-39
	Procedimiento de mejoramiento continuo en los procesos de elaboración y difusión de las revelaciones que realiza la entidad al mercado		39
	Proceso de nominación y elección del Directorio	Con al menos dos días de anticipación a la celebración de la Junta Ordinaria de Accionista, en la que corresponde elegir la nueva mesa directiva, la lista de las personas candidatas se informa en la web y, en caso de haberse proporcionado, también se incluirá la experiencia y perfil profesional de cada candidato.	47
Mecanismo que permita a los accionistas participar y ejercer su derecho a voto por medios remotos.	Para la celebración Junta Ordinaria Anual de Accionistas ponemos a disposición de nuestros accionistas un sistema remoto y seguro mediante el cual pueden ejercer su votación sin necesidad de participar presencialmente.	43	
4. Estrategia	4.1 Horizontes de tiempo		64
	4.2 Objetivos estratégicos		55-56
	4.3 Planes de inversión		63
5. Personas	5.1 Dotación del personal		226
	5.2 Formalidad laboral		227
	5.3 Adaptabilidad laboral		228
	5.4 Equidad salarial por sexo: Política de Equidad y Brecha Salarial		105-106
	5.5 Acoso laboral y sexual		113-229
	5.6 Seguridad laboral		89-96-231
	5.7 Permiso postnatal		107
	5.8 Capacitación y beneficios		108-110
	5.9 Política de Subcontratación		111-231
6. Modelo de Negocios	6.1 Sector industrial		22-23
	Marco legal, entidades reguladores y marco regulatorio		69-72
	Grupos de Interés		36
	Afiliación a gremios, asociaciones u organizaciones por parte de la entidad.		38
	6.2 Descripción del negocio y principales bienes y servicios		12-17-11
Provedores que representen el 10% del total de las compras efectuadas en el período.		180	

TEMAS	SUBTEMA	COMENTARIOS	PÁGINAS
6. Modelo de Negocios	Clientes que representan al menos el 10% de los ingresos		60
	Marcas, patentes, royalties		176
	6.3 Grupos de interés		38-39
	6.4 Propiedades e instalaciones		17-181-182
	6.5 Inversionistas en otras sociedades		188-195
7. Gestión de Proveedores	7.1 Pago a proveedores: políticas de pago a proveedores, plazos de pago, políticas que promuevan plazos de pago oportuno		24
	Junto con ello deberá divulgar, en rangos de hasta 30 días, entre 31 y 60 días, y más de 60 días calendario, desde la fecha de recepción de la factura, distinguiendo, al menos, entre proveedores nacionales y extranjeros, cuando corresponda:		231
	i. Número de Facturas pagadas.		231
	ii. Monto Total (millones de pesos).		231
	iii. Monto Total intereses por mora en pago de facturas (millones de pesos).		231
	iv. Número de Proveedores.		113
	v. Número de acuerdos inscritos en el Registro de Acuerdos con Plazo Excepcional de Pago que lleva el Ministerio de Economía cuando corresponda.		231
7.2 Evaluación de proveedores		123	
8. Indicadores de Cumplimiento	8.1 Cumplimiento legal y normativo		212
	8.2 Indicadores de sostenibilidad por tipo de industria	SASB Compañías Eléctricas y Generadoras Eléctricas y los Estándares GRI.	214
9. Hechos relevantes o esenciales			185
10. Comentarios de accionistas y del comité de directores	Síntesis fiel de los comentarios formuladas por accionistas y el Comité de Directores		181-184
11. Informes financieros	Se deberá señalar que los estados financieros de la entidad están disponibles en el sitio en Internet de la Comisión para el Mercado Financiero y en el de la propia entidad, en caso de tenerlo, indicando las URLs de ambos sitios.	Se publican en nuestro sitio web, en la página https://engie-energia.cl/inversionistas/	233
	Estados financieros		233

8.4 INDICADORES DE CUMPLIMIENTO LEGAL Y NORMATIVO

8.4.1 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

8.4.2 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 Compañía 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)

¿Cuenta con procedimientos destinados a prevenir y detectar incumplimientos regulatorios referidos a los derechos de sus trabajadores?

Sí

N° Sanciones Ejecutorias

2

Monto sanciones

\$ 0

Ha sido objeto de demandas de tutela laboral

Sí

8.4.3 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,

¿Cuenta con procedimientos destinados a prevenir y detectar incumplimientos regulatorios que puedan afectar la libre competencia?

Sí

N° Sanciones Ejecutorias

0

Monto sanciones

\$ 0

8.4.4 EN RELACIÓN AL MEDIO AMBIENTE

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.

RESPUESTA

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 digital 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 Capítulo Planeta)

¿Cuenta con modelos de cumplimiento o programas de cumplimiento en los términos descritos en la normativa en su sección 8.1.3?

SI

N° de sanciones ejecutoriadas del Registro Público de Sanciones de la Superintendencia de Medio Ambiente o de aquel órgano equivalente en jurisdicciones extranjeras

0

N° total de multas

0

N° programas de cumplimientos aprobados

0

N° programas de cumplimientos ejecutados satisfactoriamente

0

N° Planes de reparación por daño ambiental presentados

0

N° Planes de reparación por daño ambiental ejecutados satisfactoriamente

0

8.4.5 RESPONSABILIDAD PENAL

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.

RESPUESTA

En materia de cumplimiento, tenemos:

Prevención del Delito. 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 N° 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 cuenta con una cláusula de responsabilidad penal.

¿Cuenta con procedimientos destinados a prevenir y detectar incumplimientos regulatorios a la Ley N°20.393?

Si

N° Sanciones Ejecutorias

0

Monto sanciones

\$ 0

8.5 ÍNDICE ESTÁNDAR SASB

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	1,9 Mt CO ₂ eq	129			
	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	1,9 Mt CO ₂ eq	129			
	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 0,9 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, 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 2023, nuestras emisiones CO ₂ eq registraron una caída del 47,2% respecto del año 2022. Respecto del año 2018, cuando anunciamos nuestra salida del carbón, la disminución se eleva al 60,4%. La intensidad de las emisiones se calcula considerando las emisiones CO ₂ eq por MW producido. A modo de referencia, una unidad carbonera antigua puede emitir delorden de 1,2 a 1,4 Ton CO ₂ e/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 2023, la intensidad de las emisiones Alcande 1 alcanzó a 344 gCO ₂ /kWh, un 44% menor respecto de los 618 gCO ₂ /kWh de 2022. Esta caída se explica por la desconexión de las centrales a carbón y la entrada en operación de nuevas unidades renovables.	128 a 132			
	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	No Aplica. El mercado chileno no tiene esta regulación				
Calidad del aire	Emisiones a la atmósfera de los siguientes contaminantes: 1) NOx (excepto el N ₂ O), 2) SOx, 3) material particulado (PM ₁₀), 4) plomo (Pb) y 5) mercurio (Hg); el porcentaje de cada uno de ellos en o cerca de zonas densamente pobladas	Cuantitativo		IF-EU-120a.1					
	Nox							1.612 (ton/año)	129
	Sox							1.045 toneladas/año	129
	MP							49 toneladas/año	129
	Pb (plomo)							no tenemos ese indicador	
	Hg (mercurio)							no tenemos ese indicador	

TEMA	PARAMETRO DE CONTABILIDAD	CATEGORÍA	UNIDAD DE MEDIDA	CÓDIGO	RESPUESTAS	PAGINA
Gestión del agua	(1) Total de agua extraída.	Cuantitativo	Mil metros cúbicos (m3), porcentaje (%)	IF-EU-120a.1	Total de agua de mar extraída 618.140.957,2 m3	140
	2) Total de agua consumida, porcentaje de cada una en regiones con un estrés hídrico inicial alto o extremadamente alto	Cuantitativo	Mil metros cúbicos (m3), porcentaje (%)		Cero	
	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	
	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 30°C, 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.	139-140
Gestión de las cenizas del carbón	Cantidad de residuos generados por la combustión del carbón (RCC), porcentaje reciclado	Cuantitativo	Toneladas métricas (t)	IF-EU-150a.1	Total residuos de combustión: 81.199,497 toneladas. Porcentaje reciclado: 12,4%	
	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 Tocopilla y de Mejillones. Con el cierre de nuestra unidades a carbón en Tocopilla, este vertedero recibió su última disposición de cenizas en 2022.	138
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	No declarado. El precio de contrato con clientes libres es confidencial por lo que no puede ser divulgado.	
	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 Energía 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 Energía Chile no tiene clientes residenciales.	

TEMA	PARAMETRO DE CONTABILIDAD	CATEGORÍA	UNIDAD DE MEDIDA	CÓDIGO	RESPUESTAS	PAGINA
Asequibilidad de la energía	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	<p>Durante 2023 el sector eléctrico se ha recuperado gradualmente de las consecuencias de la guerra entre Rusia y Ucrania. En comparación con 2022, los combustibles disminuyeron su precio en torno al 50%, en promedio, lo cual se vio reflejado en una baja en los costos marginales. Respecto de estos últimos, en las barras de Crucero, Quillota y Charrúa se redujeron, en promedio para 2023, en un 22% respecto al año anterior, llegando a un valor de 79 USD/MWh. Por otro lado, el costo marginal de Puerto Montt llegó a 102 USD/MWh en promedio, un 46% menor que los valores del 2022. A partir de junio de 2023 se presentaron intensos periodos de precipitaciones, los cuales aumentaron la generación hidráulica e influyeron en una disminución del costo marginal del sistema.</p> <p>A pesar de la baja en los costos marginales del sistema, se han presentado saturaciones en líneas de transmisión de la zona norte del país, debido a la gran disponibilidad del recurso renovable. Esta situación se conoce como desacople y se agudiza por la falta de líneas de transmisión para inyectar la generación.</p> <p>En algunos nodos se observaron momentos de alta congestión, en los cuales no fue posible conectar unidades renovables. De forma adicional, hubo desacoples en la zona de la Araucanía debido a la congestión de la línea Cautín-Ciruelos en los momentos de altas temperaturas y alta demanda en la zona.</p> <p>Adicionalmente, el sistema eléctrico nacional se encamina hacia la descarbonización de la matriz energética, en línea con los esfuerzos que se están realizando en el sector eléctrico a nivel global. Este proceso de Transición Energética está demandando una serie de desafíos, como consecuencia de la rápida penetración de las energías renovables, la eliminación gradual del carbón, los problemas para acelerar las necesarias inversiones en transmisión, el peso de la permisología y las características propias del país. Como resultado, se están desencadenando problemas recurrentes: congestiones, altas tasas de reducción, alta volatilidad de los precios, y marcadas diferencias entre los precios de nudo, entre otras, que sólo son posibles de abordar con cambios estructurales en el diseño del mercado.</p>	55 a 73
Salud y seguridad de la fuerza laboral	(1) Tasa total de incidentes registrables (TRIR),	Cuantitativo	Velocidad		No seguimos este indicador	95
	(2) Tasa de mortalidad			IF-EU-320a.1	Tasa de mortalidad 0	95
	(3) Tasa de frecuencia de cuasi accidentes (NMFR)				Tasa de Frecuencia 0,1	95
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	No Aplica. 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.	

TEMA	PARAMETRO DE CONTABILIDAD	CATEGORÍA	UNIDAD DE MEDIDA	CÓDIGO	RESPUESTAS	PAGINA
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	No Aplica. ENGIE Energia Chile no dispone de fuentes de energía 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	No Aplica. ENGIE Energia Chile no dispone de fuentes de energía 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. Como empresa generadora.	
Resistencia de la red eléctrica	(1) Índice de duración de la interrupción media del sistema (SAIDI),	Cuantitativo	Minutos, número	IF-EU-540a.2	N/A. Como empresa generadora no nos aplica este indicador	
	(2) Índice de frecuencia de la interrupción media del sistema (SAIFI),					
	(3) Índice de duración de la interrupción media del cliente (CAIDI), que incluye los días en los que se produzcan sucesos graves					

PARÁMETROS DE ACTIVIDAD

PARÁMETROS DE ACTIVIDAD	CATEGORÍA	UNIDAD DE MEDIDA	CÓDIGO	RESPUESTAS
Número de: clientes (1) residenciales, (2) comerciales e (3) industriales atendidos	Cuantitativo	Número	IF-EU-000.A	150
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	12.072.000 MWh
Longitud de las líneas de transmisión y distribución	Cuantitativo	Kilómetros (Km)	IF-EU-000.C	2.409 KM Transmisión
Total de electricidad generada, porcentaje por principal fuente de energía, porcentaje en los mercados regulados ⁹	Cuantitativo	Megavatios hora (MWh)	IF-EU-000.D	5.698.000 MWh
Carbón		Porcentaje %		42%
Gas				25%
Energías renovables				32%
Diesel				0%
Total de electricidad comprada al por mayor	Cuantitativo	Megavatios hora (MWh)	IF-EU-000.E	6.915.000 MWh

8.6 TABLAS ANEXAS

8.6.1 REQUERIMIENTOS GRI

DOTACIÓN

2.7 EMPLEADOS POR REGIÓN

Región	Empleados fijos		Empleados temporales (1)		Empleados por horas no garantizadas		Empleados a tiempo completo
	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres	Hombres
Región de Arica y Parinacota	24	3					24
Total							
Región de Tarapacá	16	1					16
Total							
Región de Antofagasta	447	57					447
Total							
Región de Atacama	2						2
Total							
Región de Coquimbo	3						3
Total							
Región de Valparaíso							
Total							
Región Metropolitana	266	167					266
Total							
Región de O'Higgins							
Total							
Región del Maule							
Total							
Región del Biobío	10						10
Total							
Región de Ñuble		1					
Total							
Región de La Araucanía		1					
Total							
Región de Los Ríos							
Total							
Región de Los Lagos	6	1					6
Total							
Región de Aysén							
Total							
Región de Magallanes							
Total							
Total	774	231					774

401-1 NUEVAS CONTRATACIONES

Región	Nuevos empleados por género		Nuevos empleados por rangos de edad			Total de nuevas contrataciones en 2023
	Hombres	Mujeres	Menores de 30 años	Entre 30 y 50 años	Mayores de 50 años	
Región de Arica y Parinacota	1			1		1
Región de Tarapacá						0
Región de Antofagasta	27	4	4	26	1	31
Región de Atacama	1			1		1
Región de Coquimbo	1			1		1
Región de Valparaíso						0
Región Metropolitana	63	64	23	97	7	127
Región de O'Higgins						0
Región del Maule						0
Región del Biobío						0
Región de Ñuble		1		1		1
Región de La Araucanía						0
Región de Los Ríos						0
Región de Los Lagos	3	1	1	3		4
Región de Aysén						0
Región de Magallanes						0
Total	96	70	28	130	8	166

401-2 PRESTACIONES PARA LOS EMPLEADOS A TIEMPO COMPLETO

Prestaciones que son habituales para los empleados a tiempo completo de la organización, pero que no se dan a los empleados temporales o a tiempo parcial.

1. Seguro complementario: salud, dental, catastrófico y vida
2. Elegibilidad para pago de bono de desempeño
3. Subsidio de licencia médica
4. Permiso postnatal hombre de 28 días
5. Ajuste de IPC
6. Pago de aguinaldos (no Beneflex)
- 7.

Prestaciones que son habituales para los empleados a tiempo completo de la organización, pero que no se dan a los empleados temporales o a tiempo parcial.

"Estas prestaciones deben incluir, como mínimo:

- i. seguro de vida;
- ii. asistencia sanitaria;
- iii. cobertura por incapacidad e invalidez;
- iv. parental leave;
- v. previsión para la jubilación;
- vi. participación accionarial;
- vii. otros."

401-3 PERMISO PARENTAL

Ítem	2023		
	Hombres	Mujeres	Total
Empleados que han tenido derecho al permiso parental, por género.	21	12	36
Empleados que se han acogido al permiso parental, por género.	21	12	33
Empleados que han regresado al trabajo en el periodo objeto del informe después de terminar el permiso parental, por género.	18	8	26
Empleados que han regresado al trabajo después de terminar el permiso parental y que seguían siendo empleados 12 meses después de regresar al trabajo, por género.			
Empleados que han regresado al trabajo en el periodo objeto del informe después de terminar el permiso parental, por género.			
Tasas de regreso al trabajo y de retención de los empleados que se acogieron al permiso parental, por género.			

CAPACITACIÓN Y DESEMPEÑO

404-1 PROMEDIO HORAS DE FORMACIÓN AL AÑO POR EMPLEADO

Promedio de horas de formación al año por cargo y género

Categoría de cargo	2022			2023		
	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total
Gerencia	1.345,1	260	1.605,1	16,6	28,5	45,1
Jefatura	6.487,5	578,9	7.066,4	56,2	32,5	88,7
Operario	25.116,5	228	25.344,5	63,3	15,1	78,4
Fuerza de Venta	84,5	82	166,5	11,8	24,7	36,5
Administrativo	408	193	601	19,6	8,8	28,4
Otros profesionales	2.521,4	1.235,2	3.756,6	26	13,5	39,5
Otros técnicos	816	72,5	888,5	39,5	9,8	49,3
Total	36.779	2.649,6	39.428,6	233	132,9	365,9

404-2 PORCENTAJE DE EMPLEADOS QUE RECIBEN UNA EVALUACIÓN PERIÓDICA DE SU DESEMPEÑO

Categoría de cargo	Hombres	Mujeres	Total
Gerencia	100%	100%	100%
Jefatura	100%	100%	100%
Operario	100%	100%	100%
Fuerza de Venta	100%	100%	100%
Administrativo	100%	100%	100%
Auxiliar	100%	100%	100%
Otros profesionales	100%	100%	100%
Otros técnicos	100%	100%	100%
Total	100%	100%	100%

TOTAL DE PERSONAS CAPACITADAS EN EL AÑO

Género	2023
Hombres	740
Mujeres	225
Total	965

TOTAL ANUAL DE INVERSIÓN EN CAPACITACIÓN (EN USD)

2023
\$676.691.854

RELACIONES LABORALES

SINDICALIZACIÓN

Ítem	2022	2023
Número de sindicatos	7	7
% sindicalizados	0,654	67,60%
Cobertura de los convenios colectivos (número de personas)	0,81	1003
Número de años sin huelga	18	19

CONVENIOS COLECTIVOS VIGENTES

Sindicatos (identificación)	N° de socios	GBU representada	Desde	Hasta	Tipo de negociación
Sindicato 1	96	Transversal	03-08-21	31-07-24	Reglada
Sindicato 2	81	Transversal	03-08-21	31-07-24	Reglada
Sindicato Edel Arica.Par	42	Transversal	05-07-23	30-06-26	Anticipada
Sindicato Edelnor S.A.	100	Transversal	05-07-23	30-06-26	Anticipada
Sindicato Ing. Eje.	128	Transversal	05-07-23	30-6-260	Anticipada
Sindicato Supervisores	133	Transversal	19-09-21	17-09-24	Reglada
Sindicato Trab. Edel II R	98	Transversal	05-07-23	30-06-26	Anticipada

PARTICIPACIÓN DE SINDICATOS POR GBU

Etiquetas de fila	GEMS	Net	Res	T&G	TH
Sindicato 1	4,62%	1,85%	3,41%	0,91%	22,88%
Sindicato 2	0,00%	16,67%	0,98%	4,57%	11,86%
Sindicato Edel Arica.Par	0,00%	4,32%	15,12%	2,74%	0,00%
Sindicato Edelnor S.A.	9,23%	1,23%	5,37%	15,98%	12,71%
Sindicato Ing. Eje.	23,08%	28,40%	17,07%	12,33%	1,41%
Sindicato Supervisores	10,77%	4,32%	13,66%	6,39%	21,75%
Sindicato Trab. Edel II R	0,00%	17,28%	0,00%	0,91%	19,21%

SEGURIDAD Y SALUD LABORAL

CONTENIDO 403-1 SISTEMA DE GESTIÓN DE LA SALUD Y LA SEGURIDAD EN EL TRABAJO

Ítem	Respuesta
<p>a. Declare brevemente si se ha implementado un sistema de gestión de la salud y la seguridad en el trabajo, que indique:</p> <p>I. si el sistema se ha puesto en marcha por requerimientos legales y, en tal caso, una lista de dichos requerimientos; II. si el sistema se ha implementado con base en estándares/directrices reconocidos de sistema de gestión o gestión de riesgos y, en tal caso, la lista de dichos estándares/directrices.</p>	<p>ENGIE Energía Chile cuenta con un Sistema de Gestión Integrado el cual se llama + Simple, el cual se encuentra certificado en TRI Norma.</p>
<p>b. Describa brevemente el alcance de los trabajadores, las actividades y los lugares de trabajo cubiertos por el sistema de gestión de la salud y la seguridad en el trabajo y una explicación de si algún trabajador, actividad o lugar de trabajo no está cubierto por dicho sistema y el motivo para ello.</p>	<p>Todo colaborador de ENGIE Energía Chile está cubierto en el SGI</p>

CONTENIDO 403-2 IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS, EVALUACIÓN DE RIESGOS E INVESTIGACIÓN DE INCIDENTES

Ítem	Respuesta
<p>a. Describa brevemente los procesos empleados para identificar peligros relacionados con el trabajo y evaluar riesgos de forma periódica o esporádica, así como para aplicar la jerarquía de controles a fin de eliminar peligros y minimizar riesgos, que indique:</p> <p>I. Cómo garantiza la organización la calidad de estos procesos, incluidas las competencias de las personas que los llevan a cabo; II. cómo se usan los resultados de estos procesos para evaluar y mejorar de forma continua el sistema de gestión de la salud y la seguridad en el trabajo.</p>	<p>La identificación de los peligros se realiza a través de los procedimientos de trabajo y MIPER, donde se establecen los controles asociados.</p>
<p>b. Describa brevemente los procesos que siguen los trabajadores que quieren notificar peligros o situaciones de peligro laborales, así como una explicación de cómo se protege a los trabajadores frente a posibles represalias.</p>	<p>La notificación se realiza de 2 maneras:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. STOP The Work, para situaciones inseguras o acciones inseguras detectadas, antes y durante la actividad. 2. Reporte en APP (Operador Digital), para condiciones de riesgo 3.- Reporte de desviaciones de Reglas que salvan vidas. <p>Todas estas notificaciones tienen herramientas digitales asociadas.</p>
<p>c. Describa brevemente las políticas y procesos que deben seguir los trabajadores que quieren retirarse de situaciones laborales que consideren que pueden provocar lesiones, dolencias o enfermedades, así como una explicación de cómo se protege a dichos trabajadores frente a posibles represalias.</p>	<p>Se debe notificar de manera inmediata a la jefatura y al área de prevención de riesgos cuando ocurra cualquier tipo de lesión y/o dolencia por enfermedades.</p>
<p>d. Describa brevemente los procesos empleados para investigar incidentes laborales, incluidos los procesos de identificación de peligros y evaluación de riesgos relacionados con los incidentes para determinar las acciones correctivas mediante la jerarquía de control y para determinar las mejoras necesarias del sistema de gestión de la seguridad y la salud en el trabajo.</p>	<p>La investigación de incidentes se realiza a través de equipos multidisciplinarios, los cuales analizan el evento, se busca la causa raíz del evento y se implementan planes de acción para evitar incidencias.</p>

CONTENIDO 403-3 SERVICIOS DE SALUD EN EL TRABAJO

Ítem	Respuesta
<p>a. Describa brevemente las funciones de los servicios de salud en el trabajo que contribuyen a la identificación y eliminación de peligros y la minimización de riesgos, así como una explicación de cómo garantiza la organización la calidad de dichos servicios y facilita el acceso de los trabajadores a los mismos.</p>	<p>El Organismo Administrador es clave en este apartado, a través de evaluaciones cualitativas y cuantitativas se implementan los controles de los peligros / riesgos detectados.</p>

