MEMORIA INTEGRADA 2024

ENGIE

RAZÓN SOCIAL:
ENGIE ENERGÍA CHILE S.A.

DOMICILIO:
LAS CONDES, SANTIAGO, CHILE.

ROL ÚNICO TRIBUTARIO:
88.006.900-4

TIPO DE ENTIDAD:
SOCIEDAD ANÓNIMA ABIERTA.

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

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

ASESORÍA LEGAL EXTERNA:
PRIETO ABOGADOS SpA.

DIRECCIONES:

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

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

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

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

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

SITIO WEB:
www.engie.cl

RELACIÓN CON INVERSIONISTAS:

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

SOSTENIBILIDAD
MELANIE WILNEDER
melanie.wilneder@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 atender directamente a sus inquietudes y temas relevantes. También responde a los requerimientos exigidos por la Norma de Carácter General (NCG 519) - que actualizó la 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 de acuerdo a los lineamientos de 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 que en este documento publicamos los Estados Financieros del año. También los pueden encontrar en nuestro sitio web, en la página https://www.engie.cl/inversionistas/

2016

2017

2018

2019

2020

2021

2022

2023

MENSAJE A LOS GRUPOS DE INTERÉS

“Una de nuestras principales prioridades para el 2025 es continuar mejorando nuestra competitividad. Para eso, debemos acelerar nuestro atributo diferenciador, ofreciendo a nuestros clientes la flexibilidad que necesitan, a partir de distintas fuentes de energía y al precio adecuado”.

Rosaline Corinthien,
CEO
ENGIE Energía Chile S.A.

¿Cómo calificaría el desempeño de ENGIE Energía Chile este 2024?

Pascal Renaud. Fue un gran año desde todo punto de vista, reafirmando, una vez más, el rol estratégico que tiene ENGIE Energía Chile para el Grupo ENGIE, en su desafío por ser la mejor empresa utility para la transición energética.

Sin duda, logramos resultados que superaron nuestras expectativas. Realizamos dos colocaciones de bonos verdes inéditas, reconfirmando la confianza que tiene el mercado en nuestro plan de descarbonización. Aprobamos la inversión en tres proyectos que nos llevarán a casi duplicar nuestra actual capacidad instalada de generación renovable, y que nos permiten ambicionar una capacidad instalada total de 3,5 GW para 2027.

Logramos energizar el Parque Eólico Kallpa (ex Parque Eólico Lomas de Taltal), nuestro activo renovable con mayor capacidad en el país con 342 MW; inauguramos BESS Coya, el mayor sistema de almacenamiento en operación en Latinoamérica con una capacidad de 638 MW/h (139 MW); y energizamos BESS Tamaya, que ya ha iniciado su operación comercial. En paralelo avanzamos con la construcción de BESS Capricornio y BESS Tocopilla, que se transformará en nuestro primer sistema stand alone, independiente al sistema.

Todo esto lo hemos realizado manteniendo nuestra hoja de ruta para salir de la generación de energía en base a carbón.

¿Qué desafíos conlleva para la estrategia de crecimiento el año 2025?

Rosaline Corinthien. Una de nuestras principales prioridades para el 2025 es continuar mejorando nuestra competitividad. Para eso, debemos acelerar nuestro atributo diferenciador, ofreciendo a nuestros clientes la flexibilidad que necesitan, a partir de distintas fuentes de energía y al precio adecuado.

La expansión de nuestros activos de generación renovable con los beneficios y la flexibilidad que entregan las BESS al sistema, son esenciales en esta nueva etapa, como también lo es el gas. Será un año donde tendremos una ambiciosa cartera de proyectos renovables en construcción, por lo que la seguridad y la excelencia operacional tendrán un foco prioritario en nuestra estrategia.

De la misma forma, debemos continuar desarrollando una cultura que ponga a las personas en el centro, atrayendo nuevos talentos y ayudando a todos a desarrollar sus carreras, siempre con una mirada a las nuevas tendencias como la digitalización y el avance de la inteligencia artificial.

¿Qué cambios conlleva desde el punto de vista interno?

Rosaline Corinthien. Estamos vinculando nuestra estrategia TI/Digital con los objetivos del negocio y fortaleciendo el trabajo interáreas, en una lógica que potencie nuestro espíritu One ENGIE. Con ese propósito creamos una nueva gerencia Estrategia y Soluciones Digitales.

También estamos robusteciendo nuestro liderazgo. Creemos en la inteligencia colectiva y que los managers deben aportar al desarrollo de sus equipos como también las personas tienen que ser más protagonistas de su desarrollo. La transición energética, y los desafíos que involucra, nos demanda tener a las personas adecuadas en el momento preciso, y por eso también estamos siendo muy activos en la atracción de mujeres y hombres.

¿Cómo tomó ENGIE la presentación hecha por el Gobierno del plan de descarbonización?

Pascal Renaud. Es una buena noticia que en la primera versión de este plan se reconozca el rol del gas dentro del sistema, porque sabemos que los sistemas de almacenamiento no son suficientes para asegurar la continuidad operativa de un sistema basado en renovables. Los estudios que encargamos y que en su momento compartimos con las autoridades y la industria confirman la importancia del gas en la transición energética, y por eso estamos impulsando la reconversión de IEM de carbón a gas. Otro aspecto relevante es cómo vamos a reforzar el rol de la transmisión dentro del sistema eléctrico, porque se trata de un aspecto que reviste máxima urgencia. En definitiva, de cara al futuro, es fundamental tener una regulación clara, sobre todo cuando están involucradas inversiones a 20 años plazo.

"Fue un gran año desde todo punto de vista, reafirmando, una vez más, el rol estratégico que tiene ENGIE Energía Chile para el Grupo ENGIE, en su desafío por ser la mejor empresa utility para la transición energética".

Pascal Renaud,
Presidente del Directorio
ENGIE Energía Chile S.A.

ENGIE se ha destacado en liderar una transición que aborda los impactos sociales. ¿Así surge la ruta de reconversión?

Rosaline Corinthien. Así es. Estamos utilizando los sitios donde se generaba antes energía en base a combustibles fósiles para emplazar generación renovable. BESS Tamaya se encuentra donde antes operaba una central a diésel y BESS Tocopilla se está construyendo donde antes operaban las unidades a carbón en el Complejo Térmico Tocopilla. Además de aportar a la transición, estamos reafirmando nuestro compromiso con comunidades con las que mantenemos una relación hace décadas.

En 2024 volvimos a certificarnos en el exigente estándar SET LABEL, que reconoce nuestro trabajo por llevar adelante una transición energética sostenible, que se hace cargo de los impactos sociales y ambientales.

¿Cuáles fueron los principales avances para impulsar los ámbitos ESG en 2024?

Rosaline Corinthien. Creamos un nuevo rol -Country Chief Sustainabiliy Officer & Head of ESG- reportando al Chief Financial Officer (CFO), y entre sus tareas está avanzar hacia una estrategia de adaptación al cambio climático en coordinación con el Grupo. También fue un gran desafío la adopción de los cambios que propuso la nueva Ley de Delitos Económicos, entre ellos, la creación de un nuevo Modelo de Prevención de Delitos.

En materia ambiental, implementamos en cada unidad de negocio (GBU) una gerencia ambiental y de permisos, para abordar de mejor manera los requerimientos legales y compromisos que adoptamos en el desarrollo de nuestra actividad.

Seguimos avanzando en nuestro desafío de ser una empresa Net Cero Carbon al 2045, como también en dotar de un plan de gestión de biodiversidad a todos nuestras operaciones de generación renovable.

¿Qué podemos destacar del ingreso de más mujeres al directorio de ENGIE?

Pascal Renaud. Por primera vez tenemos un directorio con más mujeres que hombres, lo que es un hito tanto en Chile como en el mundo. Estamos dando un gran ejemplo, porque demostramos que, pese a que nos desempeñamos en un sector que históricamente ha estado predominado por hombres, es totalmente posible. Actualmente las mujeres representan el 27% de nuestra dotación, pero en la operación se reduce al 10%. Nuestro desafío es atraer a más mujeres a este tipo de roles y con ese objetivo creamos el programa Mujeres en Operación.

Para seguir potenciando la diversidad, también creamos una nueva área que se hará cargo de impulsar esta temática.

Otro desafío que el grupo impulsa a nivel global es la salud y la seguridad laboral.

Pascal Renaud. Para el Grupo, la seguridad laboral no es solamente una prioridad, es una cuestión cultural que se aborda con el programa ENGIE ONE SAFETY CULTURE (EOSC). A través de esta iniciativa, promovemos este nuevo enfoque en el que la seguridad no es una regla, sino una manera de vivir, porque solo así las personas pueden cambiar sus conductas en el trabajo.

Rosaline Corinthien. En 2024, mediante el programa Managerial Safety Visit, los líderes estuvieron supervisando en terreno los aspectos de seguridad de nuestras operaciones y se realizaron diálogos abiertos para que los equipos sintieran que están todos los espacios para que desde ellos surjan las mejoras. Gracias a estos esfuerzos y al compromiso de cada uno con la seguridad nuestra y de nuestros compañeros, en 2024 no tuvimos accidentes fatales que lamentar y fuimos reconocidos por este trabajo por prestigiosas instituciones en el país, como la Asociación Chilena de Seguridad y la Mutual de Seguridad.

Finalmente, ¿qué mensaje entregan a los equipos de cara al 2025?

Rosaline Corinthien. Después de dos años en que nos hemos concentrado en reequilibrar nuestro portafolio a través del Plan Balance, se viene una etapa de gestión de la energía.

Tenemos que impulsar en nuestro equipo la importancia de la delegación y la agilidad, porque con la rápida evolución de las tecnologías y los mercados, es crucial mantenerse livianos, flexibles y adaptarse rápidamente a los cambios. Esto significa revisar regularmente nuestras estrategias y estar listos para cambiar el rumbo del timón cuando sea necesario.

Pascal Renaud. Tuvimos un año con muchos éxitos y eso se debe principalmente a que tenemos un equipo con un alto nivel de compromiso y un genuino orgullo de ser protagonista de la descarbonización del país.

En nombre del directorio y del Grupo, queremos agradecerle su trabajo a todo el equipo.

ÍNDICE

10
SOMOS ENGIE ENERGÍA CHILE

1.1 ENGIE Energía Chile en una mirada **12**
1.2 Desempeño Financiero **14**
1.3 Nuestras metas ESG **16**
1.4 Certificaciones y Ranking ESG **17**
1.5 Modelo de Creación de Valor **18**
1.6 Industria en la que participamos **20**
1.7 Nuestras operaciones **22**
1.8 Nuestra historia **23**

34
ESTRATEGIA

2.1 Estrategia de Crecimiento **36**
2.2 Inversiones y Financiamiento **44**
2.3 Sostenibilidad en la Estrategia **48**

56
PERFORMANCE

3.1 Marco Regulatorio **58**
3.2 Variables de entorno del Negocio **64**
3.3 Desempeño unidades de Negocio **67**

80
PERSONAS

4.1 Transición Justa **83**
4.2 Personas y Talento **85**
4.3 Diversidad, Inclusión y Equidad **99**
4.4 Proveedores **105**
4.5 Gestión Social **111**
4.4 Salud y Seguridad Laboral **118**

126
PLANETA

5.1 Cambio Climático **128**
5.2 Eficiencia Energética **133**
5.3 Biodiversidad **135**
5.4 Residuos y Agua **140**
5.5 Cumplimiento Ambiental **143**

144
GOBERNANZA

6.1 Gobierno Corporativo **146**
6.2 Gestión de Riesgos **164**

190
ANTECEDENTES LEGALES

7.1 Antecedentes Legales **192**
7.2 Acciones, sus características y derechos **195**
7.3 Principales proveedores **197**
7.4 Marcas, patentes y franquicias, royalties y/o concesiones a diciembre 2024 **198**
7.5 Propiedades e instalaciones **200**
7.6 Malla Societaria **202**
7.7 Subsidiarias Asociadas **204**
7.8 Hechos relevantes **213**
7.9 Comentarios de accionistas y del comité de directores **215**
7.10 Informe del Comité de Directores **216**

220
METODOLOGÍA, ÍNDICES Y ANEXOS

8.1 Metodología **222**
8.2 Índice NCG 461/ 519 **228**
8.3 Índice Estándar SASB **242**
8.4 Indicadores GRI **245**

254
ESTADOS FINANCIEROS

Estados Financieros **256**
Informe del Auditor Independiente **370**
Declaración de Responsabilidad **372**

MSA

SOMOS ENGIE ENERGÍA CHILE

Llevamos más de un siglo aportando al desarrollo del sistema eléctrico y hoy estamos impulsando en Chile la Transición Energética.

12
1.1 ENGIE Energía Chile en una mirada

14
1.2 Desempeño Financiero

16
1.3 Nuestras metas ESG

17
1.4 Certificaciones y Ranking ESG

18
1.5 Modelo de Creación de Valor

20
1.6 Industria en la que participamos

22
1.7 Nuestras operaciones

24
1.8 Nuestra historia

1.1 ENGIE Energía Chile en una mirada

Participamos en la generación, transmisión y suministro de electricidad y en el transporte de gas natural en Chile y Argentina. Somos el cuarto mayor generador de electricidad en el país y uno de los actores más relevantes en la zona norte, con un 7% de la capacidad de generación instalada del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) al 31 de diciembre de 2024.