CONTENIDO 403-4 PARTICIPACIÓN DE LOS TRABAJADORES, CONSULTAS Y COMUNICACIÓN SOBRE SALUD Y SEGURIDAD EN EL TRABAJO

Ítem	Respuesta
<p>a. Describa brevemente los procesos de participación y consulta de los trabajadores para el desarrollo, la aplicación y la evaluación del sistema de gestión de la salud y la seguridad en el trabajo, así como la provisión de acceso y la comunicación a los trabajadores de la información relevante sobre salud y seguridad en el trabajo.</p>	<p>La comunicación con los trabajadores se realiza a través de los Comités Paritarios, Sindicatos y los diferentes equipos de trabajo que están constantemente en relación con los trabajadores de tal modo de ir capturando información relevante para el sistema. Asimismo hay una encuesta llamada Engie & Me en donde se captura a percepción de los trabajadores en diferentes materias, entre las que se encuentra seguridad, obteniendo un resultado de un</p>
<p>b. Si existe algún comité formal trabajadores-empresa sobre salud y seguridad, describa brevemente sus responsabilidades, la frecuencia de las reuniones, la autoridad de toma de decisiones y si hay trabajadores que no están representados en dicho comité; si ese fuera el caso, el motivo por el que esto ocurre.</p>	<p>Los comités paritarios se reúnen de manera mensual. Asimismo, cada unidad de negocio tiene una reunión de evaluación de desempeño en seguridad que es parte de los rituales de seguridad del programa One Safety</p>

CONTENIDO 403-5 FORMACIÓN DE TRABAJADORES SOBRE SALUD Y SEGURIDAD EN EL TRABAJO

Ítem	Respuesta
<p>a. Describa brevemente los cursos de formación para trabajadores sobre salud y seguridad en el trabajo, incluidos los cursos de formación general y los cursos de formación específica sobre peligros laborales, actividades peligrosas o situaciones de peligro.</p>	<p>La gestión es llevada por el área de Formación Técnica e incluye diversos temas, entre los cuales seguridad tiene un rol preponderante. Durante el año se realizaron más de 11.000 horas hombre destinadas a entrenamiento solo en Seguridad y Salud Ocupacional, cumpliendo nuestro programa en un 98%.</p>

CONTENIDOS

Cursos de formación general	Cursos de formación específica
<p>Conducción a la Defensiva - DEA - Protección UV - Uso de Extintores - Primeros Auxilio - Responsabilidad Legal y Penal - Análisis de Causa Raíz- Uso y Cuidado de EPP</p>	<p>Bloqueo y etiquetados - Emergencias avanzadas con Amoniaco - Espacios Confinados - Líder Comando Incidente SCI 100-200 - Respuesta Operacional a Emergencias con Sustancias Peligrosas - Sistema de Protección Contra Incendio - Técnicas para el control de incendio industrial - Trabajos en Altura - Líder Comando de Incidente - Protocolo PREXOR - Conducción 4 x 4 - Control de Riesgo Eléctrico - GWO - Hipobaría - Protocolo TMERT - Uso y Rescate de Asensores en Aerogeneradores</p>

CONTENIDO 403-6 PROMOCIÓN DE LA SALUD DE LOS TRABAJADORES

Ítem	Respuesta
<p>a. Explique brevemente la manera en que la organización facilita el acceso de los trabajadores a servicios médicos y de cuidado de la salud no relacionados con el trabajo, así como el alcance del acceso que facilita.</p>	<p>La empresa da todas las facilidades a sus colaboradores para poder asistir a servicios médicos relacionados con patologías no laborales.</p>
<p>b. Describa brevemente los servicios y programas voluntarios de promoción de la salud que la organización ofrece a los trabajadores para hacer frente a riesgos importantes para la salud no relacionados con el trabajo, que incluya los riesgos concretos para la salud contemplados, y la manera en que la organización facilita el acceso de los trabajadores a estos servicios y programas.</p>	<p>Los principales servicios de promoción de salud son; el programa PAE (programa de asistencia al empleado) que otorga asistencia psicológica y nutricional, así como de otros problemas de salud para nuestros empleados y su núcleo familiar. Asimismo, se realizan operativos oftalmológicos en los sitios dando facilidades a los colaboradores para la adquisición de lentes ópticos. Contamos a su vez con un seguro complementario de salud y promovemos estilos de vida saludable</p>

CONTENIDO 403-7 PREVENCIÓN Y MITIGACIÓN DE LOS IMPACTOS PARA LA SALUD Y LA SEGURIDAD EN EL TRABAJO DIRECTAMENTE VINCULADOS A TRAVÉS DE LAS RELACIONES COMERCIALES

Ítem	Respuesta
a. Describa brevemente el enfoque de la organización en lo que respecta a la prevención o mitigación de los impactos negativos significativos para la salud y la seguridad en el trabajo directamente vinculados con sus operaciones, productos o servicios a través de sus relaciones comerciales, y los peligros y riesgos relacionados.	La gestión de planes de mitigación es transversal, por lo cual aplica a toda actividad que tenga identificado sus peligros y riesgos.

CONTENIDO 403-8 COBERTURA DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE LA SALUD Y LA SEGURIDAD EN EL TRABAJO

Indicador	% 2022-2023
I. Cantidad y el porcentaje de los empleados y los trabajadores que no son empleados, pero cuyo trabajo o lugar de trabajo están controlados por la organización, que están cubiertos por dicho sistema.	66%
II. Cantidad y el porcentaje de los empleados y los trabajadores que no son empleados, pero cuyo trabajo o lugar de trabajo están controlados por la organización, que están cubiertos por dicho sistema que ha sido objeto de auditoría interna;	30%
III. Cantidad y el porcentaje de los empleados y los trabajadores que no son empleados, pero cuyo trabajo o lugar de trabajo están controlados por la organización, que están cubiertos por dicho sistema que ha sido objeto de auditoría o certificado por una parte externa.	30%
b. Trabajadores excluidos de este contenido, incluidos los tipos de trabajadores y el motivo para la exclusión.	No aplica

CONTENIDO 403-9 LESIONES POR ACCIDENTE LABORAL (TRABAJADORES PROPIOS)

A. TRABAJADORES PROPIOS

Indicador	2022	2023
Número y tasa de fallecimientos resultantes de una lesión por accidente laboral	0	0
Número y tasa de lesiones por accidente laboral con grandes consecuencias (sin incluir fallecimientos)	0	0
Número y tasa de lesiones por accidente laboral registrables	3	0
Número de horas trabajadas	1.913.982	2.197.234

B. TRABAJADORES QUE NO SEAN EMPLEADOS, PERO CUYOS TRABAJOS O LUGARES DE TRABAJO ESTÁN CONTROLADOS POR LA ORGANIZACIÓN

Indicador	2023
Número y tasa de fallecimientos resultantes de una lesión por accidente laboral	0
Número y tasa de lesiones por accidente laboral con grandes consecuencias (sin incluir fallecimientos)	0
Número y tasa de lesiones por accidente laboral registrables	0
Número de horas trabajadas	0

C. PELIGROS LABORALES QUE PRESENTAN UN RIESGO DE LESIÓN CON GRANDES CONSECUENCIAS, INCLUIDO

Ítem	Respuesta
I. de qué modo se han determinado estos peligros; II. cuáles de estos peligros han ocasionado o contribuido a ocasionar lesiones con grandes consecuencias durante el periodo objeto del informe; III. las medidas tomadas o proyectadas para eliminar estos peligros y minimizar riesgos mediante la jerarquía de control.	Los Peligros principales están determinados por cada GBU a través de una jornada exhaustiva de análisis (Value Accelerator). Ejemplo: Trabajos en altura, Conducción, Energía. Para estos peligros se realiza un plan específico por GBU y a nivel transversal

CONTENIDO 403-9 LESIONES POR ACCIDENTE LABORAL (TRABAJADORES PROPIOS)**E. SI LAS TASAS SE HAN CALCULADO POR CADA 200 000 O POR CADA 1 000 000 HORAS TRABAJADAS.****Respuesta**

En base a legislación vigente y la directriz del grupo, se calculan las tasas por cada 1.000.000 horas efectivamente trabajadas

F. SI HAY TRABAJADORES EXCLUIDOS DE ESTE CONTENIDO, INCLUIDOS LOS TIPOS DE TRABAJADORES Y EL MOTIVO PARA LA EXCLUSIÓN.**Respuesta**

No aplica

G. CUALQUIER TIPO DE INFORMACIÓN CONTEXTUAL NECESARIA PARA COMPRENDER CÓMO SE HAN RECOPIADO LOS DATOS, COMO ESTÁNDARES, METODOLOGÍAS O SUPUESTOS USADOS.**Respuesta**

Importante recalcar que nuestra estadística de seguridad considera contratistas, por lo que todos ellos hacen parte de nuestro sistema de gestión.

CONTENIDO 403-10 LAS DOLENCIAS Y ENFERMEDADES LABORALES**A. TRABAJADORES PROPIOS**

Indicador	2022	2023
I. Número de fallecimientos resultantes de una dolencia o enfermedad laboral	0	0
II. Número de casos de dolencias y enfermedades laborales registrables	0	0
III. Principales tipos de dolencias y enfermedades laborales:		
No hay casos de enfermedades profesionales asociadas al trabajo.		

B. TRABAJADORES QUE NO SEAN EMPLEADOS, PERO CUYOS TRABAJOS O LUGARES DE TRABAJO ESTÁN CONTROLADOS POR LA ORGANIZACIÓN

Indicador	2022	2023
I. Número de fallecimientos resultantes de una dolencia o enfermedad laboral	0	0
II. Número de casos de dolencias y enfermedades laborales registrables	0	0
III. Principales tipos de dolencias y enfermedades laborales:		no aplica

C. LOS PELIGROS LABORALES QUE PRESENTAN UN RIESGO DE DOLENCIAS Y ENFERMEDADES, INCLUIDO

Ítem	Respuesta
I. de qué modo se han determinado estos peligros; II. cuáles de dichos peligros han provocado o contribuido a provocar dolencias y enfermedades laborales durante el periodo objeto del informe. III. las medidas tomadas o proyectadas para eliminar estos peligros y minimizar riesgos mediante la jerarquía de control.	Se obtienen a través de evaluación de los puestos de trabajo y peligros asociados a las actividades según lo establecido en los protocolos y legislación vigente. Esto es gestionado en conjunto con el organismo administrador (MUTUAL de Seguridad) con el fin de implementar los programas de vigilancia como plan de acción.

D. SI HAY TRABAJADORES EXCLUIDOS DE ESTE CONTENIDO, INCLUIDOS LOS TIPOS DE TRABAJADORES Y EL MOTIVO PARA LA EXCLUSIÓN.**Respuesta**

No aplica

E. CUALQUIER TIPO DE INFORMACIÓN CONTEXTUAL NECESARIA PARA COMPRENDER CÓMO SE HAN RECOPIADO LOS DATOS, COMO ESTÁNDARES, METODOLOGÍAS O SUPUESTOS USADOS.**Respuesta**

La información para comprender es a través de :
1- Autoevaluaciones
2.- Programas de vigilancia
3.- Implementación de protocolos

8.6.2 REQUERIMIENTOS NCG 461 Y SASB

5.1. DOTACIÓN

5.1.2 NÚMERO DE PERSONAS POR SEXO, NACIONALIDAD, POR CATEGORÍA DE FUNCIONES

Cargo, Responsabilidad o Función	Sexo		Chilena	Argentina	Francesa	Venezolana	Colombiana	Brasileña	China	Española								
	H	M																
Alta Gerencia	8	3	4	1	2	0	2											
Gerencia	52	13	38	8	3		1	1		1	2							
Jefatura	156	36	143	30	1	1		7	1	2								
Operario	321	10	318	9				2	1	1								
Fuerza de Venta	6	10	6	10														
Administrativo	14	25	13	23			1	1										
Auxilar	0	0																
Otros profesionales	196	131	170	108	1	1		1	11	10	3	5	2		1			
Otros técnicos	21	3	21	3														
TOTAL	774	231	713	192	7	2	1	5	20	13	7	7	3	1	0	1	2	0

Cargo, Responsabilidad o Función	Boliviana		Belga		Ecuatoriana		India		Salvadoreña		Italia		Mexicana		Panameña		Peruana		
	H	M																	
Alta Gerencia																		1	
Gerencia				1			1	1				1						2	
Jefatura				1	1					1				1	1		1	1	
Operario																			
Fuerza de Venta																			
Administrativo						1													
Auxilar																			
Otros profesionales	1	1	2	1										3				2	2
Otros técnicos																			
TOTAL	1	1	4	2	1	1	1	0	1	0	1	0	4	1	0	1	5	3	

Cargo, Responsabilidad o Función	Portuguesa		Checa		Turca		Uruguaya		Total
	H	M							
Alta Gerencia					1				11
Gerencia	1								65
Jefatura									192
Operario									331
Fuerza de Venta									16
Administrativo									39
Auxilar									0
Otros profesionales			1				1		327
Otros técnicos									24
TOTAL	1	0	1	0	1	0	0	1	1005

5.1.3 NÚMERO DE PERSONAS POR RANGO DE EDAD

Cargo, Responsabilidad o Función	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					4	3	4					
Gerencia			16	4	22	5	12	3	2	1		
Jefatura	1	1	44	14	73	19	28	2	10			
Operario	6	2	117	7	98	1	69		31			
Fuerza de Venta			2	3	2	2	1	5	1			
Administrativo	3	1	3	4	2	14	5	5	1	1		
Auxiliar												
Otros profesionales	18	16	99	78	47	30	28	6	3	1	1	
Otros técnicos	1		4	2	2	1	6		8			
TOTAL	29	20	285	112	250	75	153	21	56	3	1	0

5.1.4 NÚMERO DE PERSONAS POR ANTIGÜEDAD LABORAL

Cargo, Responsabilidad o Función	Menos 3		Entre 3 y 6		Más de 6 y menos de 9		Entre 9 y 12		Más de 12	
	H	M	H	M	H	M	H	M	H	M
Alta Gerencia	3	3	2							3
Gerencia	20	8	11	2	6	1	3		12	2
Jefatura	41	19	33	6	10	4	14	3	58	4
Operario	44	2	37	4	33	4	33		174	
Fuerza de Venta	2	1	1	2					3	7
Administrativo	5	7	3	4		5	1	2	5	7
Auxiliar										
Otros profesionales	114	90	29	19	15	9	8	4	30	9
Otros técnicos	5		2	1	3				11	2
TOTAL	234	130	118	38	67	23	59	9	296	31

5.1.5 NÚMERO DE PERSONAS EN SITUACIÓN DE DISCAPACIDAD

Número de personas en situación de discapacidad, por sexo y categoría de funciones	Menor de 30 años		Total 2023
	Hombres	Mujeres	
Alta Gerencia			
Gerencia			
Jefatura		1	1
Operario			
Fuerza de Venta			
Administrativo		1	1
Auxiliar			
Otros profesionales		1	1
Otros técnicos			
TOTAL	2	1	3

5.2. FORMALIDAD LABORAL

NÚMERO DE PERSONAS CON CONTRATO INDEFINIDO, A PLAZO FIJO Y POR OBRA O FAENA

EMPLEADOS INDEFINIDOS	
Hombres	Mujeres
Total Hombres: 774	Total Mujeres: 231
% Total Hombres: 100%	% Total Mujeres: 100%

EMPLEADOS A PLAZO FIJO	
Hombres	Mujeres
Total Hombres:0	Total Mujeres:0
% Total Hombres:0	% Total Mujeres:0

EMPLEADOS POR OBRA O FAENA	
Hombres	Mujeres
Total Hombres:0	Total Mujeres:0
% Total Hombres:0	% Total Mujeres:0

EMPLEADOS CON CONTRATOS HONORARIOS	
Hombres	Mujeres
Total Hombres:0	Total Mujeres:0
% Total Hombres:0	% Total Mujeres:0

5.3. ADAPTABILIDAD LABORAL

NÚMERO DE PERSONAS CON PACTOS DE ADAPTABILIDAD

Nº PERSONAS CON JORNADA ORDINARIA	
Hombres	Mujeres
Total Hombres: 774	Total Mujeres: 231
% Total Hombres: 100%	% Total Mujeres: 100%

Nº PERSONAS CON PACTO DE ADAPTABILIDAD PARA TRABAJADORES CON RESPONSABILIDAD FAMILIARES	
Hombres	Mujeres
Total Hombres: 0	Total Mujeres: 0
% Total Hombres:0	% Total Mujeres:0

Nº DE PERSONAS ACOGIDAS A TELETRABAJO	
Hombres	Mujeres
Total Hombres: 263	Total Mujeres: 166
% Total Hombres:34%	% Total Mujeres: 72%

Nº PERSONAS CON JORNADA DE TIEMPO PARCIAL	
Hombres	Mujeres
Total Hombres: 0	Total Mujeres: 0
% Total Hombres:0	% Total Mujeres:0

Nº DE PERSONAS ACOGIDAS A PACTOS DE ADAPTABILIDAD DE JORNADA LABORAL	
Hombres	Mujeres
Total Hombres: 0	Total Mujeres: 0
% Total Hombres:0	% Total Mujeres:0

5.4. EQUIDAD SALARIAL

5.4 Cuenta con una política que tuviere como objetivo velar por una compensación equitativa entre los trabajadores:	Si, se publica en la pag 105
5.4 Brecha salarial	Se publica en la pag 106

BRECHA SALARIAL

Categoría de cargo	Media	Status	Mediana	Status
Administrativo	94%	6% a favor al hombre	100%	No hay brecha
Alta Gerencia	100%	No hay brecha	75%	25% a favor al hombre
Fuerza de ventas	100%	No hay brecha	90%	10% a favor al hombre
Gerencia	104%	4% a favor al mujer	100%	No hay brecha
Jefatura	101%	1% a favor al mujer	91%	9% a favor al hombre
Operario	89%	11% a favor al hombre	83%	17% a favor al hombre
Otros Profesionales	94%	6% a favor al hombre	93%	7% a favor al hombre
Otros Técnicos	93%	7% a favor al hombre	98%	2% a favor al hombre

5.5.ACOSO LABORAL Y SEXUAL

¿Cuenta con política para prevenir y gestionar el acoso laboral?	SI
¿Cuenta con programas de capacitación sobre acoso laboral?	SI
¿Cuenta con política para prevenir y gestionar el acoso sexual?	SI
¿Cuenta con programas de capacitación sobre el acoso sexual?	SI

Ítem	2022	2023
Porcentaje del total del personal que fue capacitado durante el año en materia de prevención y gestión del acoso sexual	98%	97%
N° total de denuncias de acoso sexual	1	3
N° de esas denuncias presentadas ante la entidad	1	3
N° de denuncias presentadas ante la Dirección del Trabajo o equivalente	0	0
N° total de denuncias de acoso laboral	4	7
N° de esas denuncias presentadas ante la entidad		7
N° de denuncias presentadas ante la Dirección del Trabajo o equivalente	0	0

5.6.SEGURIDAD LABORAL

Seguridad Laboral	2022	2023
Tasa de accidentabilidad por cada cien trabajadores	0,3	0
Meta tasa de accidentabilidad	0	0
Tasa de fatalidad por cada cien trabajadores	0	0
Meta tasa de fatalidad	0	0
Tasa de enfermedades profesionales por cada cien trabajadores	0,11	0
Meta Tasa de enfermedades	0	0
Promedio de días perdidos por accidente durante el año	119	0
Meta promedio de días perdidos	0	0

Seguridad Laboral SASB	2023
Tasa de Frecuencia	0,1
Tasa de Mortalidad	0
Promedio de días perdidos por accidente durante el año	0

5.7. PERMISO POSTNATAL

¿Cuenta con política que establezca un período de descanso, posterior al nacimiento de un hijo o hija, o una vez otorgada judicialmente la tuición o cuidado personal como medida de protección o cuando se otorga el cuidado personal de un menor de edad en un procedimiento de solicitud de adopción, superior al legalmente vigente?	Sí, para hombres
Número de días que establece esa política	28 días corridos
¿Tiene esa política entre sus objetivos fomentar la corresponsabilidad parental?	Sí

NACIONALIDAD POSTNATAL		
	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	36%	58%
Argentina		3%
India		3%
Total	36%	64%

CARGO POSTNATAL			
	Promedio de días de postnatal durante el año de mujeres	Promedio de días de postnatal parental durante el año de hombres	Promedio de días de postnatal parental durante el año
Alta Gerencia	0	0	0
Gerencia	0	17	17
Jefatura	168	13	64
Operario	85	6	16
Fuerza de Venta	0	0	0
Administrativo	137	0	137
Auxiliar	0	0	0
Otros profesionales	156	9	95
Otros técnicos	0	0	0

5.8. CAPACITACIÓN Y BENEFICIOS

	2023
Monto de recursos monetarios que se destinó a educación y desarrollo profesional para las personas que trabajan en la entidad, el monto corresponde al mismo reportado en la Memoria Anual, expresado en pesos chilenos, es decir sin transformarlo a miles, al 31 de diciembre del año correspondiente al reporte.	\$676.691.854
Porcentaje del ingreso anual total que se destinó a educación y desarrollo profesional para las personas que trabajan en la entidad	0,035%
El número total de personal capacitado	965
Porcentaje de personal capacitado en relación a la dotación total	96%

PROMEDIO ANUAL DE HORAS DE CAPACITACIÓN

Tipo de Cargo	Promedio Anual de horas de capacitación Hombres	Promedio Anual de horas de capacitación Mujeres
Alta Gerencia	12	28,3
Gerencia	21,2	28,7
Jefatura	56,2	32,5
Operario	63,3	15,1
Fuerza de Venta	11,8	24,7
Administrativo	19,6	8,8
Auxiliar	0	0,00
Otros profesionales	26	13,5
Otros técnicos	39,5	9,8
Total horas	36546,00	4043,0
Promedio horas	47,22	17,5

5.9. POLITICA DE SUBCONTRATACIÓN

¿Cuenta con una política que establezca las directrices que se tendrán en consideración al momento de elegir las empresas subcontratistas cuyo personal desempeñará funciones en la entidad?

si

7. GESTIÓN DE PROVEEDORES

FACTURAS PAGAS EN 2023

Indicadores referidos al pago de facturas	Hasta 30 días	Entre 31 y 60 días	Más de 60 días
Número de facturas pagadas en el año	65.521	1.062	512
Monto total pagado (en millones de \$) por rango	\$1.735.773	\$107.813	\$32.523
Número de proveedores al que corresponden las facturas por rango	2.374	344	134

PAGO A PROVEEDORES

Número de Facturas Pagadas	Proveedores nacionales	66.460
	Proveedores extranjeros	635
Monto Total Pagado (en millones de \$)	Proveedores nacionales	1.465.748
	Proveedores extranjeros	410.361
Número de Proveedores al que corresponden las facturas pagadas	Proveedores nacionales	2.309
	Proveedores extranjeros	155

PAGO INTERESES POR MORA EN 2023

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.

cero (0)

Plazo excepcional de pago

cero (0)

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

Ninguno



PARQUE EÓLICO SAN PEDRO

UBICACIÓN

Región de Los Lagos



101 MW

Capacidad
instalada

31

Aerogeneradores

2.769

Trackers montados

ALCANCE

Equivale al consumo anual
de **71.000** hogares.

IMPACTO AMBIENTAL

Evitará la emisión de **109.326**
toneladas de CO₂





ESTADOS FINANCIEROS

Estados Financieros
Declaración de Responsabilidad

ÍNDICE

Estados de Situación Financiera Consolidados Clasificado.....	238
Estados de Resultados Integrales Consolidados por Función.....	240
Otros Resultados Integrales Consolidados.....	241
Estados de Flujo de Efectivo – Directo.....	242
Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado Neto.....	244
NOTA 1 – INFORMACIÓN GENERAL.....	246
NOTA 2 – BASES DE PRESENTACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS.....	246
2.1 Bases de Preparación	246
2.2 Nuevas normas IFRS, Interpretaciones y Enmiendas del Comité de Interpretaciones de IFRS	247
2.3 Responsabilidad de la Información, Juicios y Estimaciones Realizadas.....	251
2.4 Entidades Filiales.....	252
2.5 Inversiones Contabilizadas por el Método de la Participación.....	252
2.6 Principios de Consolidación.....	253
2.7 Cambios en las políticas contables materiales.....	254
2.8 Moneda Funcional y de Presentación.....	254
2.9 Periodo Contable.....	254
2.10 Conversión de Moneda Extranjera	254
NOTA 3 – CRITERIOS CONTABLES APLICADOS.....	255
3.1 Propiedades, Plantas y Equipos.....	255
3.2 Combinación de Negocio y Plusvalía.....	256
3.3 Otros Activos No Financieros No Corrientes.....	257
3.4 Activos Intangibles.....	257
3.5 Deterioro de Activos.....	258
3.6 Activos arrendados.....	259
3.7 Instrumentos Financieros.....	259
3.8 Inventarios.....	266
3.9 Activos No Corrientes Mantenidos para la Venta y Actividades Interrumpidas.....	266
3.10 Provisiones.....	266
3.11 Clasificación del Valor Corriente y No Corriente.....	267
3.12 Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos.....	267
3.13 Reconocimiento de Ingresos y Gastos.....	268
3.14 Ganancia (Pérdida) por Acción.....	269

3.15 Dividendos.....	269
3.16 Efectivo y Equivalentes al Efectivo.....	269
3.17 Segmentos de Operación.....	269
3.18 Pasivos y Activos Contingentes.....	269
NOTA 4 – REGULACION SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	270
4.1 Descripción del Negocio.....	270
4.2 Información de Regulación y Funcionamiento del Sistema Eléctrico.....	270
4.3 Tipos de clientes.....	270
4.4 Principales Activos.....	271
4.5 Energías Renovables.....	271
NOTA 5 – REORGANIZACIONES SOCIETARIAS.....	272
5.1 Adquisición de filiales.....	272
NOTA 6 – EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.....	272
6.1 Disponible.....	272
6.2 Depósitos a Plazo.....	273
6.3 Efectivo y Equivalentes al Efectivo.....	274
NOTA 7 – OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.....	274
NOTA 8 – OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS CORRIENTES.....	275
NOTA 9 – CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.....	275
9.1 Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes.....	276
9.2 Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes.....	276
NOTA 10 – CUENTAS POR COBRAR, CUENTAS POR PAGAR Y TRANSACCIONES CON ENTIDADES RELACIONADAS.....	279
10.1 Remuneración de Personal Clave de la Gerencia.....	279
10.2 Personal Clave de la Gerencia.....	280
10.3 Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente.....	280
10.4 Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente.....	281
10.5 Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes.....	281
10.6 Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, No Corrientes.....	281
10.7 Transacciones con Entidades Relacionadas.....	282

NOTA 11 – INVENTARIOS CORRIENTES.....	285
NOTA 12 – IMPUESTOS CORRIENTES.....	286
NOTA 13 – OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS, NO CORRIENTE.....	286
NOTA 14 – INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL METODO DE LA PARTICIPACIÓN.....	287
NOTA 15 – ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE PLUSVALÍA.....	288
NOTA 16 – PLUSVALÍA.....	289
NOTA 17 – PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS.....	290
NOTA 18 – ACTIVOS POR DERECHO DE USO.....	297
NOTA 19 – IMPUESTOS DIFERIDOS.....	299
19.1 Los activos por impuestos diferidos al cierre incluyen los siguientes conceptos.....	300
19.2 Los pasivos por impuestos diferidos al cierre incluyen los siguientes conceptos.....	300
19.3 Conciliación Tasa Efectiva.....	301
19.4 Resultado Tributario de las Filiales Nacionales al término del periodo.....	302
NOTA 20 – OTROS PASIVOS FINANCIEROS.....	303
NOTA 21 – DERIVADOS Y OPERACIONES DE COBERTURA.....	309
NOTA 22 – PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS.....	312
NOTA 23 – GESTION DE RIESGOS.....	314
23.1 Riesgos de Mercado.....	314
23.2 Riesgo de Precio de Acciones.....	316
23.3 Riesgo de Precio de Combustibles.....	316
23.4 Riesgo de Crédito.....	317
23.5 Activos Financieros y Derivados.....	318
23.6 Riesgo de Liquidez.....	319
23.7 Seguros.....	319
23.8 Clasificación de Riesgo.....	320
NOTA 24 – CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.....	320
NOTA 25 – PROVISIONES CORRIENTES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.....	322
NOTA 26 – OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.....	322
NOTA 27 – OTRAS PROVISIONES NO CORRIENTES.....	323
NOTA 28 – PROVISIONES NO CORRIENTES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.....	324

NOTA 29 – PATRIMONIO.....	325
29.1 Política de Dividendos.....	325
29.2 Gestión de Capital.....	325
NOTA 30 – INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.....	326
NOTA 31 – COSTOS DE VENTA.....	327
NOTA 32 – OTROS INGRESOS Y EGRESOS DE LA OPERACIÓN.....	328
NOTA 33 – GASTOS DE ADMINISTRACIÓN.....	328
NOTA 34 – GASTOS DEL PERSONAL.....	329
NOTA 35 – OTROS GASTOS (INGRESOS).....	329
NOTA 36 – INGRESOS FINANCIEROS.....	330
NOTA 37 – COSTOS FINANCIEROS.....	330
NOTA 38 – DIFERENCIAS DE CAMBIO.....	331
NOTA 39 – GANANCIA POR ACCIÓN.....	332
NOTA 40 – GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS.....	333
40.1 Garantías Directas.....	333
40.2 Garantías Indirectas.....	334
40.3 Caucciones Obtenidas de Terceros.....	335
40.4 Restricciones.....	337
40.5 Otras Contingencias.....	340
NOTA 41 – DOTACIÓN.....	341
NOTA 42 – SANCIONES.....	341
NOTA 43 – MEDIO AMBIENTE.....	342
NOTA 44 – INFORMACION FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES.....	344
NOTA 45 – HECHOS POSTERIORES.....	345
ANEXO 1 – SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENGIE ENERGIA CHILE S.A.....	345
ANEXO 2 – DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA.....	346

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS CLASIFICADO.

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, expresados en miles de dólares estadounidenses.

ACTIVOS	Nota	31-12-2023 kUSD	31-12-2022 kUSD
Activos Corrientes			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	301.327	132.365
Otros activos financieros corrientes	7-21	12.441	17.865
Otros activos no financieros corrientes	8	237.668	160.280
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	9	271.171	220.567
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	10	7.407	5.532
Inventarios corrientes	11	139.574	264.055
Activos por impuestos corrientes, corriente	12	16.782	35.179
Activos Corrientes, Total		986.370	835.843
Activos No Corrientes			
Otros activos financieros no corrientes	7-21	5.682	5.055
Otros activos no financieros no corrientes	13	39.417	32.080
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	9	297.584	325.798
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	10	16.017	14.787
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	14	125.397	124.313
Activos intangibles distintos de la plusvalía	15	138.773	172.239
Plusvalía	16	32.784	32.784
Propiedades, planta y equipo	17	2.385.034	2.555.018
Activos por derecho de uso	18	122.900	161.490
Activos por impuestos diferidos	19	108.970	82.391
Activos No Corrientes, Total		3.272.558	3.505.955
Activos, Total		4.258.928	4.341.798

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS CLASIFICADO.

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, expresados en miles de dólares estadounidenses.

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31-12-2023 kUSD	31-12-2022 kUSD
Pasivos Corrientes			
Otros pasivos financieros corrientes	20-21	331.704	383.061
Pasivos por arrendamientos corrientes	22	5.387	6.416
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	24	294.249	229.766
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	10	15.568	7.766
Pasivos por impuestos corrientes	12	15.363	12.560
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	25	31.911	15.173
Otros pasivos no financieros corrientes	26	14.436	5.477
Pasivos Corrientes, Total		708.618	660.219
Pasivos No Corrientes			
Otros pasivos financieros no corrientes	20-21	1.813.530	1.392.613
Pasivos por arrendamientos no corrientes	22	101.220	135.165
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	10	49.889	51.738
Otras provisiones no corrientes	27	170.524	161.827
Pasivo por impuestos diferidos	19	29.010	137.866
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	28	43	46
Otros pasivos no financieros no corrientes	26	81	81
Pasivos, No Corrientes, Total		2.164.297	1.879.336
Total Pasivos		2.872.915	2.539.555
Patrimonio			
Capital Emitido		1.043.728	1.043.728
Ganancias acumuladas		(46.910)	364.144
Otras Reservas	29	389.195	394.371
Patrimonio Neto Atribuible a los Propietarios de la Controladora		1.386.013	1.802.243
Patrimonio Total		1.386.013	1.802.243
Patrimonio y Pasivos, Total		4.258.928	4.341.798

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS POR FUNCIÓN.

Al 31 de diciembre 2023 y 2022, expresados en miles de dólares estadounidenses.

ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS INTEGRALES POR FUNCIÓN	Nota	31-12-2023 kUSD	31-12-2022 kUSD
Ingresos de actividades ordinarias	30	2.187.837	1.920.266
Costo de ventas	31	(1.941.863)	(1.900.963)
Ganancia bruta		245.974	19.303
Otros ingresos	32	20.823	13.322
Gastos de administración	33	(48.757)	(37.905)
Otros gastos o ingresos, por función	35	(613.927)	(448.255)
Ganancia (pérdida) actividades de operación		(395.887)	(453.535)
Ingresos financieros	36	23.414	16.782
Costos financieros	37	(127.764)	(75.485)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	14	3.427	5.513
Diferencias de cambio	38	(2.294)	(14.702)
Ganancia (pérdida), antes de Impuesto		(499.104)	(521.427)
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	19	88.050	132.658
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones Continuadas		(411.054)	(388.769)
Ganancia, atribuible a:			
Ganancia, atribuible a los propietarios de la controladora		(411.054)	(388.769)
Ganancias por Acción:			
Ganancia		(411.054)	(388.769)
Ganancia por acción básica en operaciones continuadas	39	(USD 0,390)	(USD 0,369)

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

OTROS RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS.

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, expresados en miles de dólares estadounidenses.

OTRO RESULTADO INTEGRAL	31-12-2023 kUSD	31-12-2022 kUSD
Ganancia	(411.054)	(388.769)
Coberturas del flujo de efectivo		
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	(22.129)	38.358
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	5.281	(7.685)
Otro resultado integral	(16.848)	30.673
Resultado Integral	(427.902)	(358.096)
Resultado Integral atribuible a:		
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	(427.902)	(358.096)
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras	0	0
Resultado Integral Total	(427.902)	(358.096)

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

ESTADOS DE FLUJO DE EFECTIVO – DIRECTO.

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, expresados en miles de dólares estadounidenses.

ESTADO CONSOLIDADO DE FLUJO DE EFECTIVO - DIRECTO	Nota	31-12-2023 kUSD	31-12-2022 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		2.597.419	2.057.935
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		6.119	6.532
Otros cobros por actividades de operación		88	74
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(1.965.406)	(2.278.926)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(77.679)	(60.267)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(37.960)	(35.173)
Otros pagos por actividades de operación		(202)	(2.538)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) operaciones			
Intereses pagados, clasificados como actividades de operación		(98.350)	(55.827)
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación		(31.800)	(11.436)
Otras entradas (salidas) de efectivo, clasificados como actividades de operación		(46.246)	(49.079)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación		345.983	(428.705)

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

ESTADOS DE FLUJO DE EFECTIVO – DIRECTO.

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, expresados en miles de dólares estadounidenses.

ESTADO CONSOLIDADO DE FLUJO DE EFECTIVO - DIRECTO	Nota	31-12-2023 kUSD	31-12-2022 kUSD
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios		0	(116.330)
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades, clasificados como actividades de inversión		0	58
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades, clasificados como actividades de inversión		0	(59)
Compras de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		(534.614)	(197.408)
Intereses recibidos		6.291	848
Pagos derivados de contratos de futuro, a término de opciones y permuta financiera		(179.162)	(112.883)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		194.812	107.687
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(512.673)	(318.087)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		50.000	305.000
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		775.000	362.000
Préstamos de entidades relacionadas		75.000	0
Pagos de préstamos		(489.894)	0
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros		(4.055)	(4.185)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(75.000)	0
Dividendos pagados		0	0
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		331.051	662.815
Incremento (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		164.361	(83.977)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		4.601	653
Incremento (disminución) de efectivo y equivalentes al efectivo		168.962	(83.324)
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del período	6	132.365	215.689
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	6	301.327	132.365

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO CONSOLIDADO NETO.

Al 31 de diciembre de 2023, expresados en miles de dólares estadounidenses.

Estado de cambios en el patrimonio neto al 31 de diciembre de 2023	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 Participaciones no Controladoras	Cambios en Patrimonio Neto, Total
	kUSD	Otras Reservas Varias kUSD	Reservas de Conversión kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Patrimonio al 01-01-2023	1.043.728	394.371	0	364.144	1.802.243	0	1.802.243
Ganancia	0	0	0	(411.054)	(411.054)	0	(411.054)
Otros Resultados Integrales	0	(16.848)	0	0	(16.848)	0	(16.848)
Total Resultados Integrales	0	(16.848)	0	(411.054)	(427.902)	0	(427.902)
Dividendos	0	0	0	0	0	0	0
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	0	11.672	0	0	11.672	0	11.672
Cambios en Patrimonio	0	(5.176)	0	(411.054)	(416.230)	0	(416.230)
Saldo Final Ejercicio Actual 31-12-2023	1.043.728	389.195	0	(46.910)	1.386.013	0	1.386.013

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 Participaciones no Controladoras	Cambios en Patrimonio Neto, Total
	KUSD	Otras Reservas Varias KUSD	Reservas de Conversión 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	(11.672)	0	0	(11.672)	0	(11.672)
Cambios en Patrimonio	0	19.001	0	(388.769)	(369.768)	0	(369.768)
Saldo Final Ejercicio Anterior 31-12-2022	1.043.728	394.371	0	364.144	1.802.243	0	1.802.243

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 2023 fueron aprobados en el Directorio de la Sociedad el 30 de enero de 2024. 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.

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 2023 y 2022, 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 2023 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 17	Contratos de Seguro	1 de enero de 2023
IAS 8	Definición de la estimación contable	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 12	Reforma fiscal internacional - Reglas del Modelo del Segundo Pilar	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. Con su entrada en vigencia, sustituye 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 requiere cifras comparativas en su aplicación.

La Sociedad no considera tener impactos por la entrada en vigencia de esta enmienda.

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 Sociedad no considera tener impactos por la entrada en vigencia de esta enmienda.

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 Sociedad no considera tener impactos por la entrada en vigencia de esta enmienda.

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 Sociedad no considera tener impactos por la entrada en vigencia de esta enmienda.

IAS 12 Reforma fiscal internacional – Reglas del Modelo del Segundo Pilar

En mayo de 2023, el Consejo emitió enmiendas a la NIC 12, que introducen una excepción obligatoria acerca del reconocimiento y revelación de activos y pasivos por impuestos diferidos relacionados con los impuestos a las ganancias de las Reglas del Modelo del Segundo Pilar. Las enmiendas aclaran que la NIC 12 aplica a los impuestos a las ganancias que surgen de la ley fiscal promulgada o sustancialmente promulgada para implementar las Reglas del Modelo del Segundo Pilar publicadas por la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), incluida la ley tributaria que implementa impuestos complementarios mínimos nacionales calificados. Dicha ley tributaria, y los impuestos a las ganancias derivados de la misma, se denominan "legislación del Segundo Pilar" e "impuestos a las ganancias del Segundo Pilar", respectivamente.

Las enmiendas requieren que una entidad revele que ha aplicado la exención para reconocer y revelar información sobre activos y pasivos por impuestos diferidos relacionados con los impuestos a las ganancias del Segundo Pilar. En este sentido, se requiere que una entidad revele por separado su gasto (beneficio) por impuestos corrientes relacionado con los impuestos a las ganancias del Segundo Pilar, en los períodos en que la legislación esté vigente.

Asimismo, las enmiendas requieren, para períodos en los que la legislación del Segundo Pilar esté (sustancialmente) promulgada pero aún no sea efectiva, la revelación de información conocida o razonablemente estimable que ayude

a los usuarios de los estados financieros a comprender la exposición de la entidad que surge de los impuestos a las ganancias del Segundo Pilar. Para cumplir con estos requisitos, se requiere que una entidad revele información cualitativa y cuantitativa sobre su exposición a los impuestos a las ganancias del Segundo Pilar al final del período sobre el que se informa.

La exención temporal del reconocimiento y revelación de información sobre impuestos diferidos y el requerimiento de revelar la aplicación de la exención, aplican inmediatamente y retrospectivamente a la emisión de las enmiendas.

La revelación del gasto por impuestos corrientes relacionado con los impuestos a las ganancias del Segundo Pilar y las revelaciones en relación con los períodos anteriores a la entrada en vigencia de la legislación se requieren para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2023, pero no se requieren para ningún período intermedio que termine el o antes del 31 de diciembre de 2023.

La Sociedad está evaluando el impacto de la aplicación de IAS 12 sin embargo, no es posible proporcionar una estimación razonable de los efectos que esta enmienda tendrá hasta que la administración finalice la revisión detallada.

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.

Enmiendas		Fecha de aplicación obligatoria
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
IAS 7 e IFRS 7	Revelaciones sobre acuerdos de financiación de proveedores	1 de enero de 2024
IAS 21	Falta de intercambiabilidad	1 de enero de 2025
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 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 este conserva. La aplicación de estos requisitos no impide que el vendedor-arrendatario reconozca, en resultados, cualquier ganancia o pérdida relacionada con el cese parcial o total de un arrendamiento, tal cual requiere el párrafo 46(a) de la 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.

IAS 7 e IFRS 7 – Revelaciones sobre acuerdos de financiación de proveedores

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

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

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

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

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

IAS 21 Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio - Falta de intercambiabilidad

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

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

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

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

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

La 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 2023.

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 Triguales SpA", "Solar Los Loros SpA", "Eólica Monte Redondo SpA", Alba SpA, Alba Andes SpA, Alba Pacífico SpA, Río Alto SpA., Energías de Abtao SpA. y Eólica Entre Cerros SpA 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).

Como consecuencia del proceso de compra de las sociedades Alba SpA, Alba Andes SpA, Alba Pacífico SpA, Río Alto SpA. y Energías de Abtao SpA. y que corresponden a las adquisiciones de plantas y proyectos llamados "San Pedro" ubicados en la isla de Chiloé, cuyo cierre de transacción fue el 15 de diciembre de 2022, se realizó un proceso de "Purchase Price Allocation" (PPA) sobre estas filiales, lo que determinó a valor razonable los activos y pasivos adquiridos de estas sociedades y sus efectos fueron incorporados en los saldos de cierre de 2022 tal como indica la norma (IFRS 3 párrafos 8 y 10). En lo principal, se reconocieron valores justos de propiedades, plantas & equipos, provisión de desmantelamiento y los respectivos efectos de impuestos diferidos, los cuales se originaron en este proceso de distribución del precio pagado por adquisición o Purchase Price Allocation (PPA).

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 Mantenedidos 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 diciembre de 2023. 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 2023 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 Consolidado, por los ejercicios terminado al 31 de diciembre de 2023 y 2022.
- Estados de Cambios en el Patrimonio, por los ejercicios terminado al 31 de diciembre de 2023 y 2022.
- Estados de Resultados Integrales Consolidados, por los ejercicios terminado al 31 de diciembre de 2023 y 2022.
- Estados de Flujo de Efectivo Directo, por los ejercicios terminado al 31 de diciembre de 2023 y 2022.

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	31-12-2023 USD 1	31-12-2022 USD 1
Peso Chileno	877,1200	855,8600
Euro	0,9042	0,9344
Yen	140,8950	131,3200
Peso Argentino	807,9750	177,1210
Libra Esterlina	0,7844	0,8278
Unidad de Fomento	41,9434	41,0242

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 mantenimientos 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 adquirente 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 discontinúa 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 Energía 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 doce 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 circunstancias 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 2023, ENGIE ENERGIA CHILE S.A. posee una capacidad instalada de 2.543 MW en el Sistema Eléctrico Nacional, conformando aproximadamente el 8% del total de la potencia bruta del Sistema. La Sociedad opera 2.409 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 2.543 MW en el Sistema Eléctrico Nacional (8%) 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 873 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 "Solairdirect 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 capacidad instalada de 36 MW y el Parque Eólico San Pedro II con una capacidad instalada de 65 MW.

Con fecha 24 de marzo de 2023 entró en operación comercial el Parque Solar Coya con una capacidad instalada de 181,25 MWac.

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.

Como consecuencia del proceso de compra de las sociedades Alba SpA, Alba Andes SpA, Alba Pacífico SpA, Río Alto SpA. y Energías de Abtao SpA. y que corresponden a las adquisiciones de plantas y proyectos llamados “San Pedro” ubicados en la isla de Chiloé, cuyo cierre de transacción fue el 15 de diciembre de 2022, se realizó un proceso de “Purchase Price Allocation” (PPA) sobre estas filiales, lo que determinó a valor razonable los activos y pasivos adquiridos de estas sociedades y sus efectos fueron incorporados en los saldos de cierre de 2022 tal como indica la norma (IFRS 3 párrafos 8 y 10). En lo principal, se reconocieron valores justos de propiedades, plantas & equipos, provisión de desmantelamiento y los respectivos efectos de impuestos diferidos, los cuales se originaron en este proceso de distribución del precio pagado por adquisición o Purchase Price Allocation (PPA).

5.1.3 Con fecha 19 de julio de 2023 la Sociedad adquirió la filial Eólica Entre Cerros SpA.

(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 2023 y 2022, clasificado por tipo de efectivo es el siguiente:

Clases de Efectivo y Equivalente de Efectivo (Presentación)	31-12-2023 KUSD	31-12-2022 KUSD
Efectivo en Caja	32	31
Saldos en Bancos	12.783	47.322
Depósitos a corto plazo, clasificados como equivalentes al efectivo	288.512	85.012
Total de Efectivo y Equivalente de Efectivo	301.327	132.365

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	31-12-2023 kUSD	Tasa %	Vencimiento	31-12-2022 kUSD
Banco BBVA	USD		-	0	4,35%	05-01-23	250
Banco BCI	USD	5,34%	15-01-24	5.013	4,75%	06-01-23	15.707
Banco BCI	USD	5,81%	25-01-24	15.029		-	0
Banco BCI	USD	5,81%	12-02-24	30.057		-	0
Banco Chile	USD	5,20%	04-01-24	9.912		-	0
Banco Chile	USD	5,60%	11-01-24	4.976		-	0
Banco Chile	USD	5,35%	16-01-24	14.877		-	0
Banco Chile	USD	5,75%	25-01-24	9.908		-	0
Banco Consorcio	USD		-		5,05%	09-01-23	16.032
Banco Estado	USD	5,00%	08-01-24	15.025	4,00%	05-01-23	8.002
Banco Estado	USD	5,05%	16-01-24	2.001		-	0
Banco Estado	USD	5,13%	16-01-24	10.013		-	0
Banco Estado	USD	5,50%	16-01-24	5.025		-	0
Banco Estado	USD	5,65%	25-01-24	5.026		-	0
Banco Estado	USD	5,40%	05-02-24	5.007		-	0
Banco Estado	USD	5,60%	12-02-24	4.959		-	0
Banco Estado	USD	5,50%	14-02-24	5.007		-	0
Banco Itaú Corpbanca	USD	5,63%	11-01-24	5.829	4,45%	06-01-23	15.006
Banco Itaú Corpbanca	USD	5,50%	25-01-24	5.002		-	0
Banco Itaú Corpbanca	USD	5,60%	25-01-24	15.028		-	0
Banco Itaú Corpbanca	USD	5,68%	08-02-24	15.028		-	0
Banco Santander	USD	5,90%	08-01-24	5.010	5,00%	06-01-23	15.006
Banco Santander	USD	5,80%	17-01-24	5.004		-	0
Banco Santander	USD	5,70%	25-01-24	13.551		-	0
Banco Santander	USD	5,75%	25-01-24	13.057		-	0
Banco Santander	USD	5,80%	25-01-24	15.029		-	0
Banco Scotia	USD	5,54%	08-01-24	10.018	5,18%	06-01-23	15.009
Banco Scotia	USD	5,70%	16-01-24	9.053		-	0
Banco Scotia	USD	5,70%	19-01-24	5.010		-	0
Banco Scotia	USD	5,75%	12-02-24	30.058		-	0
Total Consolidado				288.512			85.012

6.3 EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO

Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	Saldo al 1-1-2023 (1)	Flujos de efectivo de financiamiento			Cambios que no representan flujos de efectivo						Saldo al 31-12-2023 (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	
Obligaciones con el público no garantizadas (Nota 20)	846.342	0	(32.750)	(32.750)	0	0	0	0	0	26.432	840.024
Préstamos que devengan intereses (Nota 20)	931.679	825.000	(497.954)	327.046	0	0	0	0	0	17.764	1.276.489
Préstamos de empresas relacionadas (Nota 10.5)	7.766	261.214	(253.412)	7.802	0	0	0	0	0	0	15.568
Total	1.785.787	1.086.214	(784.116)	302.098	0	0	0	0	0	44.196	2.132.081

(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 1-1-2022 (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	
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

NOTA 7 – OTROS ACTIVOS FINANCIEROS

Corriente

Detalle de Instrumentos	31-12-2023 kUSD	31-12-2022 kUSD
Forward (1)	12.391	17.865
Fondos Mutuos	50	0
Total Otros Activos Financieros	12.441	17.865

(1) Ver detalle en Nota 21 – Derivados y Operaciones de Cobertura

No Corriente

Detalle de Instrumentos	31-12-2023 kUSD	31-12-2022 kUSD
Forward (1)	5.682	5.055
Total Otros Activos Financieros	5.682	5.055

(1) Ver detalle en Nota 21 - Derivados y Operaciones de Cobertura

7.1 CUOTAS DE FONDOS MUTUOS RENTA FIJA

Las cuotas de Fondos Mutuos se encuentran registradas a su valor razonable y su detalle es el siguiente:

Entidad	Moneda	31-12-2023 kUSD	31-12-2022 kUSD
Banco Santander Río	USD	50	0
Total Fondos Mutuos		50	0

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	31-12-2023 kUSD	31-12-2022 kUSD
Seguros Pagados por Anticipado (1)	14.220	12.863
IVA Crédito Fiscal (2)	171.011	121.690
Anticipos a Proveedores (3)	49.318	23.831
Otros	3.119	1.896
Total	237.668	160.280

(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.