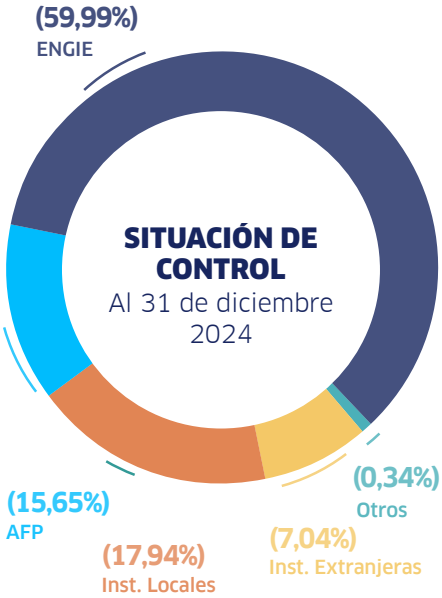
Proveemos electricidad directa y primordialmente a grandes clientes mineros e industriales y también cubrimos las necesidades de suministro de electricidad de compañías distribuidoras a lo largo del país.

Hemos contribuido durante más de un siglo al desarrollo energético de Chile y como parte del Grupo ENGIE, somos pioneros en promover una transición energética segura en el mundo, e impulsamos una transformación sostenible con soluciones innovadoras y respetuosas con la sociedad y el medio ambiente.

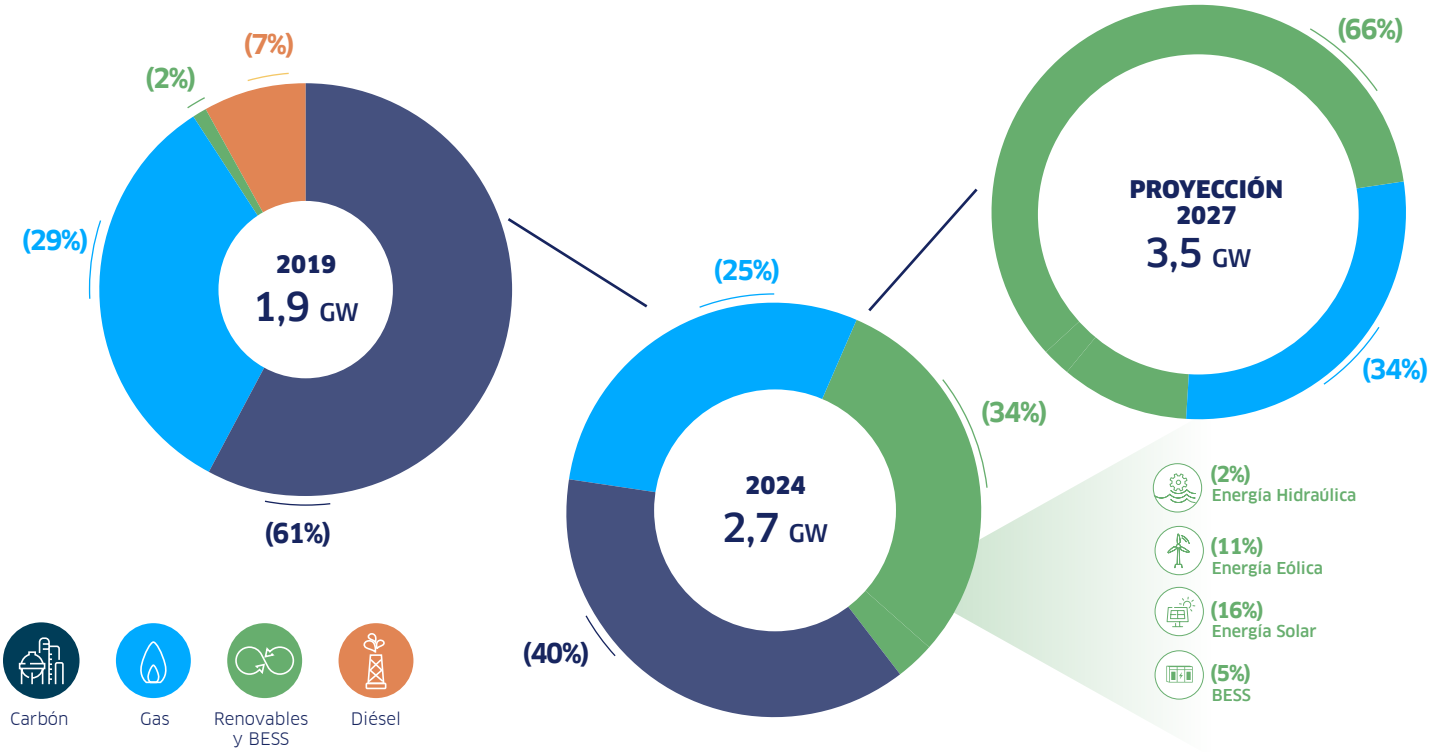
Nos propusimos ser una empresa Neto Cero Emisiones al 2045, un compromiso que convoca a quienes trabajamos en la Compañía, a nuestros clientes y accionistas, y que involucra a todas nuestras unidades de negocios.

Adherimos a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) que impulsa la Agenda 2030 de la ONU y suscribimos los Principios Rectores sobre Derechos Humanos y Empresas emanados de las Naciones Unidas.

Actualmente, las acciones de ENGIE Energía Chile S.A. (EECL) pertenecen en un 59,99% a ENGIE S.A. y el 40,01% restante se transa en la Bolsa de Comercio de Santiago.



NUESTRA CAPACIDAD INSTALADA: 2019 A 2027



4to

Operador en Generación

16% participación de mercado en ventas de electricidad

7% participación de mercado en capacidad instalada

3er

Operador en Transmisión

1.990 kms líneas de transmisión

40 subestaciones–1.152 MVA

50% en TEN S.A. (600 km)

2

Puertos

Tocopilla
Puerto Andino

1.100 km

de redes de Transporte de gas natural

RESULTADOS 2024

12.466 GWh
Ventas de energía

MUSD **1.836**
Ingresos Operacionales

MUSD **515**
EBITDA

MUSD **228**
Resultado del ejercicio

NUESTRO EQUIPO (AL 31 DE DICIEMBRE 2024)

1.097
Colaboradores

282 Mujeres
815 Hombres

0
Fatalidades y accidentes graves con días perdidos

US$ **1.220.432**
Inversión social

31
Proveedores evaluados con criterios ESG

1.2 Desempeño Financiero

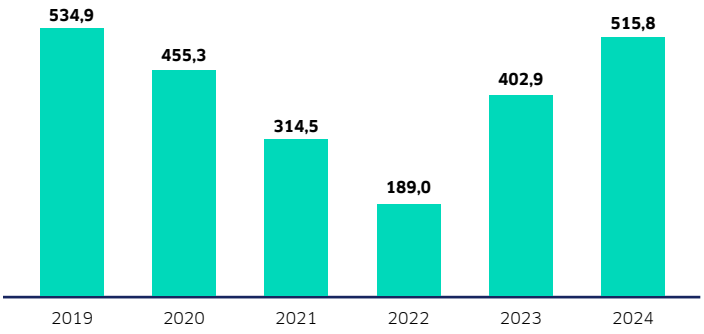
Al 31 de diciembre de 2024, ENGIE Energía Chile contaba con las siguientes clasificaciones:

Clasificación de Riesgo Internacional	Solvencia	Perspectivas
Standard and Poor´s (abril 2024)	BBB	Estable
Fitch Ratings (marzo 2024)	BBB	Estable

Clasificación de Riesgo Nacional	Solvencia	Perspectivas	Acciones
Feller - Rate (enero 2025)	AA-	Estable	1° Clase Nivel 2
Fitch Ratings (marzo 2024)	AA-	Estable	1° Clase Nivel 2

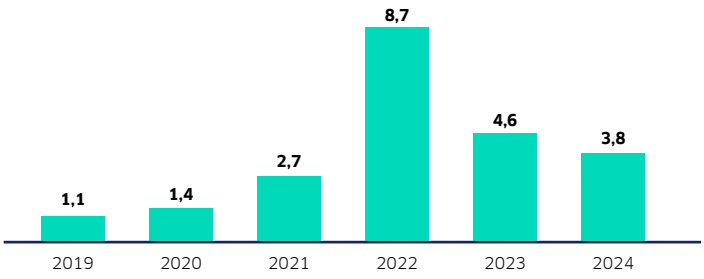
EBITDA

EN MUSD



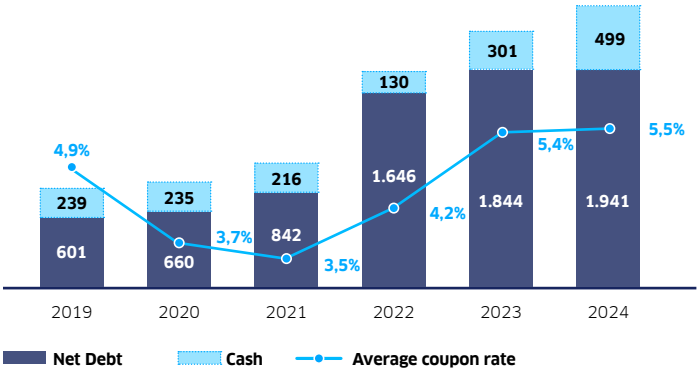
DEUDA NETA / EBITDA

EXCLUYENDO LA NORMA IFRS- 16 PARA ARRENDAMIENTOS

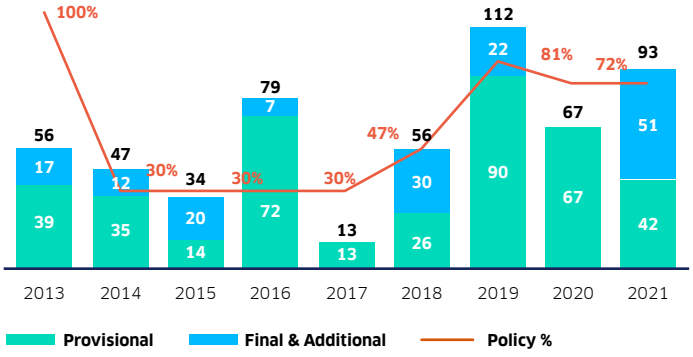


NIVEL DE DEUDA

EN MUSD AL 31-12-2024

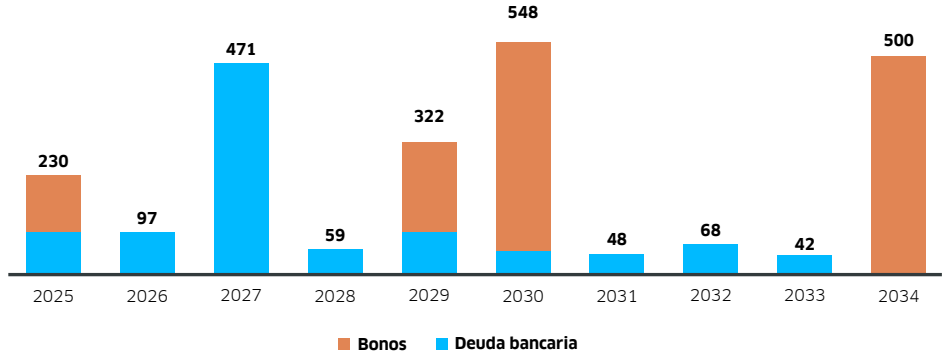


DIVIDENDOS PAGADOS (MUSD)



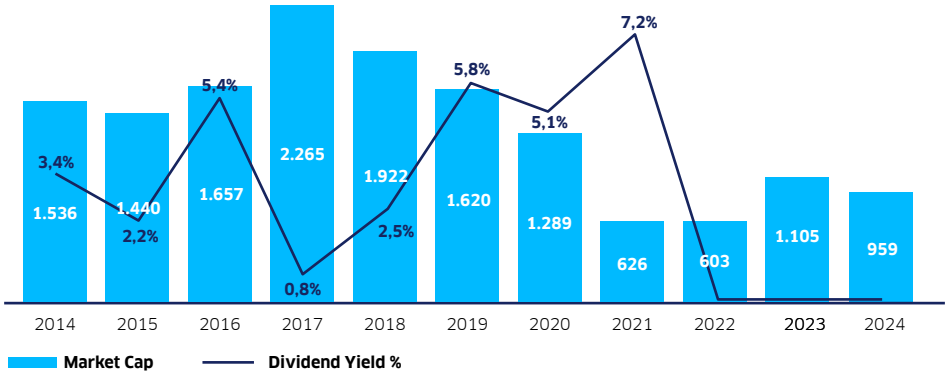
PERFIL VENCIMIENTOS DE DEUDA

EN MUSD AL 31-12- 2024

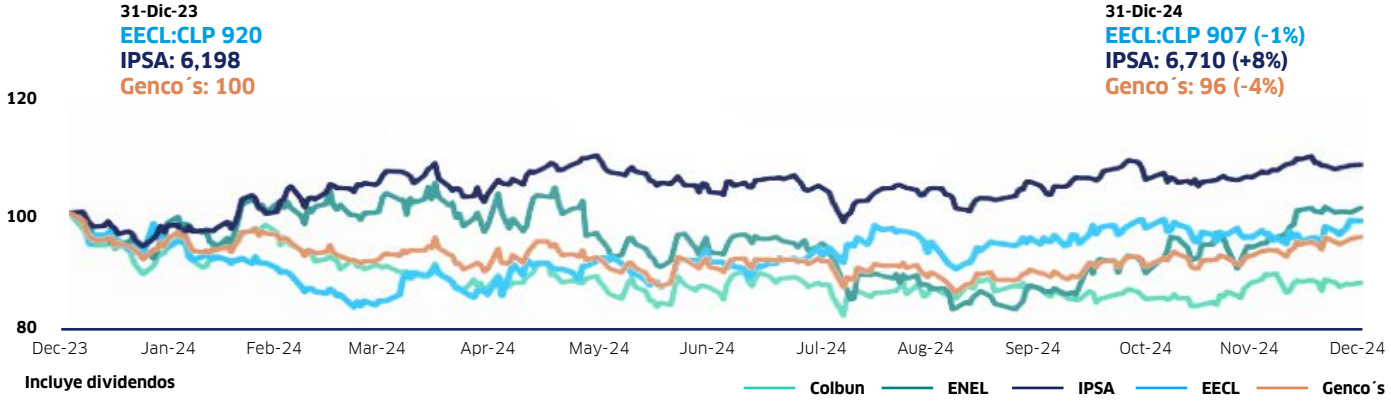


(*)En enero 24, se extendió un préstamo de MUSD$50 hasta 2026 y se realizó un pago anticipado de MUSD$30.