(3) Corresponde a pagos asociados a repuestos de mantenciones mayores.

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	31-12-2023 KUSD	31-12-2022 KUSD
Facturas y cuentas por Cobrar	263.649	213.985
Deudores Varios Corrientes	172	153
Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	7.350	6.429
Total	271.171	220.567

9.2 CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR NO CORRIENTES

Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar no Corrientes	31-12-2023 KUSD	31-12-2022 KUSD
Cuentas por cobrar (*)	297.564	325.778
Otros Deudores Varios	20	20
Total	297.584	325.798

(*) Incluye cuentas por cobrar originadas por la implementación de las leyes 21.185 de Estabilización de Precios de la Energía Eléctrica al Cliente Regulado ("PEC-1") y 21.472 llamada Mecanismo de Protección al Cliente ("MPC" o "PEC-2"). Durante 2021, 2022 y 2023, la Sociedad realizó ventas de cuentas por cobrar bajo PEC-1 a Chile Electricity PEC SpA por un valor nominal total de USD 272,9 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, enero 2022 y julio 2022. El 30 de agosto de 2023 la compañía vendió documentos de pago bajo el mecanismo PEC-2 por un valor nominal de USD 200 millones más intereses. El 30 de octubre de 2023 completó la segunda venta por un monto de USD 10,9 millones y el 28 de diciembre, la última del año 2023 por un total de USD 10,2 millones. Con esto, en 2023 la compañía recibió un total de USD 232,1 millones por concepto de ventas de documentos de pago bajo el mecanismo PEC-2 incluyendo intereses.

El monto de cuentas por cobrar no corrientes al 31 de diciembre de 2023 era de USD 298,8 millones. Estos saldos y los montos devengados con posterioridad podrán ser monetizados según se establece en la ley "MPC", descrita en el párrafo siguiente, o en una futura ley que se espera sea aprobada durante el transcurso de 2024, o bien recuperados a través de reliquidaciones en la facturación a clientes regulados.

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 Diputados y Diputados. Esta Ley busca estabilizar los precios de energía para los clientes suministrados por empresas concesionarias de servicio público de distribución regulados por la Ley General de Servicios Eléctricos. El MPC tiene 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. El 14 de marzo de 2023, la CNE publicó la Resolución Exenta 86 que establece las disposiciones técnicas para la implementación de la ley n° 21.472.

De conformidad con la "Ley MPC" y la resolución exenta emitida por la CNE, las empresas generadoras reciben 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 USD 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 compra 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 emite notas bajo los formatos 144-A/Reg 5 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 incluyen intereses y gastos financieros de tal manera que las empresas de generación reciben 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 2023, estratificados por morosidad son los siguientes:

Deudores	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Total Corriente	Total No Corriente
	Cartera al Día	1-30 días	31-60 días	61-90 días	91-120 días	121-150 días	151-180 días	181-210 días	211-250 días	Mas 250 días		
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Deudores por operaciones de crédito corriente	216.153	44.007	2.675	1.673	1.212	48	11	54	132	5.772	271.737	298.799
Estimación incobrables	(859)	0	0	0	(1.212)	(48)	(11)	(54)	(132)	(5.772)	(8.088)	(1.235)
Deudores varios corrientes	172	0	0	0	0	0	0	0	0	0	172	20
Estimación incobrables	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otras cuentas por cobrar corrientes	7.350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7.350	0
Total	222.816	44.007	2.675	1.673	0	0	0	0	0	0	271.171	297.584

Los saldos de deudores brutos de la sociedad al 31 de diciembre de 2022, estratificados por morosidad son los siguientes:

Deudores	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Total Corriente	Total No Corriente
	Cartera al Día	1-30 días	31-60 días	61-90 días	91-120 días	121-150 días	151-180 días	181-210 días	211-250 días	Mas 250 días		
	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

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 2023	Cartera Repactada		Cartera No Repactada		Total Cartera Bruta	
	N° Clientes	Monto kUSD	N° Clientes	Monto kUSD	N° Clientes	Monto kUSD
Al día	-	0	1.855	223.675	1.855	223.675
Entre 1 y 30 días	-	0	178	44.007	178	44.007
Entre 31 y 60 días	-	0	117	2.675	117	2.675
Entre 61 y 90 días	-	0	55	1.673	55	1.673
Entre 91 y 120 días	-	0	254	1.212	254	1.212
Entre 121 y 150 días	-	0	80	48	80	48
Entre 151 y 180 días	-	0	13	11	13	11
Entre 181 y 210 días	-	0	14	54	14	54
Entre 211 y 250 días	-	0	17	132	17	132
Superior a 251 días	1	2.288	555	3.484	556	5.772
Total		2.288		276.971		279.259

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	1174	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

Provisiones y Castigos	31-12-2023 kUSD	31-12-2022 kUSD
Saldo Inicial	9.688	9.884
Provisión cartera no repactada	456	439
Recuperos del periodo	(442)	(514)
Otros	(379)	(121)
Saldo final	9.323	9.688

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 2023 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	31-12-2023 kUSD	31-12-2022 kUSD
Cristian Eyzaguirre, Director	111	98
Mauro Valdes, Director	111	98
Claudio Iglesias, Director	111	98
Total Honorarios por Remuneración del Directorio	333	294

ENGIE ENERGIA CHILE S.A., durante el periodo 2023, 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	31-12-2023 kUSD	31-12-2022 kUSD
Remuneraciones	3.144	2.832
Beneficios de corto plazo	1.002	236
Total	4.146	3.068

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	Chief Executive Officer
Fernando Valdés	Chief Legal and Ethics Officer
Eduardo Milligan	Chief Financial Officer
Lucy Oporto	Chief Of Human Resources and Internal Communications Officer
Gabriel Marcuz	Managing Director Flexible Generation & Retail
Pablo Villarino	Chief of Communications, CSR, Permits and Environment Officer
Juan Villavicencio	Managing Director GBU Renewables
Mathieu Ablard *	Managing Director GBU Renewables
Demian Talavera	Managing Director GBU Networks Andes
Isak De Eskinazis	Chief of Global Energy Management Officer

* Con fecha 31 de julio de 2023 don Mathieu Ablard ha dejado su cargo de Managing Director of GBU Renewables y en su reemplazo fue designado don Juan Villavicencio.

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	31-12-2023 kUSD	31-12-2022 kUSD
76.134.397-1	ENGIE Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	6.275	5.195
76.134.397-1	ENGIE Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	CLP	6	7
96.885.200-0	ENGIE Austral S.A.	Chile	Matriz	CLP	77	51
96.885.200-0	ENGIE Austral S.A.	Chile	Matriz	USD	496	0
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control conjunto	USD	1	3
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control conjunto	CLP	0	121
76.215.533-8	Engie Stream Solutions Chile SpA	Chile	Matriz Común	CLP	7	10
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	200	78
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	48	24
0-E	Sustainability Solutions Latam SpA	Chile	Matriz Común	USD	14	17
0-E	Engie Energía Perú S.A.	Perú	Matriz Común	USD	283	26
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente					7.407	5.532

10.4 CUENTAS POR COBRAR A ENTIDADES RELACIONADAS, NO CORRIENTE

RUT	Sociedad	País	Relación	Moneda	31-12-2023 kUSD	31-12-2022 kUSD
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A. (1)	Chile	Control conjunto	USD	16.017	14.787
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente					16.017	14.787

(1) Préstamo otorgado a Transmisora Eléctrica del Norte S.A., que devenga interés a tasa anual TERM SOFR 5,82106% más Spread de 2,7%, con plazo de vencimiento al 17 de julio de 2027.

10.5 CUENTAS POR PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS, CORRIENTES

RUT	Sociedad	País	Relación	Moneda	31-12-2023 kUSD	31-12-2022 kUSD
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	5.800	19
0-E	Engie Information et Technology Engie Digital	Francia	Matriz Común	EUR	225	39
0-E	Engie Impact Belgium	Bélgica	Matriz Común	EUR	24	0
0-E	Engie S.A.	Francia	Matriz Común	EUR	585	0
59.281.960-0	Laborelec Latin America	Chile	Matriz Común	EUR	181	130
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	5.016	4.075
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	UF	88	48
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control conjunto	USD	1.800	1.774
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.(1)	Chile	Control conjunto	USD	1.849	1.681
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes					15.568	7.766

(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	31-12-2023 kUSD	31-12-2022 kUSD
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A. (1)	Chile	Control conjunto	USD	49.889	51.738
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, No Corrientes					49.889	51.738

(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						31-12-2023		31-12-2022	
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	322	(322)	59	(59)
0-E	Electrabel Corporate HQ Benelux	Bélgica	Matriz Común	USD	Servicios	139	(72)	0	0
0-E	Engie (China) Energy Technology Co Ltd	China	Matriz Común	USD	Servicios	71	0	0	0
96.885.200-0	Engie Austral S.A.	Chile	Matriz	UF	Arriendos	366	366	214	214
96.885.200-0	Engie Austral S.A.	Chile	Matriz	USD	Préstamos (Intereses)	1.589	(1.589)	0	0
96.885.200-0	Engie Austral S.A.	Chile	Matriz	USD	Recuperación de Gastos	0	0	84	84
96.885.200-0	Engie Austral S.A.	Chile	Matriz	CLP	Recuperación de Gastos	0	0	133	133
96.885.200-0	Engie Austral S.A.	Chile	Matriz	USD	Servicios Prestados	903	903	211	211
0-E	Engie EBL SA - EMS	Bélgica	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	0	0	42	(42)
0-E	Engie Energy Marketing Singapore Pte Ltd	Singapur	Matriz Común	USD	Compra de GNL	204.828	(197.329)	0	0
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	UF	Arriendos	36	36	34	34
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Prestados	241	241	140	140
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	188	(188)	166	(166)
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Venta de Gas	25.752	25.752	35.765	35.765
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Transporte de Gas	1.109	1.109	1.127	1.127
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	CLP	Recuperación de Gasto	8	8	11	11
0-E	Engie GBS Latam S.A. de CV	México	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	887	(887)	774	(774)
0-E	Engie GBS Latam S.A. de CV	México	Matriz Común	USD	Servicios Prestados	67	67	0	0
0-E	Engie Information et Technology Engie Digital	Francia	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	395	(395)	304	(288)

Entidad						31-12-2023		31-12-2022	
Rut	Sociedad	País	Relación	Moneda	Descripción de la Transacción	Monto	Efecto en Resultado	Monto	Efecto en Resultado
						kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
0-E	Engie Impact Belgium S.A.	Bélgica	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	77	(77)	0	0
0-E	Engie Energía Perú S.A.	Perú	Matriz Común	USD	Servicios Prestados	283	283	314	314
0-E	Engie Energía Perú S.A.	Perú	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	1	(1)	0	0
0-E	Engie Mex Consultores, S.A. de C.V.	México	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	588	(588)	0	0
0-E	Engie Renouvelables SAS	Francia	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	108	0	0	0
0-E	Engie S.A.	Francia	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	576	(576)	301	(301)
0-E	Engie Services Perú S.A.	Perú	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	0	0	29	(29)
0-E	Engie Solar S.A.S	Francia	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	0	0	42	0
76.215.533-8	Engie Stream Solutions Chile SpA	Chile	Matriz Común	CLP	Recuperación de gastos	28	28	20	20
76.215.533-8	Engie Stream Solutions Chile SpA	Chile	Matriz Común	UF	Arriendos	55	55	61	61
76.215.533-8	Engie Stream Solutions Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Prestados	206	206	131	131
59.281.960-0	Laborelec Latin America	Chile	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	1.361	(1.020)	1.072	(863)
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Venta Energía, Potencia y Servicios	1.177	1.177	977	977
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Servicio de Regasificación de gas	53.867	(53.867)	48.477	(48.477)
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Recuperación de Gastos	41	41	34	34
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	UF	Arriendos	96	96	116	116
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Peaje	1.897	1.897	1.169	1.169
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Prestados	594	594	277	277
0-E	SSINERGIE blu.e	Francia	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	0	0	31	(31)
77.209.127-3	Engie Impact Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Arriendos	97	97	116	116
77.209.127-3	Engie Impact Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Prestados	87	87	7	7
77.209.127-3	Engie Impact Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	121	(121)	0	0
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	UF	Arriendos	32	32	0	0
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	UF	Servicios Recibidos	702	(98)	550	(10)

Entidad						31-12-2023		31-12-2022	
Rut	Sociedad	País	Relación	Moneda	Descripción de la Transacción	Monto	Efecto en Resultado	Monto	Efecto en Resultado
						kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	0	0	77	(77)
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios Prestados	3	3	0	0
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	USD	Préstamos (Intereses)	1.230	1.230	626	626
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	USD	Servicios Prestados	640	640	640	640
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	UF	Arriendo de instalaciones	274	274	240	240
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	UF	Arriendos	56	56	57	57
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	CLP	Recuperación de gastos	12	12	2	2
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	CLP	Peajes	12.889	(12.889)	5.988	(5.988)
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	CLP	Venta de Energía y Potencia	606	606	853	853
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	USD	Amortización Leasing (Capital)	1.681	0	1.528	0
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	USD	Amortización Leasing (Intereses)	6.804	(6.804)	6.347	(6.347)
76.108.126-8	IMA Automatización Ltda (*)	Chile	Matriz Común	UF	Servicios Recibidos	0	0	146	(146)
76.108.126-8	IMA Automatización Ltda (*)	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	0	0	24	0
88.689.100-8	IMA Industrial Ltda. (*)	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios Recibidos	0	0	5.524	(5.524)
76.242.762-1	IMA SpA. (*)	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Prestados	0	0	38	38
96.902.900-6	Térmika Ingeniería y Montaje SpA (*)	Chile	Matriz Común	UF	Servicios Recibidos	0	0	58	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.

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 2023 y 2022 es el siguiente:

Clases de Inventarios	31-12-2023 kUSD	31-12-2022 kUSD
Materiales y Suministro Operación	84.803	98.260
Provisión Obsolescencia	(25.279)	(29.619)
Provisión Deterioro Repuestos	(39.234)	(36.144)
Carbón	85.778	196.537
Petróleo Bunker N° 6	236	236
Petróleo Diesel	8.304	5.178
Cal Hidratada	11.060	10.338
Caliza – Biomasa - Arena Silice	2.867	2.391
GNL	10.887	16.726
Lubricantes	152	152
Total	139.574	264.055

El detalle de los costos de inventarios reconocidos en gastos en los ejercicios 2023 y 2022, se muestra en el siguiente cuadro:

Gastos del Periodo	31-12-2023 kUSD	31-09-2022 kUSD
Combustibles para la operación	543.185	604.349
Otros insumos de la operación	3.518	15.098
Materiales y repuestos	9.866	11.497
Total	556.569	630.944

Los movimientos de la provisión de obsolescencia son los siguientes:

Provisión Obsolescencia Inventarios (1)	31-12-2023 kUSD	31-12-2022 kUSD
Saldo Inicial	29.619	27.612
Reverso provision por venta de repuestos	0	(590)
Aumento (disminución) provisión	(4.340)	2.597
Saldo Final	25.279	29.619

(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	31-12-2023 kUSD	31-12-2022 kUSD
PPM	623	1.186
Impuesto por Recuperar Ejercicios Anteriores	15.853	33.687
Crédito Sence	306	306
Total Impuestos por Recuperar	16.782	35.179

b) Pasivos por Impuestos Corrientes

Impuestos a la Renta	31-12-2023 kUSD	31-12-2022 kUSD
Gasto Tributario Corriente	15.363	12.560
Total Impuestos por Pagar	15.363	12.560

NOTA 13 – OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS, NO CORRIENTE

Otros Activos No Financieros	31-12-2023 kUSD	31-12-2022 kUSD
Derecho sobre otros activos	2.161	2.161
Proyecto en Desarrollo "Plantas Solares, Eólicas y de Almacenamiento" (1)	36.174	22.727
Otros Proyectos en Desarrollo (1)	581	513
Ajuste Purchase Price Allocation (2)	0	6.182
Otros	501	497
Total	39.417	32.080

(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.

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.

(2) Como consecuencia del proceso de compra de las sociedades Alba SpA, Alba Andes SpA, Alba Pacífico SpA, Río Alto SpA, y Energías de Abtao SpA. Llamadas proyecto Chilote y realizado El 15 de diciembre de 2022, se realizó un proceso de "Purchase Price Allocation" (PPA) y sus efectos se presentan retroactivamente a la fecha de compra el 2022. El valor del 2022 fue reclasificado a Proyecto en Desarrollo "Plantas Solares, Eólicas y de Almacenamiento" al cierre del 2023.

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 2023 es el siguiente:

Tipo de Relación	Sociedad	Número de Acciones	Porcentaje de participación	Saldo al 31-12-2022	Resultado devengado	Provisión dividendos	Variación Reserva derivados de cobertura al 31-12-2023	Total al 31-12-2023
			%	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Control Conjunto	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	1.438.448	50,00%	124.313	3.427	0	(2.343)	125.397
Total				124.313	3.427	0	(2.343)	125.397

Resultado Devengado

Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación

31-12-2023 kUSD	31-12-2022 kUSD
3.427	5.513

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%	96.012	690.537	786.549	47.906	598.482	646.388	140.161	74.592	26.065	9.243

Sociedades de control conjunto

El detalle de la sociedad contabilizada por el método de la participación y los movimientos al 31 de diciembre de 2022 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

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

NOTA 15 – ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE PLUSVALIA

La Sociedad presenta los siguientes activos intangibles: movimiento y reconciliación al 31 de diciembre de 2023 y 2022.

Activos Intangibles Neto	31-12-2023 KUSD	31-12-2022 KUSD
Intangibles, Relación Contractual Clientes, neto (1)	133.053	168.211
Servidumbres, neto	5.720	4.028
Total Neto	138.773	172.239

(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	31-12-2023 KUSD	31-12-2022 KUSD
Intangibles, Relación Contractual Clientes, bruto	362.134	362.134
Servidumbres, bruto	16.090	13.847
Total Bruto	378.224	375.981

Amortización de Activos Intangibles	31-12-2023 KUSD	31-12-2022 KUSD
Amortización, Intangibles, Relación Contractual Clientes	(209.793)	(193.923)
Amortización, Servidumbres	(10.370)	(9.819)
Total Amortización	(220.163)	(203.742)

Deterioro de Activos Intangibles	31-12-2023 KUSD	31-12-2022 KUSD
Deterioro Intangibles, Relación Contractual Clientes	(19.288)	0
Total Amortización	(19.288)	0

Durante el año 2023 el intangible asociado a Inversiones Hornitos SpA fue consumido completamente.

Los activos intangibles por concepto presentan el siguiente movimiento durante el ejercicio 2023 y 2022.

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.

Activos Intangibles	Saldo Bruto Inicial 01-01-2023	Adiciones (Bajas) Periodo	Saldo Bruto Final al 31-12-2023	Amortización Acumulada al 31-12-2022	Amortización Periodo	Amortización Acumulada (Bajas) 31-12-2023	Amortización Acumulada al 31-12-2023	Deterioro 31-12-2023	Saldo Neto al 31-12-2023
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Intangibles, Relación Contractual Clientes (combinación de negocios)	362.134	0	362.134	(193.923)	(15.870)	0	(209.793)	(19.288)	133.053
Servidumbres	13.847	2.243	16.090	(9.819)	(551)	0	(10.370)	0	5.720
TOTALES	375.981	2.243	378.224	(203.742)	(16.421)	0	(220.163)	(19.288)	138.773

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	Deterioro 31-12-2022	Saldo Neto al 31-12-2022
	kUSD	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)	0	168.211
Servidumbres	13.063	784	13.847	(9.395)	(424)	0	(9.819)	0	4.028
TOTALES	375.197	784	375.981	(187.449)	(16.293)	0	(203.742)	0	172.239

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)).

Durante el año 2023 el intangible asociado a Inversiones Hornitos SpA fue consumido completamente.

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	31-12-2023 kUSD	31-12-2022 kUSD
Valor justo de adquisición	59.859	59.859
Activos identificables adquiridos y pasivos asumidos		
Valor Justo Propiedades, planta y equipo	49.054	49.054
Valor Justo pasivo por ARO	(11.964)	(11.964)
Pasivos por impuestos diferidos	(10.015)	(10.015)
Subtotal	27.075	27.075
Plusvalía (Goodwill)	32.784	32.784

Como consecuencia del proceso de compra de las sociedades Alba SpA, Alba Andes SpA, Alba Pacífico SpA, Río Alto SpA. y Energías de Abtao SpA. asociados a la compra de entidades y proyectos llamados San Pedro y que tuvo su cierre de transacción el 15 de diciembre de 2022, se realizó durante el 2023 un proceso de "Purchase Price Allocation" (PPA) y sus efectos se presentan retroactivamente a la fecha de compra el 2022.

NOTA 17 – PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS

Los movimientos registrados en Propiedades, Plantas y Equipos durante el ejercicio 2023 son los siguientes:

Movimientos Año 2023	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	330.861	39.969	339.074	4.286.787	45.022	490.535	10.638	307.246	5.850.132
Depreciación Acumulada	0	0	(136.313)	(1.965.172)	(39.868)	(292.774)	(9.314)	(208.079)	(2.651.520)
Deterioro	0	0	(2.673)	(613.586)	(530)	(14.927)	0	(11.878)	(643.594)
Saldo Inicial al 01-01-2023	330.861	39.969	200.088	1.708.029	4.624	182.834	1.324	87.289	2.555.018
Adiciones	555.115	0	0	(12.825)	0	3	(8)	19.160	561.445
Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios PPE	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bajas	(7.718)	0	(242)	(3.607)	0	(273)	0	(95)	(11.935)
Deterioro (1)	(3.176)	(9.995)	(114.998)	(410.321)	0	0	(67)	(19.614)	(558.171)
Gastos por Depreciación	0	0	(9.234)	(125.234)	(3.165)	(11.793)	(645)	(11.252)	(161.323)
Cierre Obras en Curso	(314.053)	0	76	262.535	2.870	44.831	817	2.924	0
Cambios, Total	230.168	(9.995)	(124.398)	(289.452)	(295)	32.768	97	(8.877)	(169.984)
Saldo Final 31-12-2023	561.029	29.974	75.690	1.418.577	4.329	215.602	1.421	78.412	2.385.034

(1) Deterioro 2023

Durante 2023, se revaluó el aporte al portafolio de algunas centrales eléctricas, la conclusión actualizada fue que a partir del 2026 no generan un flujo de caja suficiente, ni una protección relevante para nuestra cartera y por esta razón han sido evaluadas separadamente de la unidad generadora de efectivo EECL y como resultado de dicha evaluación tenemos un deterioro de kUSD 558.171.

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	734	40.656	39.599	60	0	0	203	81.252
Ajuste Purchase Price Allocation (2)	0			42.931	(60)				42.871
Bajas	0	0	(52)	(975)	0	(26)	0	(2)	(1.055)
Deterioro (1)	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	734	33.676	(248.252)	(1.398)	(8.863)	(518)	(4.892)	(191.125)
Saldo Final 31-12-2022	330.861	39.996	200.088	1.708.018	4.624	182.834	1.302	87.295	2.555.018

(1) 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.

(2) Como consecuencia del proceso de compra de las sociedades Alba SpA, Alba Andes SpA, Alba Pacífico SpA, Río Alto SpA, y Energías de Abtao SpA. llamadas proyecto Chilote y realizado El 15 de diciembre de 2022, se realizó un proceso de "Purchase Price Allocation" (PPA) y sus efectos se presentan retroactivamente a la fecha de compra el 2022.

Los movimientos registrados en Propiedades, Plantas y Equipos por provisión de desmantelamiento al 31 de diciembre de 2023 y 2022 son los siguientes;

Movimientos Activo por Desmantelamiento Año 2023	Centrales Termoeléctricas Ciclo Combinado	Centrales Termoeléctricas	Centrales Hidroeléctricas	Centrales Fotovoltaicas	Parques Eólicos	Lineas Transmisión	Total Desmantelamiento
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Valor Bruto	12.101	88.604	4.590	22.024	25.732	0	153.051
Depreciación Acumulada	0	(7.732)	(246)	(411)	(5.689)	0	(14.078)
Deterioro	0	(28.833)	0	0	0	0	(28.833)
Saldo Inicial al 01-01-2023	12.101	52.039	4.344	21.613	20.043	0	110.140
Movimiento	(895)	5.953	(1.107)	(2.732)	900	1.059	3.178
Depreciación	(1.210)	(3.386)	(131)	(859)	(982)	0	(6.568)
Deterioro	0	0	0	0	0	0	0
Saldo Final 2023	9.996	54.606	3.106	18.022	19.961	1.059	106.750

Movimientos Activo por Desmantelamiento Año 2022	Centrales Termoeléctricas Ciclo Combinado	Centrales Termoeléctricas	Centrales Hidroeléctricas	Centrales Fotovoltaicas	Parques Eólicos	Lineas Transmisión	Total Desmantelamiento
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Valor Bruto	12.101	88.604	4.590	22.024	25.732	0	153.051
Depreciación Acumulada	0	(7.732)	(246)	(411)	(5.689)	0	(14.078)
Deterioro	0	(28.833)	0	0	0	0	(28.833)
Saldo Final 2022	12.101	39.969	4.344	21.613	20.043	0	110.140

La composición del rubro Propiedades, Plantas y Equipos, al 31 de diciembre de 2023 y 2022, es el siguiente:

Clases de Propiedades, Planta y Equipos, Neto (Presentación)	31-12-2023 kUSD	31-12-2022 kUSD
Construcción en Curso		
Construcción en Curso Centrales Renovables	417.508	251.844
Construcción en Curso Subestaciones de Transmisión	85.296	49.687
Construcción en Curso Otros	58.225	29.330
Terrenos	29.974	39.969
Edificios	75.690	200.088
Planta y Equipos		
Centrales Termoeléctrica de Ciclo Combinado	28.575	40.202
Centrales Termoeléctricas	633.623	1.110.899
Centrales Diesel	677	820
Centrales Hidroeléctricas	19.207	21.311
Centrales Fotovoltaicas	212.203	131.720
Parque Eólico	419.757	284.660
Gasoductos	58.599	68.844
Puertos	45.936	49.573
Equipamiento de Tecnología de la Información	4.329	4.624
Instalaciones Fijas y Accesorios		
Lineas de Transmisión y Subestaciones	214.928	182.079
Otras Instalaciones Fijas y Accesorios	674	755
Vehículos de Motor	1.421	1.324
Otras Propiedades, Planta y Equipo		
Edificios en Leasing	10.809	11.126
Lineas de Transmisión y Subestaciones en Leasing	40.591	41.903
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Leasing	3.417	3.513
Otras Propiedades, Planta y Equipo	23.595	30.747
Total Propiedades, Planta y Equipos	2.385.034	2.555.018

Clases de Propiedades, Planta y Equipos, Bruto (Presentación)	31-12-2023 KUSD	31-12-2022 KUSD
Construcción en Curso		
Construcción en Curso Centrales Renovables	440.546	251.844
Construcción en Curso Subestaciones de Transmisión	100.315	49.687
Construcción en Curso Otros	39.476	29.330
Terrenos	39.969	39.969
Edificios	332.446	339.074
Planta y Equipos		
Centrales Termoeléctrica de Ciclo Combinado	328.974	329.869
Centrales Termoeléctricas	2.756.061	2.757.633
Centrales Diesel	42.191	42.191
Centrales Hidroeléctricas	40.839	41.931
Centrales Fotovoltaicas	242.590	152.434
Parque Eólico	548.196	384.322
Gasoductos	428.325	428.325
Puertos	149.908	150.082
Equipamiento de Tecnología de la Información	47.898	45.022
Instalaciones Fijas y Accesorios		
Lineas de Transmisión y Subestaciones	471.097	428.923
Otras Instalaciones Fijas y Accesorios	61.761	61.612
Vehículos de Motor	11.392	10.638
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	260.032	238.154
Total Propiedades, Planta y Equipos	6.411.108	5.850.132

Clases de Depreciación Acumulada, Propiedades, Planta y Equipos (Presentación)	31-12-2023 KUSD	31-12-2022 KUSD
Depreciación Acumulada, Edificios	(139.085)	(136.313)
Depreciación Acumulada, Planta y Equipos		
Depreciación Acumulada, Centrales Termoeléctrica de Ciclo Combinado	(289.577)	(278.845)
Depreciación Acumulada, Centrales Termoeléctricas	(1.159.473)	(1.094.090)
Depreciación Acumulada, Centrales Diesel	(41.161)	(41.018)
Depreciación Acumulada, Centrales Hidroeléctricas	(21.632)	(20.620)
Depreciación Acumulada, Centrales Fotovoltaicas	(30.387)	(20.714)
Depreciación Acumulada, Parque Eólico	(128.439)	(99.662)
Depreciación Acumulada, Gasoductos	(349.412)	(339.167)
Depreciación Acumulada Puertos	(74.519)	(71.056)
Depreciación Acumulada, Equipamiento de Tecnologías de la Información	(43.039)	(39.868)
Depreciación Acumulada, Instalaciones Fijas y Accesorios		
Depreciación Acumulada, Líneas de Transmisión y Subestaciones	(241.242)	(231.917)
Depreciación Acumulada, Otras Instalaciones Fijas y Accesorios	(61.087)	(60.857)
Depreciación Acumulada, Vehículos de Motor	(9.904)	(9.314)
Depreciación Acumulada, Otras Propiedades, Planta y Equipos		
Depreciación Acumulada, Edificios en Leasing	(1.907)	(1.590)
Depreciación Acumulada, Líneas de Transmisión y Subestaciones en Leasing	(11.795)	(10.483)
Depreciación Acumulada, Otras Propiedades, Planta y Equipo en Leasing	(573)	(477)
Depreciación Acumulada, Otras Propiedades, Planta y Equipos	(204.945)	(195.529)
Total Depreciación Acumulada, Propiedades, Planta y Equipos	(2.808.177)	(2.651.520)

Clases de Deterioro de Valor, Propiedades, Planta y Equipos (Presentación)	31-12-2023 kUSD	31-12-2022 kUSD
Deterioro de Valor, Construcción en Curso	(3.176)	0
Deterioro de Valor, Terrenos	(9.995)	0
Deterioro de Valor, Edificios	(117.671)	(2.673)
Deterioro de Valor, Planta y Equipos		
Deterioro Acumulado Centrales Diesel	(353)	(353)
Deterioro Acumulado Centrales Termoeléctricas	(962.965)	(552.644)
Deterioro Acumulado Centrales Termoeléctrica de Ciclo Combinado	(10.822)	(10.822)
Deterioro Acumulado Puertos	(29.453)	(29.453)
Deterioro Acumulado, Gasoductos	(20.314)	(20.314)
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, Vehículos de Motor	(67)	0
Deterioro de Valor, Otras Propiedades, Planta y Equipos	(31.492)	(11.878)

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	31-12-2023		31-12-2022	
	Tasa de interés	kUSD	Tasa de interés	kUSD
Proyectos Renovables	5,594%	9.685	3,659%	7.882
Proyectos Subestaciones	5,594%	1.228	3,659%	555
Total		10.913		8.437

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 2023		
	Valor Bruto kUSD	Interés kUSD	Valor Presente kUSD
Menor a un año	7.023	5.174	1.849
Entre 1 año y cinco años	28.093	18.651	9.442
Más de cinco años	63.209	22.762	40.447
Total	98.325	46.587	51.738

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

Ver nota 10.5 y 10.6

NOTA 18 – ACTIVOS POR DERECHO DE USO

Al 31 de diciembre de 2023 el saldo de los activos por derecho de uso es kUSD 122.900, 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 2023 y 2022 son los siguientes:

Movimientos Año 2023	Terrenos kUSD	Vehículos de Motor kUSD	Total Activos por Derechos de Uso kUSD
Activos por Derecho de uso	175.087	2.907	177.994
Amortización Acumulada	(15.097)	(1.407)	(16.504)
Saldo Inicial al 01-01-2023	159.990	1.500	161.490
Contratos nuevos	0	0	0
Modificación contrato	8.486	0	8.486
Contratos terminados (**)	(43.817)	0	(43.817)
Gasto por Amortización	(3.320)	(750)	(4.070)
Amortización (*)	(2.209)	0	(2.209)
Amortización contratos terminados (**)	3.020	0	3.020
Cambios, Total	(37.840)	(750)	(38.590)
Saldo Final 31-12-2023	122.150	750	122.900

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

(*) La amortización de algunos contratos de arriendo (derechos de uso), se encuentran capitalizados en los proyectos en construcción correspondientes.

(**) Con fecha 19 de junio el Ministerio de Bienes Nacionales emitió la resolución exenta N°150 que declara extinguida la concesión onerosa del terreno llamado "Pampa Yolanda". Con fecha 17 de agosto el Ministerio de Bienes Nacionales emitió la resolución exenta N°230 que declara extinguida la concesión onerosa del terreno llamado "Calama C".

18.1 RECONCILIACIÓN DE LOS PAGOS MÍNIMOS DE LOS ACTIVOS EN LEASING

Reconciliación de los pagos mínimos del leasing, arrendatario	31 de diciembre de 2023			
	Valor Bruto kUSD	Valor Interés kUSD	Valor presente corto plazo kUSD	Valor presente largo plazo kUSD
Menor a un año	8.651	3.264	5.387	0
Entre 1 año y 3 años	19.414	9.158	0	10.256
Entre 3 años y 5 años	12.454	5.576	0	6.878
Más de 5 años	125.520	41.434	0	84.086
Total	166.039	59.432	5.387	101.220

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

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	Alícuota	
	Minima	Maxima
1° de enero de 2022	25%	35%
1° de enero de 2023	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	31-12-2023 kUSD	31-12-2022 kUSD
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Provisiones	22.744	14.394
Activos por Impuestos Diferidos Relativos valor justo Propiedades, Planta y Equipos (no son al costo)	270.792	181.578
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Ingresos Pre Operativos	3.898	4.122
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Pérdidas Tributarias	248.893	223.248
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Intangibles	445	486
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Ingresos Diferidos	2.101	2.725
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Otros	4.364	3.128
Ajuste Purchase Price Allocation (1)	2.277	3.230
Activos por Impuestos Diferidos	555.514	432.911

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.

(1) Como consecuencia del proceso de compra de las sociedades Alba SpA, Alba Andes SpA, Alba Pacífico SpA, Río Alto SpA. y Energías de Abtao SpA. Llamadas proyecto Chilote y realizado El 15 de diciembre de 2022, se realizó un proceso de "Purchase Price Allocation" (PPA) y sus efectos se presentan retroactivamente a la fecha de compra el 2022.

19.2 LOS PASIVOS POR IMPUESTOS DIFERIDOS AL CIERRE INCLUYEN LOS SIGUIENTES CONCEPTOS:

Pasivos por Impuestos Diferidos	31-12-2023 kUSD	31-12-2022 kUSD
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Depreciaciones	234.289	233.636
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Obligaciones por Beneficios Post-Empleo	1.154	1.154
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Intangibles	40.435	50.769
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Intereses Capitalizables	52.221	49.719
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Diferencias de Costo de Propiedades, Planta y Equipos en Filiales	104.776	110.376
Pasivos por Impuestos Diferidos por Diferencia de Costo Histórico Propiedades, Planta y Equipos Filial Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	7.976	10.976
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Otros	23.289	18.511
Ajuste Purchase Price Allocation (1)	11.414	13.245
Pasivos por Impuestos Diferidos	475.554	488.386

(1) Como consecuencia del proceso de compra de las sociedades Alba SpA, Alba Andes SpA, Alba Pacífico SpA, Río Alto SpA. y Energías de Abtao SpA. Llamadas proyecto Chilote y realizado El 15 de diciembre de 2022, se realizó un proceso de "Purchase Price Allocation" (PPA) y sus efectos se presentan retroactivamente a la fecha de compra el 2022.

Los Impuestos diferidos se presentan en el balance como se indica a continuación:

Impuestos Diferidos	31-12-2023 kUSD	31-12-2022 kUSD
Activos por impuestos diferidos no corrientes	108.970	82.391
Pasivos por impuestos diferidos no corrientes	29.010	137.866
Neto	(79.960)	55.475

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 períodos tributarios, potencialmente sujetos a verificación:

País	Periodo
Chile	2018-2023
Argentina	2019-2023

19.3 CONCILIACIÓN TASA EFECTIVA

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022 la conciliación del gasto por impuesto es el siguiente:

19.3.1 Consolidado

Concepto	31-12-2023		31-12-2022	
	Impuesto 27%	Tasa Efectiva	Impuesto 27%	Tasa Efectiva
	kUSD	%	kUSD	%
Impuesto teórico sobre resultado financiero	(134.594)	27,00	(140.397)	27,00
Diferencias permanentes VP Filiales	(925)	0,18	(1.489)	0,29
Otras diferencias permanentes	47.469	(9,54)	9.228	(1,85)
Total Diferencias Permanentes	46.544	(9,36)	7.739	(1,56)
Gasto por Impuesto a la Renta	(88.050)	17,64	(132.658)	25,44

19.3.2 Entidades Nacionales

Concepto	31-12-2023		31-12-2022	
	Impuesto 27%	Tasa Efectiva	Impuesto 27%	Tasa Efectiva
	kUSD	%	kUSD	%
Impuesto teórico sobre resultado financiero	(132.549)	27,00	(135.535)	27,00
Diferencias permanentes VP Filiales	(925)	0,18	(1.489)	0,30
Otras Diferencias Permanentes (1)	46.805	(9,53)	9.476	(1,89)
Total Diferencias Permanentes	45.880	(9,35)	7.987	(1,59)
Gasto por Impuesto a la Renta	(86.669)	17,65	(127.548)	25,41

(1) Corresponde principalmente a impuestos diferidos no recuperables.

19.3.3 Entidades Extranjeras

Concepto	31-12-2023		31-12-2022	
	Impuesto 25%	Tasa Efectiva	Impuesto 25%	Tasa Efectiva
	kUSD	%	kUSD	%
Impuesto teórico sobre resultado financiero, Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	(2.045)	25,00	(4.862)	25,00
Otras Diferencias Permanentes	664	(8,12)	(248)	1,28
Total Diferencias Permanentes	664	(8,12)	(248)	1,28
Gasto por Impuesto a la Renta	(1.381)	16,88	(5.110)	26,28

19.3.4 Efectos en resultado por impuesto a la renta e impuestos diferidos

La composición del ingreso a resultados por impuesto a la renta es el siguiente:

Item	31-12-2023 kUSD	31-12-2022 kUSD
Gasto Tributario Corriente (Provisión Impuesto)	43.532	5.681
Ajuste Gasto Tributario (Ejercicio Anterior)	(7.373)	254
Efecto por Activos o Pasivos por Impuesto Diferido del Ejercicio	(83.687)	(66.669)
Beneficio Tributario por Pérdidas Tributarias	(35.077)	(79.220)
Diferencias Impuesto Otras Jurisdicciones	(164)	(389)
Impuesto a las ganancias relativos a inversiones en instrumentos de patrimonio de otro resultado integral	(5.281)	7.685
Total	(88.050)	(132.658)

19.3.5 Impuesto a las ganancias relacionado con otro resultado integral

Item	31-12-2023 kUSD	31-12-2022 kUSD
Impuesto a las ganancias relativos a inversiones en instrumentos de patrimonio de otro resultado integral	5.281	(7.685)
Total	5.281	(7.685)

19.4 RESULTADO TRIBUTARIO DE LAS FILIALES NACIONALES AL TÉRMINO DEL PERIODO

Al 31 de diciembre de 2023 kUSD 125.314.

Al 31 de diciembre de 2022 kUSD 83.384.

NOTA 20 – OTROS PASIVOS FINANCIEROS

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, los otros pasivos financieros son los siguientes:

Otros Pasivos Financieros	31-12-2023		31-12-2022	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Préstamos que devengan intereses	325.204	1.805.093	383.061	1.392.613
Derivados de cobertura (ver nota 21)	6.500	8.437	0	0
Total	331.704	1.813.530	383.061	1.392.613

Los pasivos financieros de la compañía se encuentran descritos en detalle en las Notas 20.1 y 20.2.

Préstamos que devengan intereses

Clases de préstamos que devengan intereses	31-12-2023		31-12-2022	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Préstamos bancarios	311.420	965.069	369.277	555.640
Obligaciones con público	13.784	840.024	13.784	836.973
Total	325.204	1.805.093	383.061	1.392.613

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		
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País	Moneda	Tipo Amortización	Tasa Efectiva %	Tasa Nominal %	31-12-2023	31-12-2022	31-12-2023	31-12-2022	Total 31-12-2023	Total 31-12-2022
										kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	O-E	BID Invest (1)	EEUU	USD	Amortizable	4,510	4,510	0	0	237	237	237	237
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	O-E	BID Invest (1)	EEUU	USD	Amortizable	4,510	4,510	0	0	114	115	114	115
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	O-E	BID Invest (1)	EEUU	USD	Bullet	1,000	1,000	0	0	7	7	7	7
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	O-E	Banco de Crédito del Perú (2)	Perú	USD	Bullet	0,990	0,990	0	50.450	0	0	0	50.450
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	O-E	Banco Santander (3)	Chile	USD	Bullet	1,660	1,660	0	30.448	0	0	0	30.448
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	O-E	Banco Scotiabank (4)	Chile	USD	Bullet	2,550	2,550	0	0	0	50.882	0	50.882
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	O-E	Banco de Crédito del Perú (5)	Perú	USD	Bullet	2,700	2,700	0	0	0	20.362	0	20.362
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	O-E	Banco Itaú (6)	Chile	USD	Bullet	3,000	3,000	0	0	0	30.602	0	30.602
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	O-E	Banco BCI (7)	Chile	USD	Bullet	3,150	3,150	0	0	0	50.958	0	50.958
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	O-E	Banco Scotiabank (8)	Chile	USD	Bullet	3,540	3,540	0	0	0	51.077	0	51.077
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	O-E	Banco Scotiabank (9)	Chile	USD	Bullet	4,748	4,748	0	0	3.237	2.816	3.237	2.816
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	O-E	Banco Scotiabank (10)	Chile	USD	Bullet	4,748	4,748	0	0	2.162	1.409	2.162	1.409
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	O-E	Banco Chile (11)	Chile	USD	Bullet	6,810	6,810	0	0	0	50.435	0	50.435
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	O-E	Banco Santander (12)	Chile	USD	Bullet	6,280	6,280	0	0	0	25.194	0	25.194
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	O-E	Banco Santander (13)	Chile	USD	Bullet	6,531	6,531	498	0	0	0	498	0
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	O-E	Banco Santander (14)	Chile	USD	Bullet	6,990	6,990	31.910	0	0	0	31.910	0
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	O-E	Banco Estado (15)	Chile	USD	Bullet	6,250	6,250	52.847	0	0	0	52.847	0
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	O-E	Banco BCI (16)	Chile	USD	Bullet	7,300	7,300	0	0	37.910	0	37.910	0
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	O-E	Banco BCI (17)	Chile	USD	Bullet	7,200	7,200	0	0	52.230	0	52.230	0
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	O-E	Banco Scotiabank (18)	Chile	USD	Bullet	6,230	6,230	0	0	101.246	0	101.246	0
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	O-E	IFC (19)	EEUU	USD	Amortizable	6,970	6,970	6.601	0	18.418	0	25.019	0
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	O-E	DEG (19)	Alemania	USD	Amortizable	6,970	6,970	901	0	2.632	0	3.533	0
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	O-E	Banco Chile (20)	Chile	USD	Bullet	7,350	7,350	0	0	470	0	470	0
76.376.043-k	Energías de Abtao S.A.	Chile	O-E	Banco Itaú (21)	Chile	USD	Amortizable	8,539	8,539	0	0	0	4.285	0	4.285
Préstamos que Devengan Intereses, Corriente Total										92.757	80.898	218.663	288.379	311.420	369.277

- (1) Corresponde a los intereses devengados del financiamiento con BID Invest por un total de USD 125 millones descrito en la nota 20.1.2
- (2) Crédito de corto plazo por USD 50 millones con Banco de Crédito del Perú (BCP). Devengaba interés a tasa fija, con vencimiento el 02 de febrero de 2023. Fue renovado a su vencimiento hasta el 1 de agosto de 2023, fecha en la cual fue pagado en su totalidad.
- (3) 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. Este préstamo fue prepago el día 23 de enero de 2023
- (4) Crédito de corto plazo por USD 50 millones con Banco Scotiabank. Devengaba interés a tasa fija, con vencimiento el 21 de abril de 2023. Este préstamo fue renovado, en conjunto con el préstamo indicado en (8), el día 20 de abril de 2023 con nueva fecha de vencimiento del capital el 21 de octubre de 2024 y pago de intereses semestrales. El préstamo resultante de dichas renovaciones, por un monto de USD 100 millones, se encuentra descrito en el número (18).
- (5) Crédito de corto plazo por USD 20 millones con Banco de Crédito del Perú (BCP). Devengaba interés a tasa fija, con vencimiento el 28 de abril de 2023 y fue pagado en dicha fecha.