CAPITALIZACIÓN DE MERCADO/RENTABILIDAD POR DIVIDENDO



EVOLUCIÓN PRECIO DE LA ACCIÓN



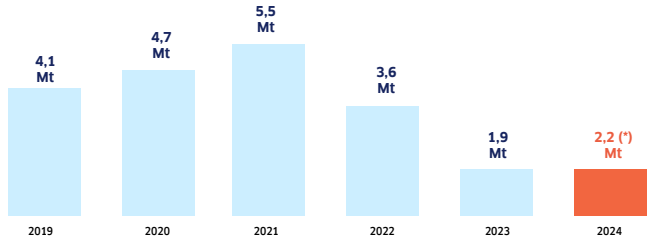
1.3 Nuestras metas ESG

MITIGACIÓN CAMBIO CLIMÁTICO

2030 OBJETIVO DEL GRUPO ENGIE 43 Mt

2024 OBJETIVO DE EECL <3,9Mt

Emisiones GEI (MTCO2eq)
desde la producción de energía (Alcance 1)

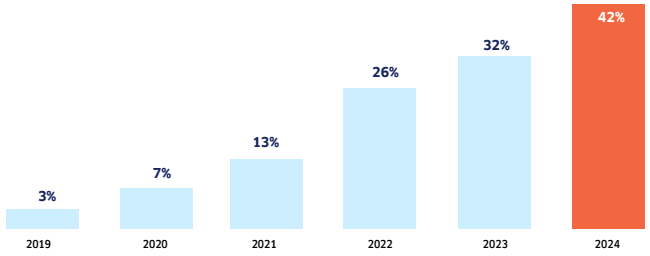


ENERGÍAS RENOVABLES

2030 OBJETIVO DEL GRUPO ENGIE 58%

2026 OBJETIVO DE EECL 59%

Participación de renovables
en el total de la capacidad instalada



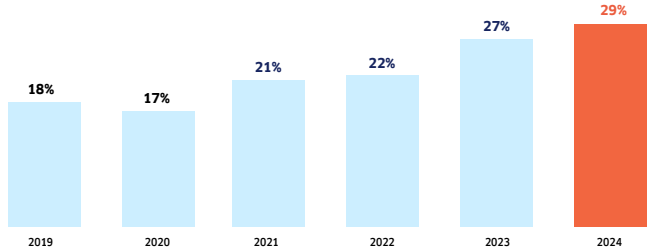
(*) El alza se explica porque en 2024 ingresaron unidades que estaban en mantención en 2023.

BALANCE GÉNERO

2030 OBJETIVO DEL GRUPO ENGIE 40%

2024 OBJETIVO DE EECL >27%

Diversidad de Género
% de mujeres en posiciones gerenciales

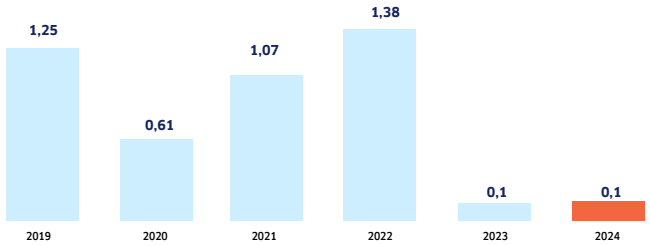


SEGURIDAD Y SALUD LABORAL

2030 OBJETIVO DEL GRUPO ENGIE ≤2,3

2024 OBJETIVO DE EECL <1,1

Tasa de frecuencia
Accidentes con Tiempo Perdido



1.4 Certificaciones y Ranking ESG

COMPROMISOS CORPORATIVOS			
El objetivo CERO NETO EMISIONES del Grupo ENGIE está certificado por Science Based Target Initiative (SBTi).	Las evaluaciones de riesgo de ENGIE Energía Chile adoptan las recomendaciones del TCFD (Grupo de Trabajo sobre Divulgaciones Financieras Relacionadas con el Clima).	El Grupo ENGIE es parte de Pacto Global de la ONU conformado por empresas y organizaciones que impulsan la sostenibilidad.	Evalúa la resiliencia de las empresas frente a los riesgos ambientales, sociales y de gobernanza. En 2024 obtuvimos la nota A superior a BBB de 2023.

CERTIFICACIONES ESG			
SET Label es un estándar que certifica que el desarrollo de nuestros proyectos está alineado con nuestros objetivos de una transición energética sostenible.	**La certificación EDGE** es un estándar global líder para la Diversidad, Equidad e Inclusión en el lugar de trabajo.	**ECOVADIS** es la plataforma de calificación de sostenibilidad más grande a nivel global. **2023: Medalla de oro 75/100 97 de percentil.**	**ISO 40001** Sistemas de Gestión Ambiental. **ISO 50001** Gestión de la energia.

RANKINGS E INICIATIVAS ESG LOCALES			ABASTECIMIENTO SOSTENIBLE
Plataforma de evaluación que mide el nivel de desarrollo sostenible de los miembros de Acción Empresas **EECL 76,55% > Promedio Socios 61,30%**	Índice de Sostenibilidad para empresas basado en 6 criterios. **96% de cumplimiento con el estándar iDES (> Promedio Socios 79%)**	Ranking de las 100 empresas con la mejor reputación en Chile con foco en la responsabilidad ESG. **2024:ENGIE Energía Chile el primer lugar en la categoría empresas eléctricas**	**Alianza con Huella Chile** para promover en los proveedores locales la medición de su huella de carbono.

1.5 Modelo de Creación de Valor

NUESTROS RECURSOS

Al cierre del ejercicio 2024

Capital financiero (en MUSD)

- **USD 1.564,8** patrimonio.
- **USD 498,6** efectivo y efectivo equivalente.
- **USD 1.941** Deuda Neta.
- **3,8 veces** Deuda Neta/EBITDA.
- **USD 1.700** en créditos con requerimientos ESG.

Capital industrial (en MUSD)

- **USD 655, 2** total inversión anual en activos fijos.
- **USD 130,2** capex para mantención.
- **2,7 GW** en capacidad Instalada.

Capital humano y social

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

NUESTRA FORMA DE TRABAJAR

Simplificar y reenfocar nuestra organización.

Adaptar nuestra organización con un fortalecido enfoque industrial.

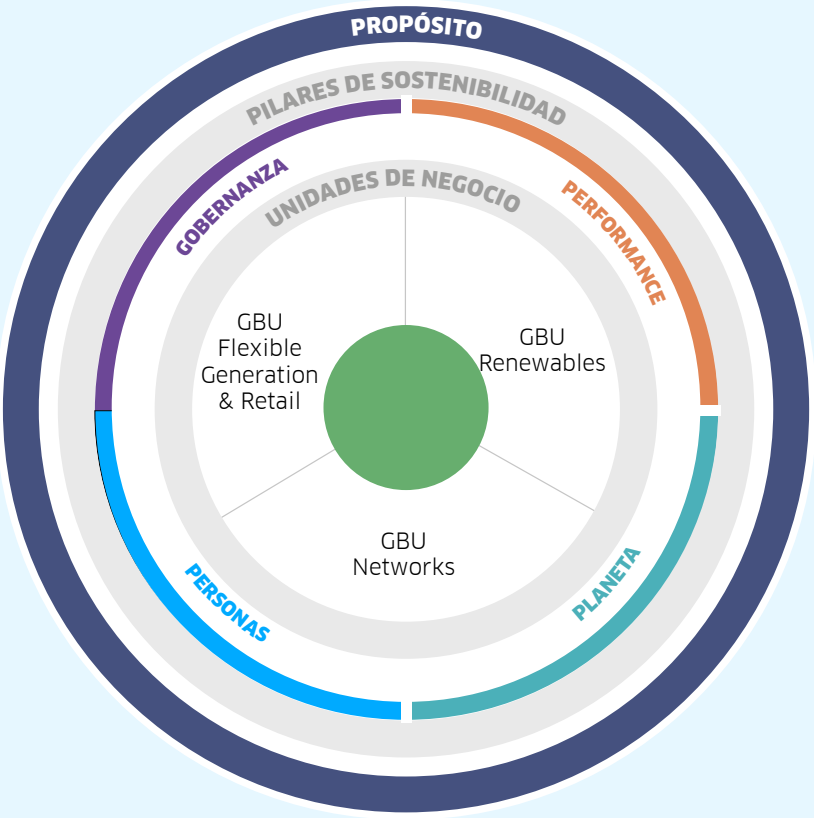
Fortalecer nuestro compromiso con la transición energética para lograr la Carbono Neutralidad en 2045.

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



Activamos una estrategia de crecimiento alineada con el propósito de crear valor para todos nuestros grupos interés.

CREACIÓN DE VALOR	INDICADORES	ODS
Personas **Diversidad** • Políticas e iniciativas que promueven la Diversidad y la Inclusión -Be.U@ENGIE- y resguardan la equidad salarial. • Programa Mujeres en Operaciones.	• 25,7% de la dotación son mujeres. • 29% mujeres en cargos de liderazgo. • 50% de las posiciones de management han sido cubiertas con mujeres. • Primer Directorio con mayoría de mujeres.	5 8
Seguridad Laboral • Sistema de Gestión Integrado de Salud y Seguridad (+Simple)	Cero fatalidades y accidentes graves.	3
Relacionamiento comunidades • Estrategia Social	• Iniciativas de relacionamiento con el 100% de las comunas donde operamos. • US$ 1.220.432 • Presencia en 30 comunas.	10 11
Abastecimiento • Sistema de evaluación de proveedores con criterios ESG.	• 63,1% de las comprras internacionales y 28,7% de las compras nacionales corresponden a proveedores analizados con criterios ESG.	
• Políticas y prácticas para fomentar la sostenibilidad en los proveedores.	• 17 proveedores suscriben carta de compromiso para cuantificar y gestionar sus emisiones.	
• Programa de Desarrollo de Contratistas en Seguridad.	• Cero accidentes fatales en empresas contratistas.	
• Plazos de pagos preferenciales para PYMES.	• 7,5% de nuestras compras fueron realizadas a Pymes.	
Planeta • NET CERO	• 2024: 3 (MTCO2 eq) 2021: 5,5 (MTCO2 eq)	13
• Sistema de Gestión de la Energía ISO 50001:2018	• Consumo de energía: 202 [Tcal/anual] en 2024, -10% respecto de 2023. • Intensidad energética: 0,11 [Tcal/MMCLP] en 2024, -8,3% respecto de 2023.	7
• Gestión de la Biodiversidad • Gestión de Residuos	• Héctareas monitoreadas en 2024: 4.673,8 ha superior a las 406,8 ha 2023. • Incorporación al Sistema de gestión colectivo PROREP para envases y embalajes. • Residuos no peligrosos generados en 2024: 87.749 (ton/año), 13% respecto de 2023. • Residuos peligrosos generados en 2024: 159 (ton/año), -7% respecto de 2023.	15
Performance • Plan expansión generación renovable	• 2,7 MW capacidad Instalada 2024 (34% generación renovables). • 3,5 MW capacidad Instalada 2027 (66% generación renovables). • Ingresos operacionales: MUSD 1.836,5 • Ventas de Energía: MUSD 12.466 • 7,5 años promedio de vida remanente de contratos de energía.	
Gobernanza • Plan del Deber de Vigilancia en DD.HH, Seguridad Laboral, Medio Ambiente y Cadena de Suministro. • Modelo de Prevención del Delito. • Canales de denuncias debidamente difundidos entre nuestros grupos de interés • Plan de capacitación anual cultura empresarial basado en buenas prácticas y apego al cumplimiento legal • Participación y alianzas con organizaciones que promueven la sostenibilidad y las buenas prácticas empresariales	• Cero denuncias vinculadas a prácticas de colusión, corrupción, entre otros delitos • 91 % de la dotación capacitada para evitar situaciones de Acoso Laboral	16

1.6 Industria en la que participamos

La industria en la que participamos está compuesta por los mercados de Generación, Transmisión y Distribución de energía eléctrica y transporte de gas natural.