- (6) Crédito de corto plazo por USD 30 millones con Banco Itaú. Devengaba interés a tasa fija, con vencimiento el 28 de abril de 2023. Fue renovado hasta el 28 de junio de 2023 y pagado en su totalidad en dicha fecha. El préstamo se encontraba 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 50 millones con Banco BCI. Devengaba interés a tasa fija, con vencimiento el 21 de mayo de 2023. Fue renovado por 18 meses hasta el 12 de noviembre de 2024. La renovación de este crédito está descrita en el número (17).
- (8) Crédito de corto plazo por USD 50 millones con Banco Scotiabank. Devengaba interés a tasa fija, con vencimiento el 19 de mayo de 2023. Este préstamo fue renovado, en conjunto con el préstamo indicado en el número (4), el día 20 de abril de 2023 con nueva fecha de vencimiento del capital el 21 de octubre de 2024 y pago de intereses semestrales. El préstamo resultante de dichas renovaciones, por un monto de USD 100 millones, se encuentra descrito en el número (18).
- (9) y (10) Corresponde a los intereses devengados del financiamiento con Scotiabank por un total de USD 250 millones descrito en la nota 20.1.2.
- (11) Crédito de corto plazo por USD 50 millones con Banco de Chile. Devenga interés a tasa fija. Su vencimiento original era 15 de noviembre de 2023. El 15 de noviembre de 2023 fue renovado a tres años plazo, con una nueva fecha de vencimiento de 16 de noviembre de 2026, por lo que este préstamo está descrito con el número (6) en la nota 20.1.2 por corresponder a una deuda de largo plazo al cierre de los estados financieros de 2023.
- (12) Crédito de corto plazo por USD 25 millones con Banco Santander. Devengaba interés a tasa fija con vencimiento el 20 de mayo de 2023 y fue pagado en su totalidad en dicha fecha. Este préstamo se encontraba 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) Corresponde a los intereses devengados del financiamiento con Santander por un total de USD 170 millones descrito en la nota 20.1.2.
- (14) Créditos de corto plazo por un total de USD 30 millones con Banco Santander. Corresponde a la renovación del préstamo a tasa fija descrito en el número (3), cuya fecha de vencimiento fue extendida hasta el 6 de febrero de 2023. Este préstamo fue prepago el día 23 de enero de 2024, con posterioridad al cierre de estos estados financieros. Se encontraba documentado con pagaré simple registrando la obligación de pago en la fecha convenida, sin restricciones financieras ni operativas y con opción de prepago.
- (15) Crédito de corto plazo por USD 50 millones con Banco Estado. Devenga interés a tasa fija con vencimiento el 31 de enero de 2024 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. El 12 de enero de 2024, con posterioridad al cierre de estos estados financieros, el préstamo fue renovado y extendido por un plazo de dos años con nueva fecha de vencimiento el 12 de enero de 2026. Este financiamiento se encuentra documentado con un pagaré en pesos más un contrato derivado del tipo cross-currency swap, bajo el cual la obligación de pago de la compañía es en dólares con una tasa de interés fija.
- (16) Crédito verde por USD 35 millones con BCI. Devenga interés a tasa fija con vencimiento el 16 de mayo de 2024 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.
- (17) Crédito verde por USD 50 millones con BCI resultante de la renovación del préstamo descrito en el número (7) por 18 meses con nueva fecha de vencimiento de 12 de noviembre de 2024. Este crédito 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.
- (18) Crédito a 18 meses con Scotiabank por un total de USD 100 millones, resultante de la renovación de dos préstamos de USD 50 millones cada uno descritos en los números (4) y (8) de esta nota. Este financiamiento vence el 21 de octubre de 2024. Este financiamiento se encuentra documentado con un pagaré en pesos más un contrato derivado del tipo cross-currency swap, bajo el cual la obligación de pago de la compañía es en dólares con una tasa de interés fija.
- (19) Incluye intereses devengados y la primera cuota de capital de los financiamientos con International Finance Corporation (IFC) y Deutsche Investitions und Entwicklungsgesellschaft (DEG) por un total de USD 400 millones descritos en la nota 20.1.2.
- (20) Corresponde a los intereses devengados sobre el crédito de USD 50 millones con Banco de Chile descrito en el número (11) de esta nota y en el número (6) en la nota 20.1.2 por corresponder a una deuda de largo plazo al cierre de los estados financieros de 2023. Su vencimiento original era 15 de noviembre de 2023. En esa fecha, fue renovado a tres años plazo, con una nueva fecha de vencimiento el 16 de noviembre de 2026. Este financiamiento se encuentra documentado con un pagaré en pesos más un contrato derivado del tipo cross-currency swap, bajo el cual la obligación de pago de la compañía es en dólares con una tasa de interés fija.
- (21) 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. Este financiamiento fue prepago en su totalidad el 15 de abril 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 %	31-12-2023	31-12-2022	31-12-2023	31-12-2022	31-12-2023	31-12-2022	31-12-2023	31-12-2022
										kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	BID Invest (1)	EEUU	USD	Amortizable	4,510	4,510	3.276	1.801	12.829	9.126	57.334	62.514	73.439	73.441
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	BID Invest (1)	EEUU	USD	Amortizable	4,510	4,510	1.594	876	6.244	4.440	27.896	30.417	35.734	35.733
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	BID Invest (1)	EEUU	USD	Bullet	1.000	1.000	0	0	0	0	14.891	14.782	14.891	14.782
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	Banco Scotiabank (2)	Chile	USD	Bullet	4,748	4,748	0	0	148.367	147.977	0	0	148.367	147.977
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	Banco Scotiabank (2)	Chile	USD	Bullet	4,748	4,748	0	0	98.912	98.652	0	0	98.912	98.652
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	Banco BCI (3)	Chile	USD	Bullet	7,300	7,300	0	35.319	0	0	0	0	0	35.319
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	Banco Santander (4)	Chile	USD	Bullet	6,372	6,372	0	0	170.000	77.000	0	0	170.000	77.000
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	IFC (5)	EEUU	USD	Amortizable	6,970	6,970	72.221	0	72.716	0	182.074	0	327.011	0
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	DEG (5)	Alemania	USD	Amortizable	6,970	6,970	10.320	0	10.391	0	26.004	0	46.715	0
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	Banco Chile (6)	Chile	USD	Bullet	7,350	7,350	50.000	0	0	0	0	0	50.000	0
76.376.043-k	Energías de Abtao S.A.	Chile	0-E	Banco Itaú (7)	Chile	USD	Amortizable	8,539	8,539	0	75.083	0	0	0	0	0	75.083
Préstamos que Devengan Intereses, No Corriente Total										137.411	113.079	519.459	337.195	308.199	107.713	965.069	557.987

- El 27 de agosto de 2021, la Sociedad giró en su totalidad el préstamo de USD 125 millones firmado con BID Invest el 23 de diciembre de 2020. El financiamiento se compone de un préstamo senior de BID Invest de USD 74 millones, USD 36 millones del Fondo Chino para la cofinanciación en América Latina y el Caribe (China Fund) y USD 15 millones de financiamiento mixto del Fondo de Tecnología Limpia (CTF, por sus siglas en inglés). Los dos primeros tramos, por un total de USD 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 USD 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 termoelectricas 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. La tasa base de la porción del préstamo que se encuentra a tasa variable cambió de LIBOR 6 meses a SOFR compuesta diariamente a partir del 15 de diciembre de 2023. 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 notional equivalente al 50% del capital del préstamo a tasa variable. Con ello, la tasa SOFR quedó fija en una tasa promedio de 4,15% anual sobre un monto notional de USD 55 millones.
- 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 notional equivalente al 70% del capital del préstamo. Con ello, la tasa SOFR quedó fija en una tasa promedio de 2,872% anual.
- 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. Este financiamiento aparece también descrito en el número (16) de la nota 20.1.1 por corresponder a una deuda de corto plazo al cierre de 2023.
- El 15 de diciembre de 2022, la compañía firmó un contrato de crédito a 5 años por un monto total comprometido de USD 170 millones con Banco Santander. En esa fecha se desembolsaron los primeros USD 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 USD 93 millones fueron desembolsados el 15 de febrero de 2023. El capital es pagadero en una sola cuota el 14 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 notional equivalente al 70% del capital del préstamo. Con ello, la tasa SOFR quedó fija en una tasa promedio de 3,493% anual por dicha porción del préstamo a partir del 15 de marzo de 2023, fecha de inicio de la vigencia del derivado. Durante el año 2023, Banco Santander asignó porciones del préstamo a otros bancos quedando finalmente cada uno de ellos con un monto de capital de USD 34 millones cada uno. Los bancos incluyen Banco Santander, Rabobank, Banco Estado, Societé Générale, e Intesa San Paolo.
- El 20 de junio de 2023, la compañía firmó un préstamo verde y vinculado a la sostenibilidad con la Corporación Financiera Internacional (IFC), miembro del Grupo del Banco Mundial por un total de USD350 millones, el que unido a un préstamo paralelo provisto por el banco alemán DEG, del grupo bancario de fomento KfW, alcanza un monto comprometido total de USD400 millones a 10 años plazo. El financiamiento incluye millones provistos por IFC, USD114,5 millones por inversionistas en el marco del programa de

cartera de cofinanciamiento administrado por IFC, USD 35,5 millones por el inversionista centrado en los ODS, ILX Fund, en el marco del Programa de Préstamos B de IFC, además del préstamo de DEG por USD 50 millones. El 28 de julio de 2023 la compañía giró los primeros USD200 millones bajo este financiamiento. Los USD 200 millones restantes fueron desembolsados el 19 de diciembre de 2023. El financiamiento se paga en 19 cuotas semestrales iguales a partir del 15 de julio de 2024 y terminando el 15 de julio de 2033. El préstamo devenga una tasa variable basada en la tasa SOFR compuesta diariamente más un margen y su riesgo de tasa de interés se encuentra cubierto en un 70% con un swap de tasa de interés con Banco de Chile. Con ello, la tasa SOFR quedó fija en una tasa promedio de 3,815% anual. El financiamiento contempla el cumplimiento de ciertos indicadores de sostenibilidad, los que, de ser cumplidos, significarían una reducción del margen del préstamo en 0,2% anual a partir de 2027.

- (6) Préstamo de USD 50 millones con Banco de Chile descrito en el número (11) de la nota 20.1.1. Su vencimiento original era 15 de noviembre de 2023. En esa fecha, fue renovado a tres años plazo, con una nueva fecha de vencimiento de 16 de noviembre de 2026. Este financiamiento se encuentra documentado con un pagaré en pesos más un contrato derivado del tipo cross-currency swap, bajo el cual la obligación de pago de la compañía es en dólares con una tasa de interés fija.
- (7) 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. Este préstamo devengaba una tasa de interés equivalente a LIBOR de 6 meses más 4% y tenía las restricciones habituales de financiamientos de proyecto además del aval de EECL cubriendo el servicio de la deuda. El préstamo fue prepago en su totalidad el 15 de febrero de 2023, con lo que la compañía quedó liberada de dichas restricciones.

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	Total	
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País	Moneda	Tipo Amortización	Tasa Efectiva %	Tasa Nominal %	31-12-2023	31-12-2022	31-12-2023	31-12-2022	31-12-2023	31-12-2022
										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	Pais	Rut	Nombre	Pais	Moneda	Tipo Amortización	Tasa Efectiva %	Tasa Nominal %	Valor Nominal	31-12-2023	31-12-2022	31-12-2023	31-12-2022	31-12-2023	31-12-2022		
											kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon (1)	EEUU	USD	Bullet	5,228	4,500	373.625	347.290	345.288	0	0	0	0	347.290	345.288
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon (2)	EEUU	USD	Bullet	3,669	3,400	610.500	0	0	0	0	492.734	491.685	492.734	491.685
Obligaciones con el Público>Total											347.290	345.288	0	0	492.734	491.685	840.024	836.973

- (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 2023

Entidad Deudora		Entidad Acreedora								0 a 1 año		1 a 3 años		3 a 5 años		Más de 5 años		Total
Rut	Nombre	Pais	Rut	Nombre	Pais	Moneda	Tipo Amortización	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Valor Nominal	31-12-2023	31-12-2023	31-12-2023	31-12-2023	31-12-2023	31-12-2023	kUSD	
											kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD		
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon	EEUU	USD	Bullet	5,228	4,500	373.625	15.750	357.875	0	0	0	0	373.625	
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon	EEUU	USD	Bullet	3,669	3,400	610.500	17.000	34.000	34.000	525.500	0	0	610.500	
Total										984.125	32.750	391.875	34.000	525.500	0	0	984.125	

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	Pais	Rut	Nombre	Pais	Moneda	Tipo Amortización	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Valor Nominal	31-12-2022	31-12-2022	31-12-2022	31-12-2022	31-12-2022	31-12-2022	kUSD	
											kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD		
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon	EEUU	USD	Bullet	6,098	5,625	389.375	15.750	373.625	0	0	0	0	389.375	
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon	EEUU	USD	Bullet	5,228	4,500	627.500	17.000	34.000	34.000	542.500	0	0	627.500	
Total										1.016.875	32.750	407.625	34.000	542.500	0	0	1.016.875	

NOTA 21 – DERIVADOS Y OPERACIONES DE COBERTURA

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, 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	31-12-2023				31-12-2022			
	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	12.391	5.682	6.500	8.437	17.865	5.055	0	0
Total	12.391	5.682	6.500	8.437	17.865	5.055	0	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
			31-12-2023 kUSD	31-12-2022 kUSD	
Forward	Tipo de cambio	Costos en pesos (CLP)	120.000	108.000	Flujos de caja
Forward	Tipo de cambio	Proyectos de inversión	1.292	0	Flujos de caja
Swap	Precio Commodity	Contratos de energía	198.000	0	Flujos de caja
Swap	Tipo de cambio	Tasas de Interés	584.000	294.000	Flujos de caja

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al cierre del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2023 y 2022, la Sociedad no ha reconocido ganancias o pérdidas por ineffectividad.

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	31-12-2023	31-12-2023	31-12-2022	31-12-2022
	Valor Libro kUSD	Valor Justo kUSD	Valor Libro kUSD	Valor Justo kUSD
Efectivo y equivalentes al efectivo				
Efectivo en caja	32	32	31	31
Saldos en Bancos	12.783	12.783	47.322	47.322
Depósitos a corto plazo, clasificados como equivalentes al efectivo	288.512	288.512	85.012	85.012
Activos financieros				
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes, no corrientes	568.755	568.755	546.365	546.365
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	7.407	7.407	5.532	5.532
Pasivos financieros				
Otros pasivos financieros	2.145.234	772.083	1.775.674	754.857
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	294.249	294.249	229.766	229.766
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes, no corrientes	65.457	65.457	59.504	59.504

Instrumentos Financieros Medidos a Valor Razonable	31-12-2023 kUSD	NIVEL 1 kUSD	NIVEL 2 kUSD	NIVEL 3 kUSD
Activos Financieros				
Activos Financieros a valor razonable con cambio en resultado	18.073	18.073	0	0
Total	18.073	18.073	0	0
Pasivos Financieros				
Derivados financieros derivados como cobertura de flujo de caja	14.937	0	14.937	0
Total	14.937	0	14.937	0

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

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 2023 y 2022, los pasivos por arrendamientos son los siguientes:

Pasivos por arrendamientos	31-12-2023		31-12-2022	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Leasing NIIF 16	5.387	101.220	6.416	135.165
Total	5.387	101.220	6.416	135.165

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 Amortización	Tasa Efectiva %	Tasa Nominal %	31-12-2023	31-12-2022	31-12-2023	31-12-2022	31-12-2023	31-12-2022
								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	52	53	24	24	76	77
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	115	122	181	180	296	302
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	82	87	129	128	211	215
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales (*)	UF	Anual	3,810	3,810	0	152	0	225	0	377
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	28	30	64	63	92	93
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Deka Inmobiliaria Chile One SpA	UF	Mensual	2,430	2,430	174	176	503	506	677	682
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Sencorp Rentas Inmobiliarias SpA	UF	Mensual	2,450	2,450	93	94	269	270	362	364
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,940	2,940	229	240	302	301	531	541
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,560	3,560	21	22	29	29	50	51
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,670	2,670	9	9	22	20	31	29
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,870	2,870	27	28	61	60	88	88
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,640	2,640	25	27	83	83	108	110
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,590	2,590	6	6	22	22	28	28
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Arrendadores de Vehiculos S.A.	UF	Mensual	0,800	0,800	140	141	424	419	564	560
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales (**)	UF	Anual	3,010	3,010	0	460	0	381	0	841
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,010	3,010	793	743	798	615	1.591	1.358
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo SpA	Chile	Monte Redondo S.A.	USD	Trimestral	4,006	4,006	84	84	176	169	260	253
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo SpA	Chile	Arrendadores de Vehiculos S.A.	UF	Mensual	0,800	0,800	9	9	26	26	35	35
76.247.976-1	Solar Los Loros SpA	Chile	Sociedad Agrícola Rio Escondido Ltda.	UF	Anual	4,371	4,371	85	83	0	0	85	83
76.708.710-1	Central Termoeléctrica Andina SpA.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	CLP	Mensual	2,960	2,960	10	10	7	30	17	40
76.708.710-1	Central Termoeléctrica Andina SpA.	Chile	Ministerio de Defensa Nacional	UTM	Semestral	2,500	2,500	130	133	118	119	248	252
78.974.730-K	Gasoducto Nor Andino SpA	Chile	Arrendadores de Vehiculos S.A.	UF	Mensual	0,800	0,800	9	9	28	28	37	37
Pasivos por Arrendamientos, Total								2.121	2.718	3.266	3.698	5.387	6.416

(**) Con fecha 19 de junio el Ministerio de Bienes Nacionales emitió la resolución exenta N°150 que declara extinguida la concesión onerosa del terreno llamado "Pampa Yolanda". Con fecha 17 de agosto el Ministerio de Bienes Nacionales emitió la resolución exenta N°230 que declara extinguida la concesión onerosa del terreno llamado "Calama C".

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 Amortización	Tasa Efectiva %	Tasa Nominal %	31-12-2023	31-12-2022	31-12-2023	31-12-2022	31-12-2023	31-12-2022	31-12-2023	31-12-2022
								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	156	153	116	114	952	1.041	1.224	1.308
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	586	581	429	425	6.157	6.562	7.172	7.568
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	418	415	306	303	4.395	4.683	5.119	5.401
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales (**)	UF	Anual	3,810	3,810	0	727	0	532	0	8.210	0	9.469
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	207	205	151	150	4.114	4.313	4.472	4.668
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Deka Inmobiliaria Chile One SpA	UF	Mensual	2,430	2,430	2.106	2.118	1.175	1.497	0	450	3.281	4.065
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Sencorp Rentas Inmobiliarias SpA	UF	Mensual	2,450	2,450	1.164	1.154	655	836	0	250	1.819	2.240
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,940	2,940	961	961	689	688	16.940	17.793	18.590	19.442
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,560	3,560	93	92	67	67	688	744	848	903
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,670	2,670	70	68	54	52	806	858	930	978
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,870	2,870	190	190	136	136	1.877	2.003	2.203	2.329
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,640	2,640	263	263	187	187	1.761	1.910	2.211	2.360
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,590	2,590	69	69	49	49	423	461	541	579
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Arrendadores de vehiculos S.A.	UF	Mensual	0,800	0,800	0	579	0	0	0	0	0	579
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales (**)	UF	Anual	3,010	3,010	0	1.212	0	870	0	23.914	0	25.996
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,010	3,010	2.348	1.957	1.686	1.405	44.146	38.617	48.180	41.979
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo SpA	Chile	Monte Redondo S.A.	USD	Trimestral	4,006	4,006	761	732	560	538	1.101	1.386	2.422	2.656
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo SpA	Chile	Arrendadores de Vehículos S.A.	UF	Mensual	0,800	0,800	0	35	0	0	0	0	0	35
76.247.976-1	Solar Los Loros SpA	Chile	Sociedad Agrícola Rio Escondido Ltda.	UF	Anual	4,371	4,371	123	119	93	93	636	706	852	918
76.708.710-1	Central Termoelectrica Andina SpA.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	CLP	Mensual	2,960	2,960	0	17	0	0	0	0	0	17
76.708.710-1	Central Termoelectrica Andina SpA.	Chile	Ministerio de Defensa Nacional	UTM	Semestral	2,500	2,500	741	744	525	527	90	366	1.356	1.637
78.974.730-K	Gasoducto Nor Andino SpA	Chile	Arrendadores de vehiculos S.A.	UF	Mensual	0,800	0,800	0	38	0	0	0	0	0	38
Pasivos por Arrendamientos,Total								10.256	12.429	6.878	8.469	84.086	114.267	101.220	135.165

(**) Con fecha 19 de junio el Ministerio de Bienes Nacionales emitió la resolución exenta N°150 que declara extinguida la concesión onerosa del terreno llamado "Pampa Yolanda". Con fecha 17 de agosto el Ministerio de Bienes Nacionales emitió la resolución exenta N°230 que declara extinguida la concesión onerosa del terreno llamado "Calama C".

NOTA 23 – GESTIÓN DE RIESGOS

Política de Gestión de Riesgos Financieros

El sector de energía está sujeto a condiciones económicas, políticas, regulatorias, sociales y 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 periódica y cercanamente 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 la matriz de riesgos que es actualizada y revisada trimestralmente. 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.

La gestión de riesgos es presentada al Directorio de la Compañía anualmente. 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 MUSD 489, 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. Una vez publicados los respectivos siguientes decretos de precio de nudo, se realizaron transacciones similares el 4 de marzo de 2022 para el cuarto grupo de cuentas por cobrar, el 14 de julio de 2022 para el quinto grupo de cuentas por cobrar y el 12 de mayo de 2023 para el sexto grupo. Al ser ventas en dólares, a un descuento y sin recurso a las compañías generadoras, EECL y EMR pudieron reducir su exposición al tipo de cambio y el riesgo de crédito asociado a estas cuentas por cobrar y lograron recuperar liquidez, a costa de un descuento que tuvo impactos en los estados financieros de 2021, 2022 y 2023. En 2021, este costo financiero ascendió a US\$51 millones, en 2022 llegó a los MUSD 15,4 y en 2023 alcanzó MUSD 12,6. Con esto, los gastos financieros totales del programa PEC-1 ascendieron a MUSD 79,1. El 30 de agosto, 30 de octubre y 28 de diciembre de 2023, tuvieron lugar las primeras ventas de documentos de pago emitidos bajo programa PEC-2 que no estuvieron sujetas a descuentos financieros, y que resultaron en ingresos de caja de MUSD 232,1 incluyendo intereses.

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". Al 31 de diciembre de 2023, la Compañía mantenía contratos de venta de dólares "forward" con bancos por un monto nominal total de MUSD 120 con vencimientos mensuales de entre MUSD 8 y MUSD 12 por mes entre enero y diciembre de 2024 con el fin de disminuir los efectos de las fluctuaciones de tipo de cambio dólar/peso, sobre los resultados financieros de la empresa. Por otra parte, la empresa ha firmado 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, 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, existen contratos de venta de dólares forward por un monto nominal total de US\$62 millones para cubrir pagos periódicos en UF a contratistas del proyecto Lomas de Taltal. Estos derivados fueron tomados con Banco de Chile y cubren flujos de pago periódicos hasta marzo de 2025.

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 2023, un 99,1% 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, éstos 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 2023, los pasivos por arrendamientos denominados en monedas distintas al dólar ascendían a la cantidad de US\$106,6 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 notional acordado.

Para minimizar el riesgo de fluctuaciones en las tasas de interés, procuramos mantener nuestra deuda financiera a tasas de interés fijas, excepto por una porción de la deuda equivalente a los niveles de saldo de efectivo de la compañía que se invierten a tasas de interés que fluctúan en línea con los movimientos de la tasa base de los pasivos a tasa variable. Al 31 de diciembre de 2023, un 83,8% de nuestra deuda financiera estaba a tasa fija o cubierta por derivados, mientras que un 16,2% de la deuda financiera, sin considerar las obligaciones por leasing bajo IFRS16, se encontraba a tasa variable (US\$55 millones del financiamiento con BID Invest, US\$75 millones del préstamo con Scotiabank, US\$51 millones del préstamo con Santander y US\$160 millones del financiamiento del IFC y DEG).

Tasa de Interés	31-12-2023 KUSD	31-12-2022 KUSD
Tasa de interés fija	83,84%	87,70%
Tasa de interés variable	16,16%	12,30%
Total	100,00%	100,00%

23.2 RIESGO DE PRECIO DE ACCIONES

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022 EECL y sus filiales no poseían inversiones en instrumentos de patrimonio.

23.3 RIESGO DE PRECIO 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 confirmó 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.

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 y ha realizado compras de GNL en el mercado spot.

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, la compañía, 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, 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 ha implementado una estrategia de cobertura para 2024 para cubrir su exposición larga a Henry Hub. Entre 2021 y el primer semestre de 2023 se pudo constatar la materialización de este riesgo. En nuestro país, los años hidrológicos 2021-22 y 2022-23 fueron extremadamente secos, extendiéndose estas condiciones de sequía hasta el mes de junio de 2023, 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, hasta el primer semestre de 2023, 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 por sobre los 2,1 TWh de 2022) y, por ende, su exposición al costo marginal; (ii) sus contratos de suministro de GNL de largo plazo y compras en el mercado spot; (iii) la entrada en operaciones de nuevos proyectos de generación de energía renovable que reduce la dependencia de 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, 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, y cuyo riesgo de crédito es bajo, aunque se ha podido observar retrasos en los pagos de clientes regulados de menor tamaño, tales como cooperativas. 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. Entre el 8 de febrero de 2021 y el 12 de mayo de 2023, la compañía concretó 6

operaciones de venta de cuentas por cobrar correspondientes a los decretos de Precio de Nudo Promedio de enero de 2020, julio de 2020, enero de 2021, julio de 2021, enero de 2022 y julio de 2022 por un valor total nominal de MUSD 272,9, recibiendo recursos líquidos por MUSD 193,8 y reportando un costo financiero total de MUSD 79,1. Con la promulgación de la Ley MPC, se han seguido generando saldos a cobrar por el diferencial entre el precio estabilizado (PEC) y las tarifas contractuales. Con la publicación del decreto de Precio de Nudo Promedio de julio 2022 y la Resolución Exenta que sentó las bases para aplicación efectiva de la Ley, la Tesorería ha comenzado a emitir Documentos de Pago que la Compañía puede 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. Las primeras tres ventas de Documentos de Pago se concretaron el 30 de agosto, 30 de octubre y 28 de diciembre de 2023, mediante las cuales la compañía recibió recursos líquidos por un valor total de MUSD 232,1 incluyendo intereses.

En años anteriores la industria eléctrica comenzó a evolucionar 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 firmó contratos con clientes comerciales e industriales más pequeños que podrían tener un mayor riesgo de crédito. Para mitigar este riesgo, la compañía puso 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 dejó de comercializar activamente este segmento con el fin de equilibrar su portafolio de contratos y reducir su posición compradora en el mercado spot de energía.

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. Situaciones de insolvencia de otros operadores del sector eléctrico con quienes la compañía mantiene contratos de suministro para reducir su exposición al mercado spot podrían exponer a la compañía a retomar su exposición compradora en el mercado spot.

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 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.

23.6 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.

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 309 millones al 31 de diciembre de 2023. Si bien la deuda de corto plazo de la compañía se encuentra actualmente en niveles superiores a los reportados en ejercicios anteriores, durante enero de 2024 la sociedad ha reducido su deuda con vencimiento menor a un año y se encuentra abocada a extender el perfil de vencimiento medio de su deuda. La Compañía cuenta con acceso abierto a los mercados financieros que le permiten enfrentar sus compromisos comerciales y financieros de corto plazo. Para hacer frente a las necesidades de financiamiento de proyectos de energía renovable y de refinanciación de pasivos, la compañía firmó un préstamo a 10 años plazo por un valor total de USD400 millones con los bancos de desarrollo, IFC y DEG. Asimismo, la empresa ha comenzado a monetizar cuentas por cobrar a compañías distribuidoras originadas por la segunda ley de estabilización de precios a clientes regulados (ley MPC), bajo los mecanismos acordados con el Banco Interamericano de Desarrollo. Durante 2023, la compañía recibió fondos por USD 232,1 millones incluyendo intereses. Estos fondos, y los que la compañía espera recibir durante 2024 contribuirán a restaurar la liquidez de la compañía y extender el perfil de vencimientos de su deuda.

Las acciones de pago, renovación, y toma de deudas se encuentran detalladas en la Nota 20 de estos estados financieros así como en el Análisis Razonado de los Estados Financieros.

23.7 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).

23.8 CLASIFICACIÓN DE RIESGO

Al 31 de diciembre de 2023, 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	31-12-2023 kUSD	31-12-2022 kUSD
Facturas por Pagar a Proveedores Extranjeros	60.331	27.980
Facturas por Pagar a Proveedores Nacionales	176.695	163.005
Facturas por Recibir Compras Nacionales y Extranjeras	57.223	38.781
Total	294.249	229.766

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						31-12-2023 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	95.385	55.242	0	0	0	0	150.627	30
Servicios	143.590	0	0	0	0	0	143.590	30
Dividendos por Pagar	0	0	0	0	0	0	0	
Total	238.975	55.242	0	0	0	0	294.217	

Tipo de proveedor	Montos según días vencidos						31-12-2023 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	0	0	0	0	5	0	5
Servicios	22	4	1	0	0	0	27
Dividendos por Pagar	0	0	0	0	0	0	0
Total	22	4	1	0	5	0	32

Los montos por pagar entre los 31 y 365 días corresponden a extensión del plazo de pago de obligaciones con proveedores de combustibles.

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

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	31-12-2023 kUSD	31-12-2022 kUSD
Provisión de Vacaciones	8.271	7.080
Provisión Bonificación Anual	12.013	6.058
Descuentos Previsionales y de Salud	960	920
Retención Impuestos	626	724
Otras Remuneraciones	10.041	391
Total	31.911	15.173

NOTA 26 – OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS

Los Otros Pasivos No Financieros Corrientes se detallan a continuación.

Otros Pasivos no Financieros, Corrientes	31-12-2023 kUSD	31-12-2022 kUSD
IVA débito fiscal	3.125	4.646
Impuestos de retención	937	632
Ingresos anticipados (1)	10.374	1
Ingreso anticipado contrato GTA con Engie Gas Chile SpA (2)	0	198
Total	14.436	5.477

(1) Corresponde a cobros de Cargo Unico facturados y que aún no son traspasados a clientes finales.

(2) 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	31-12-2023 kUSD	31-12-2022 kUSD
Ingresos garantías	81	81
Total	81	81

NOTA 27 – OTRAS PROVISIONES NO CORRIENTES

Otras Provisiones No Corriente	31-12-2023 kUSD	31-12-2022 kUSD
Contingencia Tributaria Gasoducto Nor Andino S.A. (1)		
Saldo inicial	152	351
Movimiento	(152)	(199)
Subtotal	0	152
<i>(1) Ver Nota 40.5 c)</i>		
Contrato GTA		
Saldo Inicial	0	198
Movimiento	0	(198)
Subtotal	0	0
Provisión Desmantelamiento		
Saldo Inicial	157.675	57.997
Movimiento (1)	8.849	87.714
Ajuste Purchase Price Allocation (2)	0	11.964
Subtotal	166.524	157.675
Otros		
Saldo Inicial	4.000	0
Movimiento	0	4.000
Subtotal	4.000	4.000
Total	170.524	161.827

(1) 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 y las unidades renovables Parque Eólico Calama, Parque Solar Capricornio, Parque Solar Tamaya, Parque Solar Coya y las Centrales San Pedro I y San Pedro II, las evaluaciones fueron actualizadas al cierre del 2023 y 2022.

(2) Como consecuencia del proceso de compra de las sociedades Alba SpA, Alba Andes SpA, Alba Pacífico SpA, Río Alto SpA. y Energías de Abtao SpA. Llamadas proyecto Chilote cerrado El 15 de diciembre de 2022, se realizó un proceso de "Purchase Price Allocation" (PPA) y sus efectos se presentan retroactivamente a la fecha de compra el 2022.

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	31-12-2023 kUSD	31-12-2022 kUSD
Indemnización por Años de Servicio	43	46
Total	43	46

Los cambios en la obligación por beneficio son los siguientes:

Provisiones no Corrientes por Beneficios a los Empleados	31-12-2023 kUSD	31-12-2022 kUSD
Saldo Inicial	46	47
Pagos del Periodo	0	0
Indemnización por Años de Servicio Actuarial (valorización a tasa de cierre)	(3)	(1)
Total	43	46

Gastos Reconocidos en el Estado de Resultados

Provisiones no Corrientes por Beneficios a los Empleados	31-12-2023 kUSD	31-12-2022 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	31-12-2023	31-12-2022
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 2023.

Otras Reservas del Patrimonio	31-12-2023 kUSD	31-12-2022 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	14.240	19.416
Total	389.195	394.371

(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.

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	31-12-2023 kUSD	31-12-2022 kUSD
Ventas de energía y potencia	1.985.950	1.754.656
Venta y transporte de gas	81.159	48.861
Venta de Combustible	46	764
Venta de peajes (1)	103.216	100.064
Arriendo instalaciones	1.258	1.209
Servicios Portuarios (2)	8.272	9.629
Recupero Siniestro Planta Solar Capricornio	1.340	0
Otras ventas - ingresos	6.596	5.083
Total	2.187.837	1.920.266

(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	31-12-2023		31-12-2022	
	kUSD	%	kUSD	%
Regulados (Centro Sur SEN)	614.738	28,10%	548.245	28,55%
Grupo CODELCO	427.186	19,53%	391.256	20,38%
Regulados EMEL	221.877	10,14%	234.098	12,19%
Grupo AMSA (1)	171.117	7,82%	168.376	8,77%
Grupo GLENCORE	111.543	5,10%	107.258	5,59%
El Abra	87.959	4,02%	84.285	4,39%
Otros clientes	553.417	25,29%	386.748	20,13%
Total Ventas	2.187.837	100,00%	1.920.266	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.

INGRESOS ORDINARIOS

Ingresos Ordinarios	31-12-2023 kUSD	31-12-2022 kUSD
Ventas de energía y potencia	1.985.950	1.754.656
Otros ingresos	201.887	165.610
Total Ventas	2.187.837	1.920.266

NOTA 31 – COSTOS DE VENTA**COSTOS DE VENTA**

Costos de Venta	31-12-2023 kUSD	31-12-2022 kUSD
Costos de combustibles, lubricantes y otros	591.306	648.172
Costos de energía y potencia	815.576	798.331
Sueldos y salarios	25.948	31.428
Beneficios anuales	13.290	8.341
Otros beneficios del personal	20.185	8.307
Obligaciones post empleo	11	11
Costo Venta Combustibles	76.770	33.227
Transporte de Gas	0	279
Servicio Muelle	10.832	11.414
Servicios de Mantenición y Reparación	31.734	17.926
Servicios de Terceros	42.279	31.344
Asesorías y Honorarios	2.097	1.790
Operación y Mantenimiento Gasoductos	570	737
Costo Peaje	77.417	65.823
Depreciación propiedad, planta y equipo	158.348	164.983
Amortización activos derecho de uso	2.179	2.043
Depreciación repuestos	(1.250)	2.007
Amortización Intangibles	16.421	16.293
Contribuciones y patentes	6.482	6.198
Seguros	33.521	28.541
Otros egresos	18.147	23.768
Total	1.941.863	1.900.963

NOTA 32 – OTROS INGRESOS Y EGRESOS DE LA OPERACION

OTROS INGRESOS Y EGRESOS DE LA OPERACIÓN

Otros Ingresos y Egresos de la Operación	31-12-2023 kUSD	31-12-2022 kUSD
Venta de agua	2.975	2.512
Recupero incobrables	442	514
Deudas Incobrables	(456)	(439)
Venta de propiedades, planta y equipo (*)	410	10
Venta de repuestos	0	95
Recupero Final Siniestro Laja - EMR	0	475
Recupero Siniestro Planta Solar Capricornio	4.360	0
Otros Ingresos	13.092	10.155
Total	20.823	13.322

(*) 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	31-12-2023 kUSD	31-12-2022 kUSD
Sueldos y salarios	10.773	11.167
Beneficios anuales	4.956	3.386
Otros beneficios del personal	3.135	3.292
Obligaciones post empleo	14	14
Servicios de terceros y asesorías	19.094	11.383
Depreciación propiedad, planta y equipo	2.975	2.963
Amortización activos derecho de uso	1.891	1.102
Contribuciones y patentes	(910)	329
Seguros	44	26
Otros	6.785	4.243
Total	48.757	37.905

No hay normativa vigente que obligue a las sociedades emisoras de valores inscritas en el Registro de Valores a revelar en sus estados financieros los honorarios pagados a sus auditores externos, sin embargo, y a solicitud de nuestros auditores hemos revelado los honorarios correspondientes al ejercicio 2023.

Remuneraciones auditores externos	31-12-2023 kUSD
Servicios de auditoría	374
Otros servicios	34
Total	408

NOTA 34 – GASTOS DEL PERSONAL

Gastos del personal	31-12-2023 kUSD	31-12-2022 kUSD
Sueldos y salarios	36.721	42.595
Beneficios anuales	18.246	11.727
Otros beneficios del personal	23.320	11.599
Obligaciones post empleo	25	25
Total	78.312	65.946

NOTA 35 – OTROS GASTOS (INGRESOS)

Otros Gastos (Ingresos)	31-12-2023 kUSD	31-12-2022 kUSD
Baja propiedades, planta y equipo, Planta Solar Capricornio (1)	7.718	0
Baja activos por derecho de uso (2)	3.160	0
Baja propiedades, planta y equipo	6.924	1.056
Costo venta repuestos	0	4.535
Deterioro económico (3)	577.459	412.568
Gastos proyectos en desarrollo (4)	0	30.096
Gasto desmantelamiento (5)	18.666	0
Total	613.927	448.255

(1) Corresponde a la baja parcial del Proyecto Planta Solar Capricornio asociado al Siniestro en etapa de construcción, el valor recuperado se indica en las Notas 30 y 32.

(2) Con fecha 19 de junio el Ministerio de Bienes Nacionales emitió la resolución exenta N°150 que declara extinguida la concesión onerosa del terreno llamado “Pampa Yolanda”. Con fecha 17 de agosto el Ministerio de Bienes Nacionales emitió la resolución exenta N°230 que declara extinguida la concesión onerosa del terreno llamado “Calama C”.

(3) Deterioro económico 2022

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.

(3) Deterioro económico 2023

El valor en libros de algunos activos exceden su valor en uso, por lo tanto y de acuerdo al criterio de la política de deterioro que indica la norma se procede con el ajuste a resultados kUSD 577.459.

El detalle es el siguiente:

Detalle deterioro económico	31-12-2023 kUSD	31-12-2022 kUSD
Deterioro activos de generación térmica (Ver Nota 17)	558.171	380.999
Deterioro intangibles (Ver Nota 15)	19.288	0
Plusvalía del Grupo ENGIE y Codelco (Ver Nota 16.1)	0	25.099
Deterioro activos desmantelamiento unidades a carbón (Ver Nota 17)	0	10.397
Reversa de deterioro repuestos vendidos (Ver Nota 11)	0	(3.927)
Total	577.459	412.568

(4) 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.

(3) (4) 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. El activo por impuestos diferidos asociados al reconocimiento de deterioro del ejercicio 2023 es por un monto de kUSD 86.341.

(5) Corresponde al proceso de actualización de la provisión por desmantelamiento, con cotizaciones actualizadas y de acuerdo a tasa de descuento para periodo 2023.

NOTA 36 – INGRESOS FINANCIEROS

Ingresos Financieros	31-12-2023 kUSD	31-12-2022 kUSD
Intereses financieros	23.414	16.782
Total	23.414	16.782

NOTA 37 – COSTOS FINANCIEROS

Costos financieros	31-12-2023 kUSD	31-12-2022 kUSD
Intereses financieros	120.960	69.138
Intereses financieros leasing	6.804	6.347
Total	127.764	75.485

El aumento de USD 52,3 millones en gastos financieros en 2023 en comparación con el año anterior se debió principalmente al aumento progresivo en la deuda financiera durante 2022 para solventar las inversiones en proyectos renovables, los mayores costos de operación y la acumulación de cuentas por cobrar por el mecanismo de estabilización de precios a clientes regulados. El costo medio de la deuda sufrió un aumento debido al alza generalizada de tasas de interés en los mercados globales. De esa forma, la tasa cupón promedio de la deuda financiera de la compañía subió de 4,2% en 2022 a 5,4% en 2023. La variación en el gasto financiero también incluyó el efecto de la venta y cesión de los saldos generados a favor de Engie por la aplicación del mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica (Ley N°21.185 de noviembre 2019 - "PEC"). El diferencial entre el monto nominal de saldos vendidos y el precio de compra, que incluye el descuento aplicado y gastos de la transacción, se registró como gasto financiero. En 2023 este gasto alcanzó MUSD 12,6, en tanto en 2022 se registraron MUSD 15,4.

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 2023 y 2022.

Diferencias de Cambio	Moneda	31-12-2023 kUSD	31-12-2022 kUSD
Activos			
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	CLP	(6.594)	(42.301)
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	EUR	9.685	43.022
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Peso Argentino	1.746	(73)
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	CLP	(4.370)	(9.861)
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	EUR	16	(12)
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	Peso Argentino	0	(2)
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	UF	2	0
Activos por Impuestos Corrientes	Peso Argentino	(2.159)	(141)
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, corriente	CLP	415	(51)
Otros Activos No Financieros	CLP	(7.949)	2.679
Otros Activos No Financieros	EUR	94	700
Otros Activos No Financieros	Peso Argentino	(91)	(93)
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, No Corriente	CLP	(66)	(121)
Otros Activos No Financieros, No Corriente	UF	4	18
Total Activos		(9.267)	(6.236)
Pasivos			
Pasivos por Arrendamientos, Corriente	CLP	(140)	(65)
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	CLP	9.688	(6.645)
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	EUR	(213)	377
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	GBP	(8)	(3)
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	YEN	0	(1)
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	UF	112	(424)
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	Franco Suizo	1	(3)
Pasivos por Impuestos, Corriente	Peso Argentino	(401)	(371)
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	CLP	0	(372)
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	EUR	(14)	2
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	UF	0	1
Otros Pasivos No Financieros	CLP	1.509	1.342
Pasivo por Impuestos Diferidos	Peso Argentino	(232)	(470)
Pasivos por Arrendamientos, No Corriente	CLP	(3.046)	(1.486)
Provisiones por Beneficios a los empleados	CLP	(361)	(578)
Otras Provisiones	Peso Argentino	78	230
Total Pasivos		6.973	(8.466)
Total Diferencias de Cambio		(2.294)	(14.702)

NOTA 39 – GANANCIA POR ACCION

Informaciones a Revelar sobre Ganancias por Acción Básica	31-12-2023 kUSD	31-12-2022 kUSD
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Tenedores de Instrumentos Participación en el Patrimonio Neto de la Controladora	(411.054)	(388.769)
Resultado Disponible para Accionistas Comunes, Básico	(411.054)	(388.769)
Promedio Ponderado de Acciones, Básico	1.053.309.776	1.053.309.776
Ganancia por Acción Básica	(USD 0,390)	(USD 0,369)

ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD

Nombre de los Mayores Accionistas al 31 de diciembre de 2023	Número de Acciones	Participación
ENGIE Austral S.A.	631.924.219	59,99%
Banco Santander por cuenta de Inversionistas extranjeros	41.158.445	3,91%
Banco de Chile por cuenta de State Street	27.561.221	2,62%
BCI Corredores de Bolsa S.A.	18.950.513	1,80%
AFP Provida S.A. Fondo Tipo C	16.527.230	1,57%
Compass Small Cap Chile Fondo de Inversion	15.913.246	1,51%
Larrain Vial S.A. Corredora de Bolsa	14.976.765	1,42%
AFP Habitat S.A. Fondo Tipo C	14.730.651	1,40%
BANCHILE Corredores de Bolsa S.A.	11.255.929	1,07%
AFP Provida S.A. Fondo Tipo B	11.056.095	1,05%
AFP Habitat S.A. Fondo Tipo A	10.120.430	0,96%
AFP Cuprum S.A. Fondo Tipo C	9.894.272	0,94%
Otros accionistas	229.240.760	21,76%
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	
		31-12-2023 kUSD	31-12-2022 kUSD
Coordinador Eléctrico Nacional	Boleta de Garantía	197.286	196.638
Secretaría Regional Ministerial de Bienes Nacionales	Boleta de Garantía	36.197	38.030
Ministerio de Energía	Boleta de Garantía	9.538	17.891
Hidroeléctra San Andrés SpA	Boleta de Garantía	2.200	0
Director General del Territorio Marino y de Marina Mercante	Póliza de Garantía	2.095	2.044
Hidroeléctrica Rio Lircay S.A.	Boleta de Garantía	2.031	1.058
Parque Solar Fotovoltaico Sol del Desierto SpA	Boleta de Garantía	2.000	2.000
Sierra Gorda Sociedad Contractual	Boleta de Garantía	1.500	1.500
CGE Transmisión S.A.	Boleta de Garantía	1.302	1.100
Transelec S.A.	Boleta de Garantía	1.176	1.258
Hidroeléctrica Dos Valles SpA	Boleta de Garantía	980	0
Dirección Regional de Vialidad, Región Antofagasta y Tarapacá	Boleta de Garantía	529	556
Enaex S.A.	Boleta de Garantía	405	849
Transelec Holdings Rentas Limitada	Boleta de Garantía	352	258
Hidroeléctrica Punta del Viento SpA	Boleta de Garantía	310	0
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Boleta de Garantía	264	172
Hidroeléctrica Roblería SpA	Boleta de Garantía	210	0
El Agrío Hidro SpA	Boleta de Garantía	200	0
Hidroeléctrica Palacios SpA	Boleta de Garantía	200	0
Los Padres Hidro SpA	Boleta de Garantía	160	0
Compañía General de Electricidad S.A.	Boleta de Garantía	147	86
Enel Distribución Chile S.A.	Boleta de Garantía	132	129
Eólica La Estrella SpA	Boleta de Garantía	108	106
Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Boleta de Garantía	88	86
ENAX Servicios S.A.	Boleta de Garantía	64	64
Complejo Metalúrgico Altonorte S.A.	Boleta de Garantía	37	36
Hospital Dr. Ernesto Torres Galdames	Boleta de Garantía	35	47
Hospital San José del Carmen	Boleta de Garantía	33	45
Hospital Dr. Juan Noé Crevanni	Boleta de Garantía	29	38
Hospital San Pablo	Boleta de Garantía	28	37
Hospital Provincial del Huasco	Boleta de Garantía	14	18
Hospital Dr. Marcos Macuada	Boleta de Garantía	7	9
Fundación Tiempos Nuevos	Boleta de Garantía	6	6
CESFAM Dr. Héctor Reyno Gutiérrez	Boleta de Garantía	3	4
Interchile S.A.	Boleta de Garantía	0	6.400
Albemarle Limitada	Boleta de Garantía	0	1.546
Colbun Transmisión S.A.	Boleta de Garantía	0	86
Don Goyo Transmisión S.A.	Boleta de Garantía	0	86
Cooperación Nacional del Cobre Codelco	Boleta de Garantía	0	48
Total		259.666	272.231

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	
		31-12-2023 kUSD	31-12-2022 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	303.219	297.499
Ing. y Contruc.Sigdo Koppers S.A.	Garantía Corporativa	331.537	327.519
Total		650.756	641.018

40.3 CAUCIONES OBTENIDAS DE TERCEROS

Nombre		31-12-2023 kUSD	31-12-2022 kUSD
A favor de ENGIE ENERGIA CHILE S.A.			
Goldwind Chile SpA.	Garantía fiel cumplimiento contrato	63.710	0
Sungrow Power Supply Co.Ltd.	Garantía fiel cumplimiento contrato	50.290	0
Strabag	Garantía fiel cumplimiento contrato	15.616	0
Siemens Gesa Renewable Energy S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	11.065	11.065
OHL Industrial Chile S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	4.542	9.719
Siemens Energy Chile SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	10.685	4.053
Grid Solutions Chile S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.696	1.802
B. Bosch S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	981	2.172
Sergio Cortes Alucema e Hijo Ltda.	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.500	1.500
Elecnor Chile S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.674	1.653
Global Energy Services Siemsa S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	4.275	1.652
Ima Industrial SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.471	1.507
Albemarle Ltda.	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.546	1.546
Hidroeléctrica Rio Lircay S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.058	0
Somacor S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	942	966
Mantenimiento Técnico Industrial Ltda.	Garantía fiel cumplimiento contrato	250	256
Flesan Minería S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	228	223
Sungrow Power Supply Co.SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	221	221
Import. y Servicios Advanced Computing Tech. S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	102	100
Engineering Construction Co., Ltd.	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	21
Aguas de Antofagasta S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	850
Promet Servicios SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	2.839	0
Ingeniería y Const.Sigdo Koppers S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	10.489	0
SK Engineering & Construction Co	Garantía fiel cumplimiento contrato	21.334	0
Energía Eólica CJR Wind Chile Ltda.	Garantía fiel cumplimiento contrato	7.007	0
Siemens S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	312	75
Varios	Cumplimiento de contratos en general	6.102	5.837
Sub total		219.935	45.218
A favor de Electroandina SpA.			
Soc.Maritima y Com. Somarco Ltda.	Garantía fiel cumplimiento contrato	249	190
Varios	Cumplimiento de contratos en general	26	99
Sub total		275	289

Nombre		31-12-2023 kUSD	31-12-2022 kUSD
A favor de Central Termoeléctrica Andina SpA.			
Ima Industrial SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	735	754
Servicios Industriales Ltda.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	182	125
Soc.Maritima y Com. Somarco Ltda.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	0	300
Varios	Cumplimiento de contratos en general	168	234
Sub total		1.085	1.413
A favor de Inversiones Hornitos SpA.			
Minera Centinela	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	0	200.000
ABB S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	23	23
Servicios Industriales Ltda.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	182	125
Inneria Chile SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	88
Otros	Fiel cumplimiento del contrato	146	129
Sub total		351	200.365
A favor de Edelnor Transmisión S.A.			
Copiapó Solar SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	3.639	0
Hyosung Heavy industries corporation	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	1.573	0
Kalpataru Power Chile SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	0	0
ABG Abengoa Chile S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	0	683
El Sol de Vallenar SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	705	424
Grid Solutions Chile SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	0	24
Siemens S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	0	121
B.Bosch S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	225	225
Nortcontrol Chile SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	65	64
Pozo Almonte Solar 3 S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	66	0
Globaltec Servicios y Construccion Ltda.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	382	0
Soc.de Ingenieria de la Energia Flow Energy	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	25	0
Otros	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	293	0
Sub total		6.973	1.541
A favor de Gasoducto Nor Andino SpA			
Arrendadora de Vehiculos S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	15	15
Sub total		15	15

Nombre		31-12-2023 KUSD	31-12-2022 KUSD
A favor de Eólica Monte Redondo SpA			
Ingeteam Power Technology S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	653	639
Pine SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	129	257
Asesoría Forestal Integral Ltda.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	44	43
Transportes José Carrasco Retamal E.I.R.L.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	0	4
GGP Servicios Industriales SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	25	25
Otros	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	156	67
Sub total		1.007	1.035
A favor de Solar Los Loros SpA			
GGP Servicios Industriales SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	14	15
Emerson Electric	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	97	0
Otros	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	4	3
Sub total		115	18
A favor de Río Alto SpA			
Gamesa Chile SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	10.012	0
Otros	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	1	0
Sub total		10.013	0
Total		239.769	249.894

40.4 RESTRICCIONES

Al 31 de diciembre de 2023, la Compañía registraba créditos de corto plazo por un total de USD 265 millones con los bancos Banco Estado, Banco Santander, Scotiabank y BCI, según se detalla en la Nota 20.1.1. 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.