- 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. En este segmento, los actores más relevantes son: ENEL, COLBÚN, AES GENER, ENGIE Energía Chile.
- 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. En sector el principal actor es la empresa Transelec.
- Las compañías de distribución, que operan bajo un esquema de monopolio natural dentro de sus zonas de concesión y comprenden cualquier suministro a clientes finales en zona de concesión a un voltaje inferior o igual a 23 kV. Nuestra Compañía no participa en este segmento.
- Las empresas que transportan gas operan diversas conexiones entre Chile y Argentina, incluyendo los gasoductos GasAtacama y NorAndino en la Región de Antofagasta, GasAndes en la Región Metropolitana, Del Pacífico en la Región del Biobío y las infraestructuras Cóndor y Poseidón en la Región de Magallanes.

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

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

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

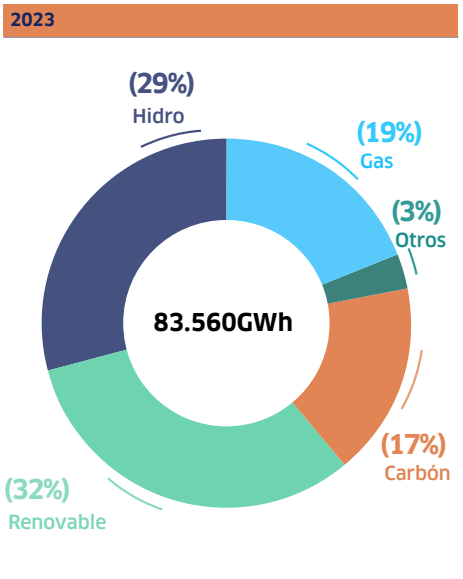
TIPOS DE CLIENTES

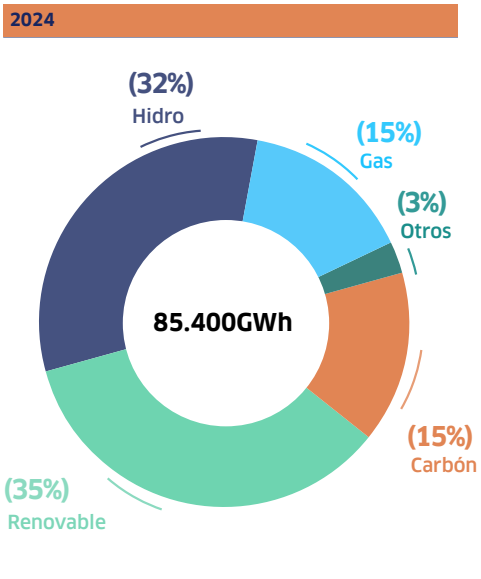
a) Clientes regulados: Corresponden a aquellos consumidores residenciales, comerciales, pequeñas y medianas industrias, con una potencia conectada igual o inferior a 300 kW o que estando entre 300 kW y 5.000 kW optan por dicho régimen con un período de permanencia mínimo de cuatro años, y que están ubicados 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: Corresponde a aquella parte de la demanda que tiene una potencia conectada mayor a 5.000 kW o que estando entre 300 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.

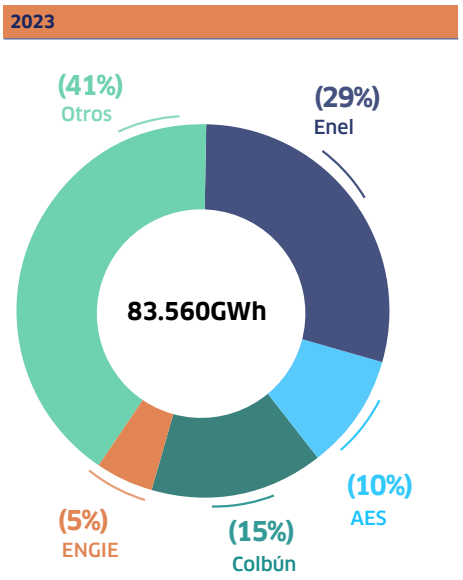
c) Mercado spot o de corto plazo: Corresponde a las transacciones de energía y potencia entre compañías generadoras, que resulta de la coordinación realizada por el CEN para lograr la operación económica del sistema. Los excesos (déficit) de su producción respecto de sus compromisos comerciales son transferidos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

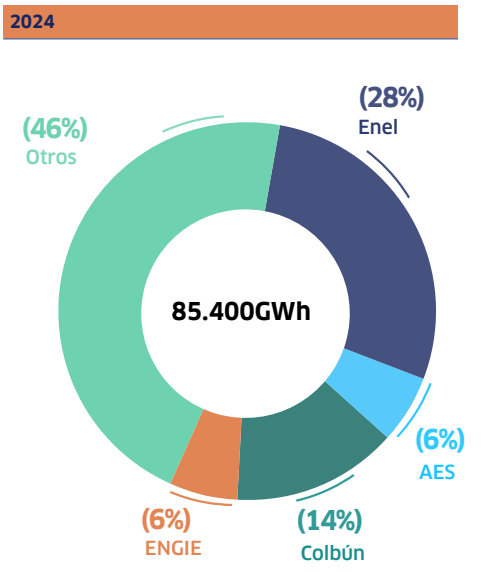
GENERACIÓN POR FUENTE SEN





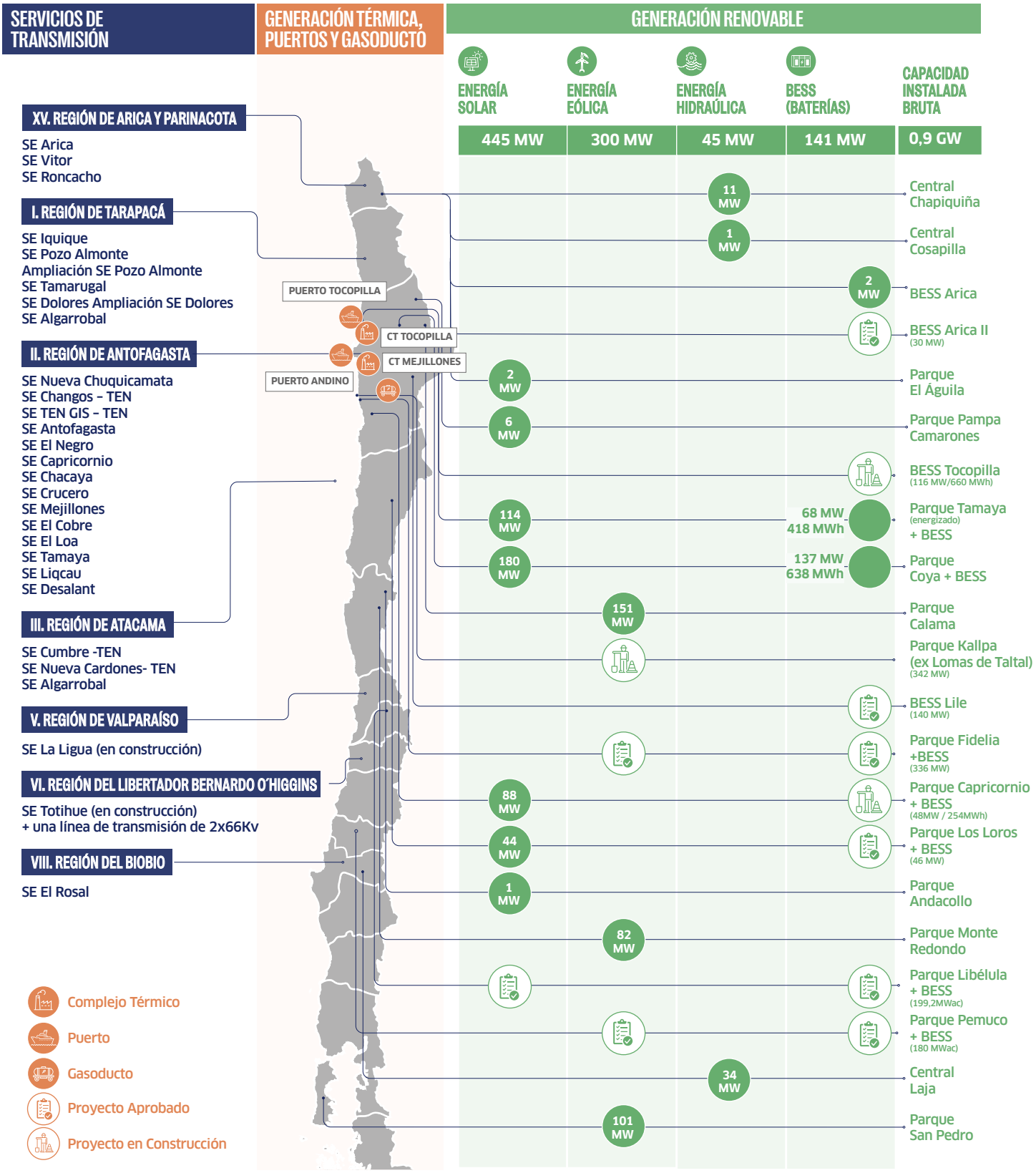
GENERACIÓN POR EMPRESA





Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

1.7 Nuestras operaciones



1.8 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.

2015

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

2016

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

2017

ENGIE Energía Chile S.A. 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). La Compañía reenfoca su estrategia de negocios, integrando los nuevos desafíos y oportunidades derivados de la Transición Energética de Chile.

2018

ENGIE Energía Chile S.A. inicia su Plan de Descarbonización. Anuncia un plan de inversiones de MUSD 1.000 en proyectos en energías renovables y solicita a la autoridad el cierre, para 2021, de las unidades 12 y 13 (173 MW) de la central térmica Tocopilla, sujeto a la entrada en operaciones del último tramo de la línea Cardones-Polpaico de INTERCHILE. Adicionalmente renegocia los contratos con tres de sus principales clientes del sector minero, logrando ampliar los plazos y viabilizar el plan de inversiones en energías renovables.

2019

En junio de 2019 ENGIE Energía Chile S.A. firma el acuerdo de descarbonzación con el Ministerio de Energía, para acordar el plan de cierre de sus carboneras. En ese contexto, anuncia el cierre de las unidades 14 y 15 del Complejo Tocopilla y de las unidades CTM1 y CTM2 del Complejo Mejillones, al 2024. También comienza la ejecución de un plan de inversiones por MUSD 1.000 en renovables, que comienza con la compra de dos parques solares -Los Loros y Andacollo-, con una capacidad de 55 MWp. Además, anuncia la construcción del Parque Eólico Calama y de los parques solares Capricornio y Tamaya, que conjuntamente aportarán 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 S.A. 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.

2021

La Compañía anuncia el retiro total de sus unidades a carbón para el 2025 (800 MW); la reconversión de tres unidades a carbón a energías limpias (700 MW) y la inyección de 1000 MW adicionales de energías renovables en el mediano plazo, con lo cual su capacidad instalada en energías renovables llegará a 2GW.

2022

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 Kallpa (Ex 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.

2023

Presentamos nuestro Plan Estratégico Balance 2023-2028 en el marco de nuestro proceso de transformación.

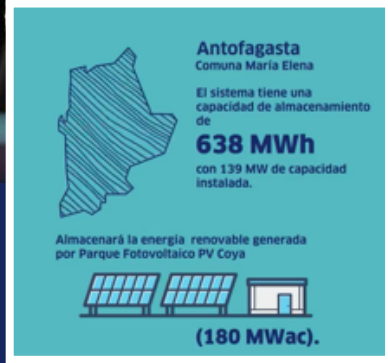
Suscribimos un nuevo crédito verde por MUSD 400 con la Corporación Financiera Internacional (IFC) del Grupo del Banco Mundial.

Después de 14 años se vuelve a importar gas en firme desde Argentina, a través de nuestro gasoducto NorAndino.

2024

PRINCIPALES HITOS

Durante este ejercicio, avanzamos en todos los ámbitos y metas de nuestros compromisos ESG.



INGRESA BESS COYA AL SISTEMA

Con la presencia del Presidente de la República, Gabriel Boric Font; la CEO del Grupo ENGIE, Catherine MacGregor; la CEO de ENGIE Chile, Rosaline Corinthien, autoridades y ejecutivos de la Compañía, **inauguramos BESS Coya, el sistema de almacenamiento en baterías más grande de Latinoamérica,** ubicado en el Parque Fotovoltaico Coya (180 MWac), en María Elena, en la Región de Antofagasta.

Su capacidad de almacenamiento es de 638 MW/h, equivalente a 5 horas. Está conformado por 232 contenedores con una capacidad instalada de 139 MW, lo que le permite abastecer de energía renovable a 100.000 hogares aproximadamente.

Fue reconocido como el proyecto del año por la Asociación de Empresas Consultoras de Ingeniería de Chile (AIC).

LA RUTA DE LA RECONVERSIÓN

En 2024 continuamos con la reconversión de los sitios descarbonizados, permitiéndonos avanzar en nuestro plan de transformación y seguir aportando al desarrollo de las comunidades donde estamos presentes hace décadas.

BEES Tamaya, emplazado en el Parque Solar Tamaya, donde antes operaba nuestra central a diésel, comenzó su funcionamiento de prueba en 2024.

BEES Tocopilla, emplazado en nuestro Complejo Térmico Tocopilla, inició su construcción en 2024. Con una capacidad de almacenamiento de 600 MW/h, es nuestro primer sistema de almacenamiento stand alone, que funciona independiente y se conecta a la red de transmisión para hacer descarga de baterías.

AVANCES PARQUE KALLPA (EX LOMAS DE TALTAL)

Al cierre de 2024, se encuentra con sus 57 turbinas sincronizadas y con la totalidad de su capacidad de generación inyectando energía a la red. Una vez que entre en operación esta iniciativa, aportará 342 MW al Sistema Eléctrico Nacional, convirtiéndose en la unidad con mayor capacidad de generación de energía renovable de nuestra Compañía en Chile.

SET LABEL: CERTIFICADOS POR 2do AÑO CONSECUTIVO

Logramos un importante hito al obtener la recertificación SET Label de Transición Energética Sostenible de ENGIE, un exigente estándar internacional que reconoce nuestro enfoque integral para desarrollar y operar proyectos solares y eólicos con criterios ESG.

En 2024 mejoramos significativamente nuestros resultados con respecto a 2023, al obtener un 100% de conformidades, pasando de 2 a 5 Best Practices. Se destacaron nuestras cuentas públicas, buenas prácticas ambientales en la evaluación de proyectos (como la relocalización de la tarántula rosada en el Parque Fotovoltáico Libélula) y la gestión de conservación de la taruka en nuestra Central Hidroeléctrica Chapiquiña.

El SET Label se ha integrado plenamente en nuestros procesos dando pie a nuevas iniciativas como los Murales del Clima y de Biodiversidad en comunidades y la evaluación consistente de temas ESG al considerar la inversión, el desarrollo y la adquisición de nuevos proyectos.

APROBAMOS NUEVOS PROYECTOS DE GENERACIÓN RENOVABLE

Contamos con la aprobación ambiental y de construcción de tres de nuestros proyectos más relevantes:

Parque Fotovoltaico (PV) Libélula. Región Metropolitana	Parque Eólico Fidelia. Región de Antofagasta	Parque Eólico Pemuco. Región de Ñuble
350 MW	306 MW	165 MW

RECONOCIMIENTO INTERNACIONAL A NUESTRO PLAN DE TRANSFORMACIÓN

El Just Transition Finance Lab del Grantham Research Institute on Climate Change & the Environment y The London School of Economics and Political Science (LSE), nos destacó como un modelo a seguir en la transición energética justa, subrayando el impacto positivo del financiamiento verde en las políticas sociales de la empresa y su compromiso con la sostenibilidad. El caso de estudio, basado en un préstamo de US$ 400 millones otorgado por la Corporación Financiera Internacional (IFC), miembro del Grupo del Banco Mundial, resalta como este financiamiento ha facilitado la transformación de ENGIE Chile, permitiéndole avanzar desde una generación de energía basada en combustibles fósiles hacia fuentes renovables y de almacenamiento de energía.

ÚLTIMOS CIERRES DE UNIDADES A CARBÓN

- En marzo de 2024, la Comisión Nacional de Energía (CNE) autorizó la reconversión de Infraestructura Energética Mejillones (IEM) a gas y el retiro y desconexión de las unidades 1 y 2 del CTM a contar del 31 de diciembre de 2025.
- Abordamos con nuestros trabajadores, profesionales y dirigencias sindicales, planes de reubicación, reconversión laboral y de retiro voluntario que se encuentra en ejecución.

CONDENSADOR SÍNCRONO EN TOCOPILLA

Nos adjudicamos la instalación de un Condensador Síncrono dentro de la Licitación de Servicios Complementarios de Control de Tensión del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN). Este servicio complementario utilizará gran parte de la infraestructura de la ex Unidad N° 15 del Complejo Térmico de Tocopilla (CTT), permitiendo la reutilización del sitio y entregando una mayor estabilidad al Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

PERFORMANCE

PRIMERAS EMISIONES DE BONOS VERDES

En 2024 realizamos las primeras emisiones de bonos verdes para financiar nuestro plan de transformación hacia energías renovables.

En abril anunciamos la colocación de bonos verdes en el mercado internacional por US$ 500 millones.

En septiembre realizamos la segunda colocación de nuestro primer bono verde en el mercado suizo, el monto total asciende a CHF 190 millones, equivalente a US$225 millones aproximadamente.

TRANSMISIÓN

Pusimos en servicio cinco proyectos en un período de 10 meses: Nueva SE Liqcau (instalación de servicio público perteneciente al Sistema de Transmisión Zonal), Nueva SE Roncacho (instalación de servicio público perteneciente al Sistema de Transmisión Zonal), Nuevo transformador y aumento de potencia SE ADASA, Paño de conexión

COMPLETAMOS US$1.700 MILLONES DE FINANCIAMIENTO VERDE

Al cierre de 2024, el total del financiamiento verde que levantamos en operaciones crediticias y colocaciones de bonos osciló en torno a US$ 1.700 millones, casi equivalente a las necesidades de inversión involucradas en la expansión de nuestros activos renovables.

PRIMER DIRECTORIO CON MÁS MUJERES

En la renovación del Directorio en 2024, fueron elegidas cuatro profesionales de vasta trayectoria, conformando la primera mesa directiva de nuestra historia constituida mayoritariamente por mujeres.

Las cuatro directoras son: Carolina Schmidt, Mireille Van Staeyen, Felisa Ros y Joanna Davidovich.

La vigencia del nuevo Directorio es de dos años y es presidido por Pascal Renaud, del Grupo ENGIE. Los otros dos directores son Frédéric Halkin -también del Grupo ENGIE- y Cristián Eyzaguirre - director independiente-.

Carolina Schmidt
Directora Independiente

TRANSICIÓN Y LOS GRANDES CAMBIOS

"La generación de energía es muy territorial, tiene un impacto directo en los lugares y las comunidades donde se realiza. Por eso, como lo ha estado haciendo ENGIE Energía Chile, es importante poner foco en la implementación de una transformación energética con transición justa abordando este desafío con una mirada de futuro en los territorios. Es fundamental el proceso de transición se realice desde el inicio, con una mirada de co-creación de valor conjunto para la sostenibilidad de una relación de largo plazo.

El reconocimiento del gas como combustible de transición, para la seguridad del proceso de transformación energética, es también parte de esta transición justa.

Los procesos de transición son clave para el éxito de los grandes cambios".

Joanna Davidovich
Directora Independiente

EL APORTE DE LA DIVERSIDAD

"Es muy importante contar con diversidad de visiones en los gobiernos corporativos y, en general, en los diversos roles dentro de las empresas. Las distintas sensibilidades, preparación, competencias y experiencias aportan mucho al buen funcionamiento de un directorio y al buen manejo de una compañía. En términos de género, asumiendo que las mujeres son seleccionadas por sus méritos y competencias y dado que somos el 50% de la población mundial y que los talentos debieran existir de igual manera entre hombres y mujeres, la incorporación de la mujer, tanto en los directorios como en otros roles en las empresas, hace mucho sentido, son un aporte en las discusiones y debiera ser un camino natural.

El sector energético está en una transición relevante frente a los cambios regulatorios, la transformación tecnológica y el cambio climático, entre otros, y para poder transitar de manera adecuada, las distintas experiencias y perspectivas ayudan a enriquecer los debates y fortalecer las decisiones. Me parece fantástico que esto esté ocurriendo y que ENGIE Energía Chile sea pionera en esta visión. Creo que el mercado también lo valora".

FORTALECIMOS NUESTRO MARCO DE GOBERNANZA

- Implementamos un **nuevo modelo de prevención de delitos:** desde agosto de 2024, contamos con nuevo Modelo de Prevención de Delitos (MPD) en el marco de las modificaciones que la Ley 21.595, de Delitos Económicos, introdujo en la Ley 20.393, que desde 2009 establece la responsabilidad penal de las personas jurídicas..

- **Actualizamos la Política de Habitualidad para la debida gestión interna de las operaciones entre partes relacionadas,** y el Comité de Directores Independientes designó como Oficial de Cumplimiento al Gerente de Gobernanza y Responsabilidad Penal Corporativa.

- **Robustecimos el Canal de Denuncias** para facilitar las denuncias sobre (i) acoso laboral y sexual (conforme a las disposiciones de la Ley Karin), (ii) eventuales incumplimientos al Código de Ética, (iii) y eventuales incumplimientos a la Ley 20.393.

- **El 91% de la dotación** fue capacitado en 2024 sobre el Protocolo de Prevención del Acoso Sexual, Laboral y Violencia en el Trabajo.

PLANETA

REFORZAMOS NUESTRA GESTIÓN AMBIENTAL

- **Cambio climático:** iniciamos el diseño de nuestra **Estrategia de Adaptabilidad al Cambio Climático.**

- **Emisiones: mantuvimos nuestra trayectoria a la baja en las emisiones CO2 eq** y en las emisiones locales.

- **Eficiencia energética:** certificamos nuestro **Sistema de Gestión de la Energía ISO 50001.**

- **Biodiversidad:** nuestra gestión de la biodiversidad abarcó 4.673 hectáreas monitoreadas, **10 veces más que las 406 hectáreas de 2023.**

- **Gestión de residuos:** nos incorporamos al **sistema de gestión colectivo PROREP** para envases y embalajes asociados a importaciones de equipos y materiales para dar cumplimiento a la Ley REP.

- **Gestión ambiental y permisos para cada unidad de negocios:** desde 2024 nuestras principales unidades de negocios Flexible, Generation & Retail, Renovables y Network cuentan con su propia gerencia Ambiental y de Permisos para abordar los requerimientos en materia de cumplimiento y compromisos voluntarios.

PERSONAS

MUJERES EN LA ALTA DIRECCIÓN

Se integraron tres mujeres al equipo de alta dirección (Leadership) quedando conformado por cinco mujeres y cuatro hombres. Por primera vez, la alta dirección quedó conformada mayoritariamente por mujeres.

SEGURIDAD LABORAL: SIN ACCIDENTES FATALES

- **No tuvimos que lamentar accidentes fatales ni con tiempo perdido en nuestro equipo interno,** ni en nuestros sitios operativos ni en los proyectos que estamos construyendo.

- Entre nuestros contratistas, hubo un evento con tiempo perdido producto de una caída del mismo nivel en el proyecto Parque Kallpa (ex Lomas de Taltal), registrando 22 días perdidos.

CAMBIOS ORGANIZACIONALES CON ENFOQUE ESG

En 2024 realizamos cambios en nuestra organización para potenciar nuestra gestión económica, social, ambiental y de gobernanza. Los cambios fueron los siguientes:

- **Integramos el rol de Country Chief Sustainabiliy Officer & Head of ESG:** tiene por función guiar las políticas y cumplimiento de nuestros compromisos y metas en materias ESG y contribuir en la relación con los inversionistas y sus expectativas en materias de sostenibilidad. Este nuevo rol le reporta al Chief Financial Officer (CFO).

- **Nueva Gerencia de Gobernanza y Responsabilidad Penal Corporativa:** surge como parte del proceso de implementación del nuevo Modelo de Prevención del Delito y adopción de la Ley de Delitos Económicos que impone a las empresas nuevos desafíos y obligaciones.

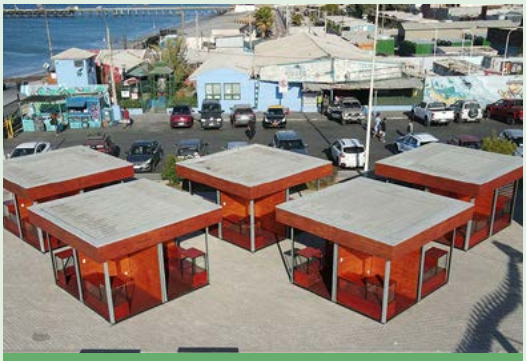
- **Nueva Gerencia de Estrategia y Soluciones Digitales:** nace en el marco de One ENGIE, con el objetivo de fomentar una cultura unificada y colaborativa, orientada a impulsar la transición energética.

COMUNIDADES Y SOSTENIBILIDAD

- Durante 2024 invertimos en **219 iniciativas** por un monto total de **USD 1,2 millones**. Estos recursos beneficiaron directamente a **29.832 personas, de 19 comunas.**

- Reforzamos nuestra Política de Asociatividad y modelo de relacionamiento para afianzar nuestros compromisos ESG.

Junto a Lab4U anunciamos la continuidad del exitoso proyecto de Educación STEM en el Liceo Bicentenario de Dalcahue.



ENGIE Chile impulsa el desarrollo artístico y económico en Mejillones a través del primer Pueblito de Artesanos

Capacitamos a proveedores de la isla de Chiloé

ABASTECIMIENTO SOSTENIBLE

Fortalecimos la relación con nuestros proveedores hacia un vínculo colaborativo, centrado en temas de sostenibilidad y soporte a nuestras Pymes. Con eso en vista, participamos activamente en diversas instancias de diálogo e impulsamos programas asociados al desarrollo de proveedores.