Al 31 de diciembre de 2023, 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 quiebre pagado 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 Commission 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 995 millones al 31 de diciembre de 2023 (USD 125 millones con BID Invest, USD 250 millones con Scotiabank, USD 170 millones de un crédito sindicado de Banco Santander, Banco Estado, Rabobank, Société Générale e Intesa San Paolo, USD 50 millones con Banco de Chile y USD 350 millones con IFC más USD 50 millones con DEG. Este último financiamiento, por un total de USD 400 millones, comprende un monto de USD 21,1 millones clasificado como deuda de corto plazo por corresponder a la primera cuota de capital pagadera en julio de 2024, y USD378,9 millones clasificados como deuda de largo plazo. Todos 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 Compa a giró la totalidad de dichos préstamos. Los tramos de financiamiento que se encuentran a tasa variable suman USD 110 millones y su tasa base cambió de LIBOR 180 días a SOFR compuesta diariamente a partir del 15 de diciembre de 2023. La compa a tomó un contrato swap con Banco de Chile para fijar la tasa de interés por hasta un 50% del capital de la deuda en todo momento, con lo cual la tasa base quedó fija en 4,15% anual sobre un monto nocional inicial de USD 55 millones.

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 compa a 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 15 de diciembre de 2022, la compa a firmó un contrato de crédito a 5 años por un monto total comprometido de USD 170 millones con Banco Santander. En esa fecha se desembolsaron los primeros USD 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 USD 93 millones fueron desembolsados el 15 de febrero de 2023. El préstamo devenga intereses a una tasa variable basada en Term SOFR 6 meses más un margen. Para cubrir la exposición al riesgo de tasa de interés, la compa a 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 2,872% anual para dicha porción del préstamo. Durante 2023, el Banco Santander asignó porciones de este financiamiento, quedando cinco acreedores con porciones de USD 34 millones cada uno: Banco Santander, Banco Estado, Rabobank, Société Générale e Intesa San Paolo.

El 20 de abril de 2023, la compa a renovó los dos créditos con Scotiabank descritos en los números (4) y (8) de la nota 20.1.1, fundiéndolos en un solo financiamiento por USD100 millones con vencimiento el 21 de octubre de 2024. Este crédito 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.

El 22 de mayo de 2023, la compa a renovó un crédito de USD50 millones con BCI descrito en el número (17) de la nota 20.1.1, extendiendo su vencimiento al 12 de noviembre de 2024. Este crédito se encuentra

documentado con pagaré simple registrando la obligación de pago en la fecha convenida, con opción de prepago y sin restricciones financieras ni operativas salvo el uso de los fondos que debe ser asignado a proyectos verdes.

El 15 de noviembre de 2023, la compañía renovó un crédito de USD 50 millones con Banco de Chile descrito en el número (20) de la nota 20.1.1, extendiendo su vencimiento al 15 de noviembre de 2026. La documentación de este crédito comprende un pagaré simple en pesos chilenos más un contrato derivado con el mismo banco que hace que el préstamo sea pagadero a tasa fija en dólares. El pagaré registra la obligación de pago en la fecha convenida, tiene opción de prepago con costo de quiebre y no tiene otras restricciones financieras u operativas.

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 USD 79.4 millones, de los cuales USD 4,3 millones tenían vencimiento en el año 2023. El 15 de febrero de 2023, la compañía prepagó la totalidad de los montos adeudados, quedando libre de las garantías y restricciones que imponía este financiamiento.

La Corporación Financiera Internacional (IFC), miembro del Grupo del Banco Mundial, anunció la firma de un préstamo verde y vinculado a la sostenibilidad para ENGIE Energía Chile S.A. (ENGIE Chile). Este financiamiento, unido a un préstamo paralelo provisto por el banco alemán DEG, del grupo bancario de fomento KFW, alcanza un monto comprometido total de USD 400 millones a 10 años plazo. El propósito de este financiamiento es el de financiar inversiones en proyectos renovables, en línea con el plan de transformación energética de la Compañía, ayudando a la Compañía a pasar de la generación de energía en base a combustibles fósiles a la generación de energía renovable, y a la instalación de sistemas de almacenamiento (Battery Energy Storage System - BESS). El financiamiento incluye USD 200 millones provistos por IFC, USD 114,5 millones por inversionistas en el marco del programa de cartera de cofinanciamiento administrado por IFC, USD 35,5 millones por el inversionista centrado en los ODS, ILX Fund, en el marco del Programa de Préstamos B de IFC, además del préstamo de DEG por USD 50 millones. El día 28 de julio de 2023 la compañía recibió recursos por un total de USD 200 millones bajo el financiamiento con IFC y DEG, y giró los restantes USD 200 millones el 19 de diciembre de 2023. Estos préstamos devengan intereses con base en la tasa SOFR compuesta diariamente más un margen. La compañía tomó derivados del tipo swap de tasa de interés con el Banco de Chile cubriendo un 60% del monto notional de la deuda en todo momento. Con esto, la tasa de interés base, sobre un monto notional inicial de USD 240 millones, quedó fija en 3,815% anual.

Tanto los préstamos de IFC/DEG, BID Invest como los créditos de largo plazo 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 cuatro 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. El 18 de junio de 2020 se acogen parcialmente las reposiciones presentadas y se tiene por interpuesto recurso de apelación. Luego, el 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, y 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.

Vencido el término probatorio y no existiendo otras diligencias probatorias pendientes, con fecha 15 de mayo de 2023 el tribunal citó a las partes a oír sentencia de primera instancia.

El 17 de octubre de 2023 se dicta sentencia favorable para Engie Energía Chile S.A., condenando a la demandada, con costas, al pago de una indemnización de perjuicios ascendiente a la suma de \$31.303.900.000 (valores correspondientes a los años 2014 y 2015 y fracción del año 2013), más una parte que será determinada en la etapa de cumplimiento del fallo.

Con fecha 31 de octubre de 2023 se presentaron por parte de (i) Engie Energía Chile S.A., Central Termoeléctrica Andina S.A., Inversiones Hornitos S.A., Electroandina S.A. recurso de apelación en contra de la sentencia; (ii) por parte de GasAtacama S.A. se interpuso recurso de casación en la forma y, en subsidio, recurso de apelación; y, (iii) por parte de AES Gener S.A. y Empresa Eléctrica Angamos S.A. se dedujo recurso de apelación. Los recursos se encuentran en relación ante la Corte de Apelaciones de Santiago, pendientes de agregarse a tabla.

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) Gasoducto Nor Andino Argentina S.A: Contingencia por Impuesto a las Ganancias

En octubre de 2006 la AFIP dictó una determinación de oficio en la que impugnó la declaración jurada del impuesto a las ganancias, período 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.

Con fecha 14 de abril de 2023, el TFN dictó sentencia favorable para Gasoducto Nor Andino Argentina S.A. revocando la resolución de octubre de 2006 emitida por el ente fiscal que exigía el pago del impuesto a las ganancias correspondiente al período fiscal 2002.

La AFIP había apelado esta sentencia, pero recientemente presentaron un escrito desistiendo parcialmente de su apelación. Sin perjuicio de lo anterior, el Fisco se desiste de apelar el tema de fondo y sólo mantiene la apelación por las costas. En consecuencia, la revocación del reclamo del fisco quedó firme, por lo que ya no pueden cuestionar la aplicación del ajuste por inflación impositivo de ese período.

Actualmente solo se están discutiendo las costas del juicio.

NOTA 41 – DOTACION

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, 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 2023	Total Año 2022
Generación	186	371	2	559	548
Transmisión	58	63	0	121	107
Administración y Apoyo	234	92	0	326	238
Total	478	526	2	1.006	893

NOTA 42 – SANCIONES

En el ejercicio 2023 y 2022, 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 de avifauna, planes de reforestación y estudios ambientales 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 2023, se realizó una nueva auditoría anual de mantenimiento del Sistema de Gestión con la casa Certificadora AENOR, identificándose 6 no conformidades menores y 1 no conformidad mayor. Se presentó de un plan de acción correctivo que ha sido validado por AENOR manteniéndose la certificación por un nuevo periodo. En el año 2023 se incorporaron nuevos establecimientos en el alcance de la certificación, siendo estos: Parque Solar Tamaya, Parque Solar Capricornio y Parque Solar Los Loros.

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 inicio de la construcción de los proyectos Eólico Calama y Solar Capricornio. En junio 2020 se informó el inicio de construcción del proyecto solar Tamaya. En diciembre 2021 se obtuvo la operación comercial del parque eólico Calama, en enero 2022 la operación comercial de la planta solar de Tamaya; en noviembre 2022 la operación comercial de la planta solar Capricornio y en marzo 2023 la operación comercial del parque solar Coya. Además, durante el 1er trimestre del 2023 se dio inicio a la integración medioambiental del parque Eólico San Pedro, definiendo un programa de trabajo para adecuar a los estándares ambientales de la organización.

Por otra parte, durante el año 2021 se informó la reconversión de las unidades térmicas CTA y CTH las cuales operaran con 100% biomasa y la unidad IEM la cual operará con 100% gas natural. Ambos proyectos de reconversión cuentan con resolución de calificación ambiental favorable.

EECL informó a las autoridades eléctricas el retiro de las unidades 12-13, siendo autorizadas su desconexión para abril 2019. 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. Dentro del plan de transformación de ENGIE, durante este trimestre se logró obtener resoluciones favorables en los cuales el SEA de Antofagasta indicó, mediante respectivas resoluciones, que los proyectos Condensadores Síncronos de Tocopilla y Mejillones, y la continuidad operacional de la grúa de Tocopilla no requieren ingresar al SEIA. A fines del año 2023 se informó a la Comisión Nacional de Energía el retiro y desconexión de las unidades de generación térmica CTM1 y CTM2 planificada para el 31 de diciembre del 2025.

La norma de emisiones de centrales termoeléctricas (DS 13/2011) que regula material particulado, dióxido de azufre y óxido de nitrógeno se ha cumplido en el año 2022 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. Las emisiones medidas durante el año 2023 cumplen los límites de emisión establecidos en la norma.

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 periodo de un año más. Las validaciones anuales de los CEMS correspondientes al año 2023 ya han sido iniciadas y ejecutadas de acuerdo al programa definido. Debido al bajo despacho de las unidades generadoras, el programa original de validación de los CEMS ha sido modificado y/o postergado, informando a las autoridades ambientales esta condición.

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 2022 ya han sido informadas, validadas y se pagaron USD 17.866.910. La disminución del 35% en el pago de impuesto respecto de las emisiones del año 2021 obedece a una menor generación de energía en base a unidades térmicas. Para el año 2023, están en elaboración los informes de emisiones afectas al pago de impuestos verdes.

Durante el año 2023 se han efectuado 8 fiscalizaciones: 5 de la Superintendencia del Medio Ambiente, 2 de SEREMI de Salud y 1 del Tribunal Ambiental, no identificándose desviaciones en materia ambiental. Solo en 2 fiscalizaciones sanitarias en Central Tocopilla se inició un proceso de sumario sanitario, presentándose informes de descargos en ambas. A la fecha solo se ha resuelto uno de estos sumarios, aplicándose una multa de 25 UTM.

Durante el año 2023 no se reportaron 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 río 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. Durante el 1er trimestre 2023 los demandantes informaron que no seguirán con el proceso de conciliación, solicitándose al Tribunal Ambiental que actúe como mediador. En el 2do trimestre se realizó el juicio ambiental (pruebas y alegatos), encontrándose actualmente en etapa de fallo por parte del Tribunal Ambiental.

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. En marzo 2023 se realizó la etapa de pruebas y alegatos de ambas partes, con declaraciones de testigos expertos, quedando en revisión por parte del Tribunal Ambiental las siguientes diligencias. Durante el 2do trimestre se finalizó el retiro de residuos sólidos y se han monitoreado las aguas en 3 oportunidades, determinándose que estas no presentan presencia de hidrocarburos. Toda esta información se puso en conocimiento del tribunal ambiental. A la fecha la causa se encuentra en etapa de fallo.

Durante el año 2023 se presentaron 2 solicitudes de revisión de las Resoluciones de Calificación Ambiental (RCA) de los proyectos: "Central Termoeléctrica Mejillones Unidad 2" y "Central Térmica Andino", de conformidad al artículo 25 quinquies de la Ley 19.300. A la fecha solo se ha resuelto la admisibilidad para iniciar la revisión de la RCA del proyecto de la unidad 2 de Mejillones, la cual se desarrollará durante el año 2024.

Finalmente, en el año 2023 ENGIE se hizo parte en el 1er Tribunal Ambiental del recurso de reclamación patrocinado por FIMA en contra del Servicio de Evaluación Ambiental que solicita la invalidación de la RCA del proyecto "Conversión a Gas Natural de IEM". A la fecha el Tribunal Ambiental no ha resuelto esta causa.

NOTA 44 – INFORMACION FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES

El detalle de la información financiera resumida al 31 de diciembre de 2023, 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%	36.850	19.109	55.959	5.608	0	5.608	7.635	(1.926)
78.974.730-K	Gasoducto Nor Andino SpA	100,00%	19.887	42.263	62.150	1.872	12.481	14.353	18.784	4.152
0-E	Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	100,00%	1.381	25.077	26.458	512	6.155	6.667	615	(6.800)
76.708.710-1	Central Termoeléctrica Andina SpA.	100,00%	80.564	134.682	215.246	39.345	43.167	82.512	300.149	(204.502)
76.046.791-K	Edelnor Transmisión S.A.	100,00%	15.601	73.220	88.821	37.239	41.725	78.964	16.235	2.058
76.009.698-9	Inversiones Hornitos SpA.	100,00%	85.224	0	85.224	137.211	13.530	150.741	45.033	(221.757)
76.247.976-1	Solar Los Loros SpA	100,00%	3.005	43.917	46.922	518	6.971	7.489	2.064	(342)
76.379.265-K	Parque Eólico Los Trigales SpA	100,00%	2	0	2	45	0	45	0	1
76.247.968-0	Solairedirect Generación VI SpA	100,00%	0	164	164	134	0	134	0	3
76.267.537-4	Solairedirect Generación IX SpA	100,00%	0	164	164	134	0	134	0	3
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo SpA	100,00%	19.770	85.575	105.345	1.986	12.884	14.870	16.295	6.050
76.114.239-9	Alba SpA	100,00%	35.017	17.181	52.198	4.841	44.190	49.031	4.488	(4.407)
76.114.229-1	Alba Andes SpA	100,00%	2.311	12.014	14.325	12	19.311	19.323	1.358	1.622
76.114.213-5	Alba Pacífico SpA	100,00%	2.313	12.014	14.327	11	19.222	19.233	1.358	1.672
76.376.043-K	Rio Alto SpA	100,00%	10.726	25.638	36.364	675	26.842	27.517	7.379	2.623
76.379.265-K	Energías de Abtao SpA	100,00%	15.186	55.593	70.779	1.315	76.111	77.426	5.986	(4.237)
77.708.483-6	Eólica Entre Cerros SpA	100,00%	16	1.219	1.235	214	0	214	0	0

La información financiera al 31 de diciembre de 2022 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%	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)

NOTA 45 – HECHOS POSTERIORES

No han ocurrido hechos significativos entre el 1° de enero de 2024 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 2023			Porcentaje de Participación Año 2022		
				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	Eólica 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	88,8900	11,1100	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 Eólico 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	100,0000	0,0000	100,0000
76.114.229-1	Alba Andes SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	100,0000	0,0000	100,0000
76.114.239-9	Alba SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	100,0000	0,0000	100,0000
76.376.043-K	Río Alto SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	99,9999	0,0001	100,0000
76.379.265-K	Energías de Abtao SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	99,9990	0,0010	100,0000
77.708.483-6	Eólica Entre Cerros SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	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	
					31-12-2023 Directo	31-12-2022 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	31-12-2023 kUSD	31-12-2022 kUSD
Activos Corrientes			
Efectivo y equivalentes al efectivo	USD	298.716	124.015
Efectivo y equivalentes al efectivo	\$ no reajutable	2.482	7.656
Efectivo y equivalentes al efectivo	Euro	118	361
Efectivo y equivalentes al efectivo	Peso Argentino	11	333
Otros activos financieros Corriente	USD	12.441	17.865
Activos por impuestos corrientes	USD	16.392	33.993
Activos por impuestos corrientes	Peso Argentino	390	1.186
Inventarios corrientes	\$ no reajutable	0	5.586
Inventarios corrientes	USD	139.574	258.469
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	\$ no reajutable	138	213
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	USD	7.269	5.319
Otros activos no financieros	\$ no reajutable	177.915	128.800
Otros activos no financieros	USD	57.712	30.009
Otros activos no financieros	Peso Argentino	11	206
Otros activos no financieros	Euro	2.030	1.265
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	USD	257.600	206.207
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	\$ no reajutable	13.074	14.354
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	Euro	495	0
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	Peso Argentino	2	6
Activos No Corrientes			
Otros activos financieros No Corriente	USD	5.682	5.055
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	USD	297.564	325.778
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	UF	20	20
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	USD	16.017	14.787
Otros activos no financieros no corriente	\$ no reajutable	0	1
Otros activos no financieros no corriente	USD	39.247	31.912
Otros activos no financieros no corriente	UF	170	167
Activos por impuestos diferidos	USD	108.970	82.391
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	USD	125.397	124.313
Activos intangibles distintos de la plusvalía	USD	138.773	172.239
Plusvalía	USD	32.784	32.784
Propiedades, planta y equipo	USD	2.385.034	2.555.018
Activos por derecho de uso	USD	122.900	161.490
	USD	4.062.072	4.181.644
	\$ no reajutable	193.609	156.610
Subtotal	Euro	2.643	1.626
	UF	190	187
	Peso Argentino	414	1.731
Activos, Total		4.258.928	4.341.798

El detalle de los activos denominados en moneda extranjera es el siguiente:

Pasivos Corrientes		Hasta 90 días		90 días a 1 año	
		31-12-2023 KUSD	31-12-2022 KUSD	31-12-2023 KUSD	31-12-2022 KUSD
Pasivos Corrientes en Operación, Corriente	Moneda				
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	USD	13.078	6.288	1.387	1.261
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	UF	88	48	0	0
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	Euro	1.015	169	0	0
Pasivos por impuestos corrientes	USD	15.363	0	0	12.560
Otros pasivos no financieros	\$ no reajutable	14.434	5.263	0	0
Otros pasivos no financieros	Peso Argentino	2	16	0	0
Otros pasivos no financieros	USD	0	66	0	132
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Euro	15.256	3.040	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	\$ no reajutable	41.390	40.744	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Otras monedas	167	403	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Peso Argentino	231	95	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	USD	228.719	179.547	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	UF	8.486	5.937	0	0
Provisión corrientes por beneficios a los empleados	\$ no reajutable	31.911	15.173	0	0
Otros pasivos financieros	USD	110.656	94.682	221.048	288.379
Pasivos por arrendamientos corrientes	USD	84	84	176	169
Pasivos por arrendamientos corrientes	\$ no reajutable	10	10	7	30
Pasivos por arrendamientos corrientes	UF	1.845	2.438	2.941	3.356
Pasivos por arrendamientos corrientes	Otras monedas	182	186	142	143
	USD	367.900	280.667	222.611	302.501
	\$ no reajutable	87.745	61.190	7	30
	Euro	16.271	3.209	0	0
Subtotal	UF	10.419	8.423	2.941	3.356
	Peso Argentino	233	111	0	0
	Otras Monedas	349	589	142	143
Pasivos Corrientes, Total		482.917	354.189	225.701	306.030

Pasivos, No Corrientes	Moneda	1 a 3 años		3 a 5 años		Más de 5 años	
		31-12-2023 KUSD	31-12-2022 KUSD	31-12-2023 KUSD	31-12-2022 KUSD	31-12-2023 KUSD	31-12-2022 KUSD
Pasivo por impuestos Diferidos	USD	5.992	10.251	5.992	11.203	17.026	116.412
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	USD	4.272	3.883	5.170	4.700	40.447	43.155
Otros pasivos financieros no corrientes	USD	488.071	456.020	522.631	337.195	802.828	599.398
Pasivos por arrendamientos	USD	761	732	560	538	1.101	1.386
Pasivos por arrendamientos	\$ no reajutable	0	17	0	0	0	0
Pasivos por arrendamientos	UF	8.598	10.783	5.677	7.290	81.943	111.474
Pasivos por arrendamientos	Otras monedas	897	897	641	641	1.042	1.407
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	\$ no reajutable	0	0	0	0	43	46
Otras provisiones no corrientes	USD	47.810	37.351	0	0	122.714	124.324
Otras provisiones no corrientes	Peso argentino	0	152	0	0	0	0
Otros pasivos no financieros, no corrientes	USD	81	81	0	0	0	0
	USD	546.987	508.318	534.353	353.636	984.116	884.675
	\$ no reajutable	0	17	0	0	43	46
Subtotal	UF	8.598	10.783	5.677	7.290	81.943	111.474
	Peso argentino	0	152	0	0	0	0
	Otras monedas	897	897	641	641	1.042	1.407
Pasivos No Corrientes, Total		556.482	520.167	540.671	361.567	1.067.144	997.602



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

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

Informe del Auditor Independiente

Señores
Accionistas y Directores
Engie Energía Chile S.A.

Opinión

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados de Engie Energía Chile S.A. y filiales, que comprenden los estados de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022 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.

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados adjuntos presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Engie Energía Chile S.A. y filiales al 31 de diciembre de 2023 y 2022 y los resultados de sus operaciones y sus flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.

Base para la opinión

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

Responsabilidades de la Administración por los estados financieros consolidados

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de los 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.



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

Responsabilidades del auditor por la auditoría de los estados financieros consolidados

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

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

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



- Concluimos si a nuestro juicio existen hechos o circunstancias, que considerados como un todo, originen una duda sustancial acerca de la capacidad de la Engie Energía Chile S.A. y filiales para continuar como una empresa en marcha por un período de tiempo razonable.

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



Marek Borowski
EY Audit Ltda.

Santiago, 30 de enero de 2024

DocuSign Envelope ID: 8013A300-D9E8-4889-913B-F3B69C766A2F



DECLARACION DE RESPONSABILIDAD

En sesión de directorio celebrada el 30 de enero de 2023, los abajo firmantes se declaran responsables respecto de la veracidad de la información incorporada en el presente informe anual referido al 31 de diciembre de 2023, de acuerdo con el siguiente detalle:

RUT : 88.006.900-4

RAZON SOCIAL : ENGIE ENERGIA CHILE S.A.


Estados financieros consolidados bajo IFRS.

- Estado de situación financiera clasificado.
- Estado de resultados por función.
- Estado de resultados integrales.
- Estado de cambio en el patrimonio neto.
- Estado de flujo efectivo directo.
- Notas explicativas a los estados financieros.

Hechos Relevantes.

Análisis Razonado de los estados financieros.

Nombre	Cargo	Rut
Aníbal Prieto	Presidente	9.387.791-8
Cristian Eyzaguirre	Director	4.773.765-6
Mauro Valdes	Director	7.011.106-3
Claudio Iglesias	Director	7.289.154-6
Mireille Van Staeyen	Director	0-E
Rosaline Corinthien	Gerente General	28.103.791-9

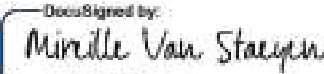
DocuSigned by:

 049384F77DF94AE...

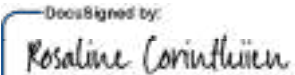
DocuSigned by:

 41C076407E80CF88E...

DocuSigned by:

 88A5D00FE28F405...

DocuSigned by:

 520A27F87071432...

DocuSigned by:

 802C4EF628174CA...

Fecha: 30 de enero de 2024



Redacción, asesoría en pautas GRI, NCG 461, SASB y diseño gráfico:
Plus Comunica (www.pluscomunica.cl)