- Nuestros proveedores seleccionados firmaron una **Carta de Compromiso por la Carbono Neto Cero al 2045.** Se comprometen a cuantificar la Huella de Carbono, identificar e implementar acciones para reducir la huella de carbono y definir una estrategia de descarbonización para su organización.

- **Supplier Day 2024.** Participaron 33 empresas proveedoras en este encuentro anual que reúne a nuestros principales proveedores para revisar hitos clave, proyectar desafíos y fortalecer la colaboración estratégica.

- **Desarrollamos los primeros Carbon Deep Dialogue**, sesiones de trabajo lideradas por los equipos de Procurement y ESG.

- Impulsamos el **Programa de Desarrollo de Contratistas en Seguridad,** Small Contractors, que tiene por objetivo fortalecer el estándar en seguridad de los proveedores con quienes trabajamos.

- En 2024 un **7,5% de nuestras compras fueron realizadas a Pymes**, con un monto aproximado de MUSD 94.

PREMIOS Y RECONOCIMIENTOS

Los reconocimientos fueron entregados en una ceremonia celebrada en la ciudad de Nueva York, donde Eduardo Milligan y Marcela Muñoz representaron a ENGIE Chile.

PREMIOS INSTITUTIONAL INVESTOR 2024 LATIN AMERICA EQUITIES AWARDS.

- **Elegida entre las Compañías más destacadas**. La distinción que se otorga a las empresas que alcanzan las primeras posiciones en ocho categorías y que evalúa a las mejores empresas y ejecutivos en la región.
- **Mejor CFO:** Eduardo Milligan, recibió el reconocimiento reflejando su capacidad para gestionar las finanzas con altos estándares de transparencia, sostenibilidad y eficiencia.
- **Mejor Profesional de Relaciones con Inversionistas:** Marcela Muñoz, Investor Relations Officer de la compañía, fue destacada como por su comunicación efectiva y transparente con los inversores.
- **Mejor CEO:** Rosaline Corinthien, subrayando su liderazgo y visión estratégica.
- **Mejor Programa de Relaciones con Inversionistas** de la compañía fue premiado por la calidad de su estrategia de comunicación con la comunidad de inversionistas.
- **Mejor Práctica ESG:** nos reconocieron con el el primer lugar, reafirmando su liderazgo en sostenibilidad y responsabilidad social.
- **Buen gobierno corporativo:** el Directorio de ENGIE Energía Chile fue rankeado en el primer lugar reconociendo su compromiso con el.

RANKING MERCO

Ranking Merco ESG y Merco Talento 2024: ingresamos a estos ranking por primera vez y nos posicionamos entre las 100 compañías.

Ranking Merco Empresas 2024: nos posicionamos como líder en la industria de la generación de energía y crecimos en 25 puestos en el ranking respecto de la edición 2023.

merco TALENTO merco RESPONSABILIDAD ESG merco EMPRESAS Y LÍDERES

PREMIOS EIKON

Por segundo año consecutivo somos ganadores en los Premios EIKON 2024.

En esta oportunidad, los premios correspondieron a las categorías: Sustentabilidad Ambiental , Relaciones con la prensa y Evento, por la inauguración de BESS Coya.

Este gran mérito remarca el compromiso que tenemos como compañía a la hora de avanzar hacia nuestras metas sostenibles, a la vez que creamos responsables lazos de valor con aquellos equipos que nos asisten en la comunicación de nuestros proyectos.

PREMIO CARLOS VIAL ESPANTOSO

Nos ubicamos dentro de las 10 finalistas de las 52 grandes empresas que postularon en 2024

100 MUJERES LIDERES

Rosaline Corinthien, fue destacada como una de las 100 Mujeres Líderes 2024, en el marco de la iniciativa organizada por El Mercurio y Mujeres Empresarias.

ECOVADIS

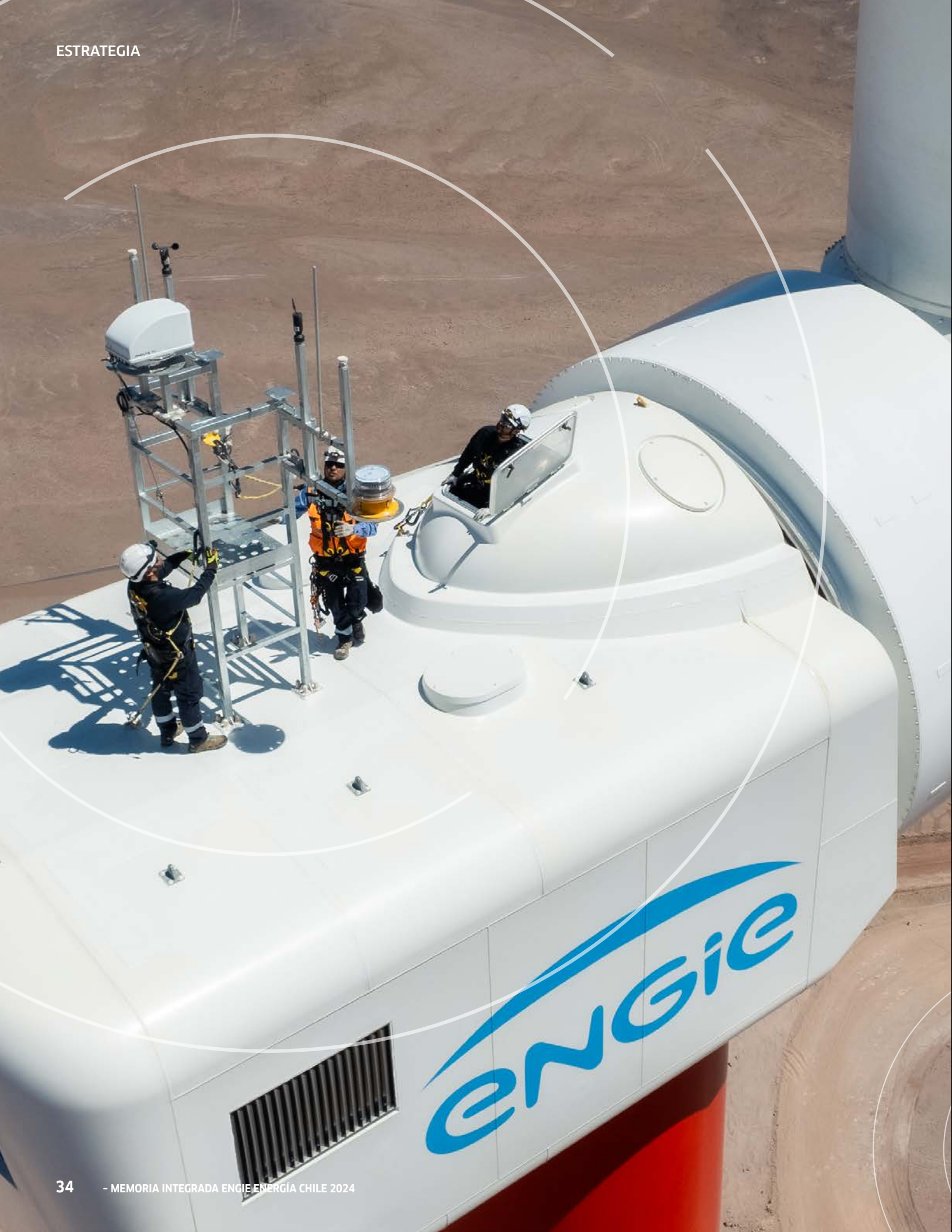
Obtuvimos la Medalla de Oro por nuestra gestión ambiental, prácticas laborales y Derechos Humanos, éticas y compras sostenibles.

RECONOCIMIENTOS EN SEGURIDAD LABORAL

La Mutual de Seguridad nos entregó certificación del Programa de Empresa Certificada (PEC) con un desempeño "excelente", convirtiéndonos en la primera empresa del sector en obtenerla. También, obtuvimos la certificación del Sistema HS Empresa Competitiva, para Mejillones y Tocopilla, y la Certificación Comité Paritario de Higiene y Seguridad (CPHS) para ambas localidades, en categoría bronce.

RANKING IMAD 2024 (MUJERES EN ALTA DIRECCIÓN)

Nos situamos entre las compañías más avanzadas en la promoción de mujeres en sus directorios y líneas ejecutivas, posicionándonos en el puesto 20 del Ranking IMAD 2024.


ENGIE

ESTRATEGIA

Queremos contribuir a la descarbonización de la economía con soluciones innovadoras, integradas y flexibles.

36
2.1 Estrategia de Crecimiento

44
2.2 Inversiones y Financiamiento

48
2.3 Sostenibilidad en la Estrategia

2.1 ESTRATEGIA DE CRECIMIENTO

37
2.1.1 Avances de nuestra estrategia

39
2.1.2 Estrategia Digital

42
2.1.3 Clientes

2.1.1 Avances de nuestra estrategia

En el centro de nuestra estrategia está liderar la Transición Energética en Chile y lograr nuestro objetivo de Net Cero Emisiones al 2045. Queremos contribuir a la descarbonización de la economía con soluciones innovadoras, integradas y flexibles, de bajo carbono, seguras y asequibles, donde las energías renovables, el gas y los sistemas de almacenamiento (BESS) de energía, juegan un rol fundamental.

En este desafío, nuestra Compañía se suma a las directrices de One ENGIE, la estrategia global del Grupo, a través de la cual busca liderar la transición energética en el mundo, operando como un grupo cada vez más integrado, industrial y digital, con toda la experiencia y las habilidades necesarias para los empleos del mañana.

I. OBJETIVOS ESTRATÉGICOS

Lanzamos nuestro Plan Estratégico Balance para el período 2023-2028, con el propósito de mejorar nuestra competitividad mediante el equilibrio entre la producción que generan nuestros activos y los compromisos de suministro con nuestros clientes.

Con Balance nos enfocamos en cuatro objetivos estratégicos, que están avanzando de acuerdo a lo planificado:

1. Acelerar la implementación de 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.

2. Potenciar nuestra infraestructura a gas natural. Buscamos asegurar el suministro de gas natural licuado (GNL) para la generación de gas en instalaciones propias y mediante acuerdos de peaje con otros productores.

3. Gestión del Portafolio Responsable. 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, junto con mantener altos niveles de disponibilidad y la reconversión a gas de algunas de las unidades a carbón.

"Buscamos garantizar que la digitalización sea parte esencial y transversal en nuestro quehacer y un aporte en la toma de decisiones del negocio. También que contribuya a acelerar soluciones digitales, tanto en la infraestructura como en los procesos, de modo de reforzar la excelencia de nuestra operación."

Diane de Galbert
Gerente Corporativo Estrategia y Soluciones Digitales

II. MIRADA AL 2035

En paralelo y con miras a una planificación estratégica de más largo plazo, iniciamos el análisis sobre nuestros desafíos al 2035, para abordar con éxito nuestras metas al 2045.

En el marco de One ENGIE, creamos la nueva gerencia Estrategia y Soluciones Digitales, con el propósito de fomentar una cultura unificada y colaborativa, orientada al impulsar la transición energética.

En esa dirección, la gerencia se enfocará en un análisis interno para definir y construir una visión para la Compañía de más largo plazo, con un horizonte de tiempo al 2035. Entre sus desafíos está integrar aún más la estrategia digital para aumentar la creación de valor de la Compañía, lo que conlleva el uso de IA, los data centers, el aumento de las necesidades de energía y así como también impulsar la tranformación interna. Queremos garantizar que la digitalización sea parte esencial y transversal en nuestro quehacer y aporte en la toma de decisiones del negocio. También, que contribuya a acelerar soluciones digitales tanto en términos de infraestructura como en los procesos, de modo de reforzar la excelencia de nuestra operación

Para definir nuestra estrategia al 2035, hemos implementado procesos colaborativos que involucran a colaboradores de todos los niveles, partiendo con la visión de nuestros líderes. Esta mirada a largo plazo se enfoca en acelerar la transición energética de manera responsable, poniendo al cliente y a nuestra estrategia comercial en el centro de nuestro quehacer.. En 2025, reforzaremos este enfoque, manteniendo una búsqueda continua de aportes en nuestras distintas operaciones. Nuestra nueva visión se definirá en 2025 y se complementará con planes de acción concretos.

2.1.2 Estrategia Digital

En 2024, nuestra gestión Digital&IT generó un nivel de eficiencia de 5.000 Horas Humanas (HH) y un ahorro de kUSD835, muy por sobre la meta anual.

En este periodo el 37% del total del presupuesto de Digital&IT se destinó a proyecto de inversiones (CAPEX), reafirmando nuestro compromiso con la innovación y la modernización tecnológica. Además, se ejecutaron proyectos de mejora y actualización de equipamiento de seguridad, protección de red internet y ofimática.

I. OBJETIVOS Y PRINCIPALES HITOS 2024

Nuestra estrategia digital considera cuatro pilares como fuentes de generación de valor.

1. Digital & DATA

Para agregar valor al negocio, a través de generar ahorros, lograr eficiencia en los procesos de negocio y operacionales, y apoyar el proceso de toma de decisiones, mediante la incorporación y/o adopción de tecnologías o soluciones digitales en los procesos.

a. Realizamos un workshop digital con el *Leadership Team*, donde se de generación de valor a través de digital/data. Se identificaron iniciativas e ideas que podemos abordar con nuestras unidades de negocio y que fueron parte del trabajo realizado en 2024.

b. El equipo de Data del Grupo realizó una evaluación del cumplimiento de la Política de Data en la Compañía, Chile y obtuvimos un 4,38 de 5 que es la nota máxima.

2. Confiabilidad y seguridad IT

Apunta a gestionar los riegos de manera de asegurar la continuidad de las operaciones y de los procesos de negocios, así como de los principales activos en operación y de los futuros activos.

a. En protección de los activos industriales, trabajamos en el cumplimiento del Framework ICS, implementando los controles que permiten asegurar y proteger los activos frente ataques cibernéticos

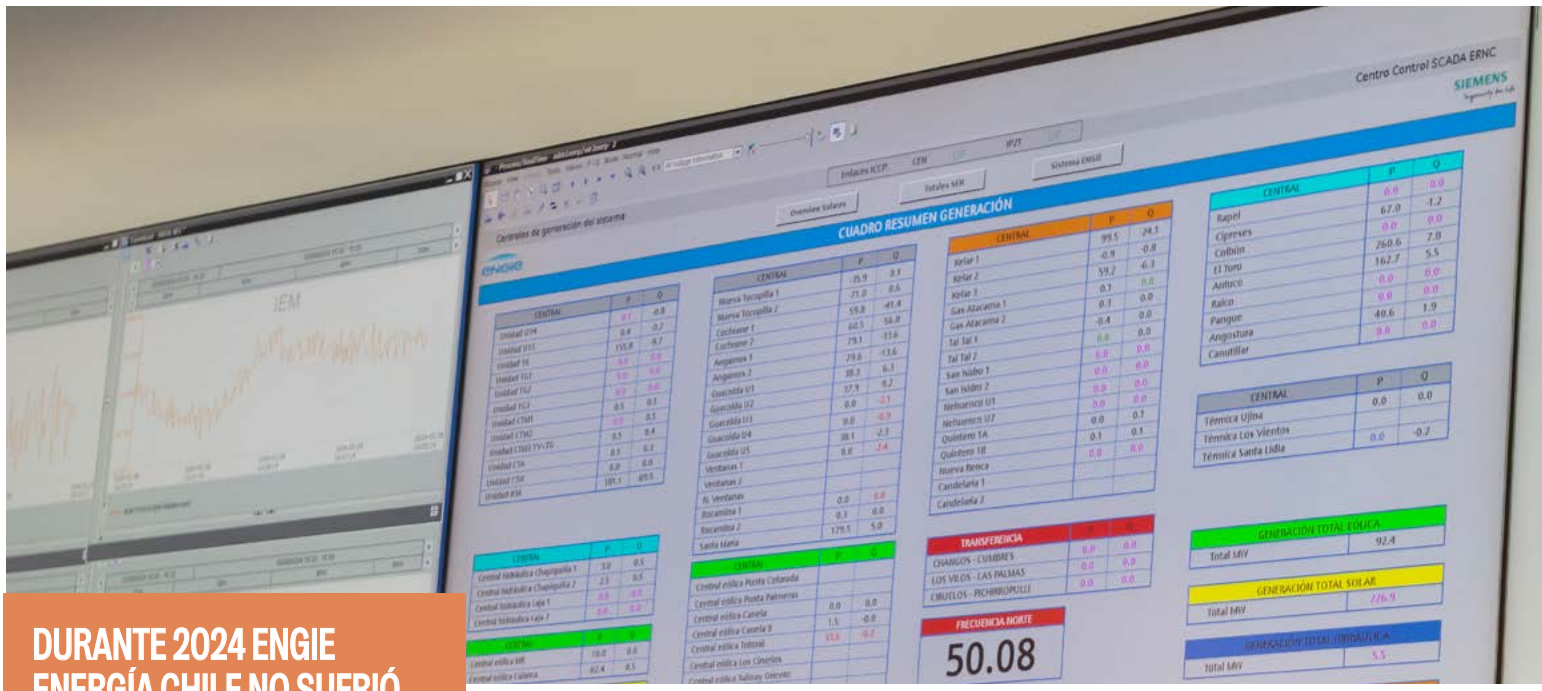
- Todos nuestros activos en operación, en las diferentes unidades de negocio, cumplieron la meta definida para el año.
- Todos los proyectos consideran desde la etapa temprana de desarrollo los estándares de IT/digital de manera de asegurar su correcta implementación durante la etapa de construcción y luego en la etapa de O&M.

b. En 2024, iniciamos el proceso de certificación en la ISO 27001 para un conjunto de sitios, con el propósito de fortalecer la gestión del riesgo asociado a la pérdida de información crítica. Para 2025 está prevista una auditoria de precertificación y para abril la correspondiente a la certificación.

c. Para mejorar la disponibilidad de infraestructura y aplicaciones IT, desarrollamos durante el año el proyecto Move To Cloud (M2C), con el cual movimos 50 servidores virtuales a la nube (AWS).

d. Con el fin de mejorar la disponibilidad y experiencia en la conectividad de los sitios industriales, llevamos a cabo el proyecto STARLINK, que permitió dotar de enlaces satelitales a los sitios, mejorando la disponibilidad.

e. Para estar preparados frente a eventuales desastres, durante 2024 se realizaron los *Desaster Recovery Plan* para los sistemas críticos, tales como SCADA, SAP y DNS.



DURANTE 2024 ENGIE ENERGÍA CHILE NO SUFRIÓ ATAQUES QUE GENERARAN DAÑOS O PÉRDIDA DE DATOS

3. IT como habilitador de la Industrialización

En 2024 comenzamos con la estandarización de los procesos del Grupo ENGIE. En esa dirección,

a. Avanzamos en la habilitación de la plataforma One Safety Tools (OST para registrar y analizar eventos e información asociada al proceso de seguridad y salud ocupacional. La habilitamos completamente en la GBU Flexible Generatio&Retail, y en el ultimo trimestre, iniciamos el escalamiento en los sitios de las GBU Renovables y Network.

b. Comenzamos con el proceso de implementación gradual de la plataforma de negocios Global Entreprise Transformation (GET Project), que considera todos los procesos de Finanzas, Tesorería, Contabilidad, Compras, Inventarios, Facturación y Mantenimiento. Realizamos el kickoff en diciembre del 2024.

c. Habilitamos dos plataformas de apoyo a las operaciones que dispone el Grupo:

- PROCOR, para apoyar los proyectos renovables y de transmisión en etapa de construcción.
- PI- Robin, que registra en tiempo real las principales señales de nuestros activos, para efectos de tendencias y análisis de fallas. Durante 2024, todos nuestros activos de generación y transmisión están conectados y enviando señales a la plataforma.

4. Personal & Cultura

En 2024, comenzamos con el proceso de implementación del modelo de IT Business Partner, que es un enfoque estratégico que busca alinear las lineas de trabajo de TI/ Digital con los objetivos del negocio. Este modelo se centra en trabajar como socios estratégicos a través de una relación cercana donde el IT Business Partner actúa como un asesor clave y enlace estratégico entre el área de TI/Digital y las unidades de negocio. Iniciamos el proceso de certificación de las personas tienen asignado ese rol para consolidar el modelo en 2025.

II.CIBERSEGURIDAD

Nuestra gestión de ciberseguridad se enmarca en los lineamientos del Grupo ENGIE a partir de su Política de Ciberseguridad y la Política de Protección de Datos lanzada en 2023.

Nuestra gobernanza está conformada por un Comité de Ciberseguridad, que supervisa 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.

Sesiona una vez al mes 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.

En paralelo y en el marco del proyecto certificación en la norma a ISO 27001, generamos y actualizamos en los casos que fue necesario la documentación de

CAPACITACIONES

Durante el año 2024 se realizaron 8 charlas de concientización para colaboradores internos y externos, un curso de ciberseguridad del grupo y 13 campañas de phishing.

PROVEEDORES

En 2024, se generaron estándares IT alineados con definiciones del Grupo ENGIE, que son un set de documentos que definen los requerimientos de ciberseguridad que deben cumplir los proveedores. Son incorporados vía cláusulas de compras. En el caso de los proyectos, son incluidos como parte de las Bases de Licitación en etapas tempranas del proyecto (etapa de desarrollo), tales como Framework ICS, Suppliers Cybersecurity Clauses y Cybersecurity-by-design for Industrial Projects.

COMITÉ DE CIBERSEGURIDAD

nuestro Sistema de Gestión Integrado (SGI) relacionada con el Sistema de Gestión de Seguridad de la Información (SGSI)

a) 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 acciones de capacitación y relacionadas con nuestros proveedores.

b) Política de datos

Contamos con una Política de Datos Personales definida por el Grupo ENGIE que busca asegurar el debido cumplimiento de las normas y regulaciones relacionadas con los datos personales, y ayudar a proteger de una manera eficiente los datos personales de trabajadores, clientes, contratistas y proveedores.

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 2024 con un XX% de cumplimiento, que seguiremos aumentando hasta llegar al 100%.

2.1.3 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), los que al cierre de 2024 alcanzaban una duración promedio de vida de 7 años.

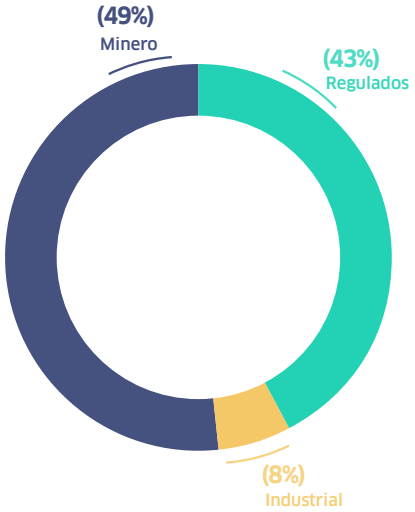
Durante 2024 nuestro principal foco fue la gestión de energía y de riesgo sobre el portafolio en términos de proteger y maximizar el margen.

En este período se entregaron 12.290 GWh, de los cuales: 5.323 GWh fueron para clientes regulados; 6.021 GWh de la minería y 946 GWh para industriales.

"La orientación al cliente es clave en nuestra política comercial. En 2024 y con aún más énfasis en 2025, uno de nuestros principales focos será fortalecer la relación comercial con nuestros clientes, impulsando un vínculo sólido y de largo plazo."

Isak De Eskinazis
Gerente Corporativo de Gestión de Portafolio y Ventas

ENERGÍA ENTREGADA POR TIPO DE CLIENTES EN 2024



Entre las actividades más importantes que concretamos en el año, se destacan las las firmas de nuevos contratos PPA con otros generadores por 0.2 TWh, además de la administración de coberturas y posiciones de la compañía ante las variaciones del precio de los commodities y la gestión de las compras y balances físicos de combustibles.

En nuestra gestión comercial, resaltamos dos hitos clave durante este ejercicio:

- Renegociación de PPA con Codelco por 1 TWh/y que nos permitió desacoplar la central CTA del contrato para poder anunciar a la Comisión Nacional de Energía (CNE) su cierre definitivo, en línea con nuestro compromiso de descarbonización.
- Renegociación de PPA con Algorta Norte por 23 GWh/y, con lo que pudimos desacoplar la central CTM del contrato para anunciar su cierre definitivo.

II.OFERTA INTEGRADA Y FLEXIBLE

Nuestra compañía dispone de una oferta múltiple de productos y servicios y un modelo One ENGIE que nos posibilita contar con soluciones integradas y flexibles, que representan una ventaja competitiva, sobre todo en el norte del país.

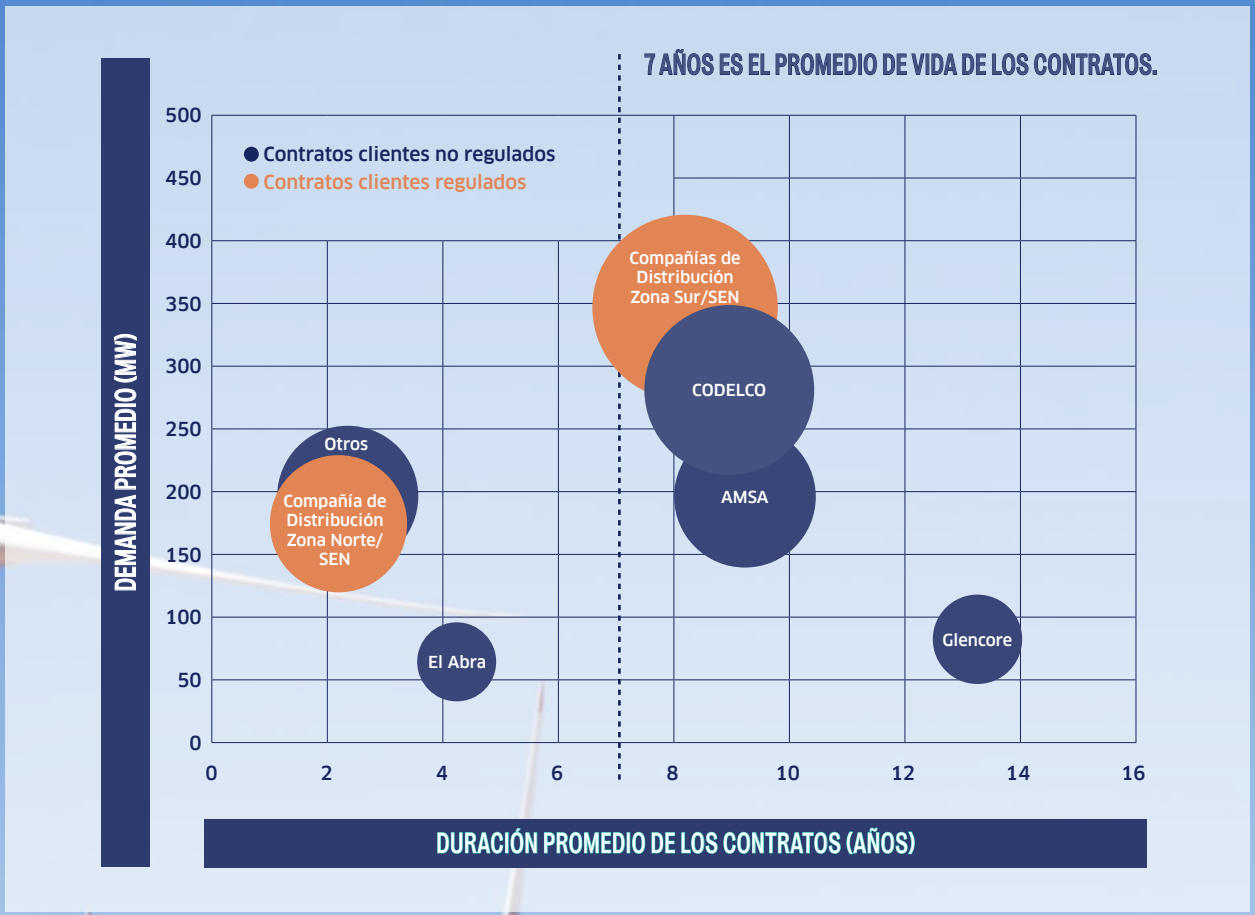
Contamos con una estrecha coordinación entre nuestras GBU para abordar de forma conjunta las cuentas industriales y mineras del norte, de modo de ofrecer a aquellas que lo requieran no sólo energía eléctrica o gas, sino también el acceso a infraestructura dedicada que les permita desarrollar nuevos proyectos o mejorar la confiabilidad de suministro.

La centralidad en el cliente es clave en nuestra política comercial y, superada la crisis que nos generó la interrupción de suministro por la guerra Rusia-Ucrania, en 2024 y con aún más énfasis en 2025 uno de los focos prioritarios será reforzar nuestra la relación comercial con antiguos y nuevos clientes.

Actualmente, nos encontramos en proceso de actualización de nuestra política comercial y esperamos volver fuertemente al mercado en 2025.

Al cierre del 2024, siete clientes representaron más del 80% de los ingresos de la compañía, entre ellos 4 clientes no regulados del sector minero y 3 distribuidoras a lo largo del país. Estos son:

1. **CLIENTES REGULADOS:** CGE, Enel, Saesa.
2. **CLIENTES NO REGULADOS:** Antofagasta Minerals, Codelco, Freeport McMoran y Glencore.


7 AÑOS ES EL PROMEDIO DE VIDA DE LOS CONTRATOS.
Contratos clientes no regulados
Contratos clientes regulados
DEMANDA PROMEDIO (MW)
500
450
400
350
300
250
200
150
100
50
0
Otros
Compañía de Distribución Zona Norte/ SEN
El Abra
Compañías de Distribución Zona Sur/SEN
CODELCO
AMSA
Glencore
0
2
4
6
8
10
12
14
16
DURACIÓN PROMEDIO DE LOS CONTRATOS (AÑOS)

2.2 INVERSIONES Y FINANCIAMIENTO

45
2.2.1 Plan de Inversiones

47
2.2.2 Financiamiento: Bonos Verdes

2.2.1 Plan de Inversiones

Nuestra Compañía tiene proyectado un plan de inversiones de aproximadamente US$1.800 millones hacia 2027. De este total, US$1.700 millones están destinados a completar los 2,1 GW de capacidad instalada en energías renovables y sistemas BEES, de los cuales 0,9 MW ya están terminados. Adicionalmente, tenemos previsto invertir US$ 0,2 millones en el negocio de transmisión.

En 2024 los flujos de caja relacionados con actividades de inversión resultaron en un egreso de caja neto de US$649,5 millones, principalmente por US$655,2 millones en inversiones en activos fijos, incluyendo los proyectos de almacenamiento de energía, BESS Coya, BESS Tamaya y BESS Capricornio, el Parque Eólico Kallpa (ex Lomas de Taltal), así como inversiones en subestaciones de transmisión y mantenimientos mayores de activos de generación y transmisión, como se detalla en el siguiente cuadro.

El flujo de caja utilizado en actividades de inversión en 2024 fue mayor a lo invertido en 2023 en que se registró un egreso de caja neto de US$512,7 millones, principalmente por US$534,60 millones en inversiones en activos fijos, incluyendo el proyecto de almacenamiento de energía, BESS Coya, y el Parque Eólico Kallpa (ex Lomas de Taltal), así como inversiones en subestaciones de transmisión y mantenciones mayores de activos de generación y transmisión.

I. TAXONOMÍA VERDE UE

La Taxonomía Verde de la Unión Europea (UE) busca facilitarle a las empresas el financiamiento a las actividades sostenibles, exigiéndoles que publiquen la proporción de sus actividades que contribuyen a uno de los seis objetivos ambientales de la UE.

Estas porciones elegibles y alineadas se expresan en tres niveles: ingresos, gastos de capital (taxonomía CAPEX) y gastos operativos (taxonomía OPEX).

Al nivel de Grupo, al menos el 83% de las inversiones está alineada con la Taxonomía Verde. En ENGIE Energía Chile el 100% del CAPEX de la unidad de negocios Renewable fue para su plan de expansión y en el caso de Flexible Generation&Retail el 66% fue para la construcción de los sistema de almacenamiento BESS stand alone.

ACELERANDO LAS INVERSIONES EN RENOVABLES Y BESS

2,5 GW energía renovable + BESS: 1,4 GW construido * y 1,1 GW bajo construcción

	1,4 GW En producción						1,1 GW En construcción	
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025 (e)	2026-2027 (e)
MW en operaciones	46	82	265	369	137	458	116	1.041
Eólicos	48 MW Monte redondo		151 MW Calama	101 MW San Pedro		342 GW Kallpa (**)	→	471 MW Pampa Fidelia Pemuco
Solares PV	46 MW Los Loros Andacollo		114 MWac Tamaya	268 MWac Coya Capricornio			→	354 MWac PV + BESS Libélula
Agua		34 MW Laja						
Baterias					137 MW Bess Coya	116 MW Bess Tamaya Capricornio	116 MW Bess Tocopilla	216 MW BESS Los Loros Arica Lite
CAPEX (MUSD) y Adquisiciones	64	202	171	325	422	455	730-780	600-650

(*) Entre los proyectos que están construidos se encuentra el Parque Eólico Lomas de Taltal y BESS Capricornio que están inyectando pero no tenían su autorización comercial al cierre de 2024. (**) El Parque Eólico Taltal cambio su nombre por Parque Eólico Kallpa.

II. RELACIÓN CON LOS INVERSIONISTAS

Contamos con un área de Relación con Inversionistas, que tiene a su cargo la tarea de mantener informados a los accionistas e inversionistas sobre nuestro desempeño. Su quehacer se realiza sobre la base de una planificación anual de actividades (Plan IR), entre las que se cuentan la junta de accionistas, desayunos y actividades con inversionistas en la que participan 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 presenciales y virtuales para compartir el material que se reporta trimestralmente.

Disponemos de un sitio dedicado en nuestra página web donde se puede encontrar toda la información que pudiesen requerir y además participamos en conferencias, seminarios, reuniones y llamados uno a uno para asegurar un contacto permanente con inversionistas y accionistas minoritarios. Contamos también con diferentes canales de comunicación habilitados.

Para realizar una mejora continua de la información que entregamos, recogemos opiniones y sugerencias a través de 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. Adicionalmente, realizamos visitas con los inversionistas para que conozcan de cerca nuestras operaciones.

EVOTING
LÍDER EN DEMOCRACIA ELECTRÓNICA

VOTACIÓN VIRTUAL

Para facilitar la participación de los accionistas, la empresa cuenta con un sistema de votación virtual (evoting). 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.

DELEGACIÓN DEL IFC DEL BANCO MUNDIAL VISITA OPERACIONES DEL NORTE

Una vez al año, nos visita una delegación del IFC, International Finance Corporation, miembro del Grupo del Banco Mundial, en el marco del financiamiento para nuestras operaciones renovables en el norte del país en 2023. Visitaron la Planta Solar Coya, con su sistema de baterías de almacenamiento BESS Coya; la Plata Solar Capricornio y BESS Capricornio, que se encuentra en construcción, y el Complejo Térmico de Tocopilla, actualmente en proceso de reconversión con la construcción de BESS Tocopilla.

FINANCIEROS VISITAN NUESTRO PARQUE EÓLICO SAN PEDRO EN CHILOÉ

Como parte de nuestro relacionamiento con los inversionistas del mercado financiero, los invitamos a conocer el funcionamiento de nuestras operaciones renovables para que puedan dimensionar de forma presencial los avances de nuestra transformación energética.

Se trata de una acción clave en nuestro avance hacia la transición energética, donde afianzamos el fuerte compromiso con la revisión de nuestras operaciones, el relacionamiento con la comunidad y nuestra responsabilidad ambiental.

2.2.2 Financiamiento: bonos verdes

En línea con nuestro compromiso con desarrollar un negocio sostenible, hemos procurado tomar instrumentos de financiamiento que suponen mayores requerimientos en el ámbito social y ambiental.

Suscribimos en 2020 nuestro crédito verde entregado por BID Invest para financiar el Parque Eólico Calama, que supuso una estructura crediticia que involucró por primera vez compromisos de reducción de emisiones, planes de protección a la biodiversidad, fomento del empleo y emprendimiento local, entre otras variables.

En 2024 volvimos marcar dos hitos relevantes, el primero fue a principios de año, con la colocación de nuestra primera emisión de bonos verdes para financiar proyectos de energía renovable y sistemas de almacenamiento. La colocación realizada en el mercado internacional en abril, fue por un monto de US$ 500 millones, a 10 años. Cinco meses más tarde, en septiembre, emitimos un segundo bono verde por primera vez para el mercado suizo, por un monto equivalente a US$ 225 millones a un plazo de 5 años, que demuestra nuestra dedicación a cumplir con los estándares ESG.

Al cierre de 2024, el total del financiamiento verde que levantamos en operaciones crediticias y colocaciones de bonos era de US$1.700 millones, casi equivalente a nuestras necesidades de inversión involucradas en la expansión de nuestros activos renovables.

"La colocación de bonos verdes profundiza nuestra estrategia de participar en instrumentos de financiamiento vinculados a compromisos sociales y ambientales. Esta operación nos permitirá financiar el CAPEX de proyectos de energía renovable y de almacenamiento de energía, y balancear nuestra estructura de financiamiento al extender el plazo promedio de nuestra deuda."

Eduardo Milligan
CFO de ENGIE Chile

CRÉDITOS VERDES

Año	Operación	Institución	Millones	Destino
2023	Crédito	IFC	**US$ 332**	Expansión activos renovables
		KWC	**US$ 47**	
2022	Crédito	Scotiabank	**US$ 250**	Expansión activos renovables
		• Santander/Rabobank • Banco Estado • Societe Generale • INTESA SANPAOLO	**US$ 170**	Adquisición Parque Eólico San Pedro
2020	Crédito	IBD/INVEST	**US$ 125**	Construcción Parque Eólico Calama
		BCI	**US$ 50**	Expansión activos renovables

BONOS VERDES

			CAPEX (US$ MM)						
Categoria de proyectos elegibles	**Subcategorías**	**Proyectos**	**Bono 144A en USA**			**Bono Suizo**			**Total asignado**
			Hasta 2024	**Por asignar**	**Total**	**Hasta 2024**	**Por asignar**	**Total**	**Hasta 2024**
Producción de energía renovable y almacenamiento de energía (BESS)	BESS	BESS Capricornio	43,5	21,2	64,7	18,4	-	18,4	61,9
	PV + BESS	Parque fotovoltaico y BESS Libélula	0	-		3,9	202,7	206,6	3,9
	Wind	Kallpa	307	-	307,0	-	-	-	307,0
	BESS	BESS Tamaya	102,8	25,5	128,3	-	-		102,8
Total			**453,3**	**46,7**	**500,0**	**22,3**	**202,7**	**225,0**	**475,6**

El uso de fondos de los Bonos Verdes se hace de acuerdo al Green Financing Framework emitido por ENGIE S.A. en julio de 2023.
Green Framework: https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2023-06/20230613_Engie_Green_Framework%20%28VDEF%29.pdf
SPO: https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2023-06/MIS%20SPO_Engie_Final_20230613.pdf

2.3 SOSTENIBILIDAD EN LA ESTRATEGIA

49 **2.3.1** Enfoque de Sostenibilidad

50 **2.3.2** Gestión de nuestros Impactos

52 **2.3.3** Grupos de Interés

54 **2.3.4** Gestión de la Reputación

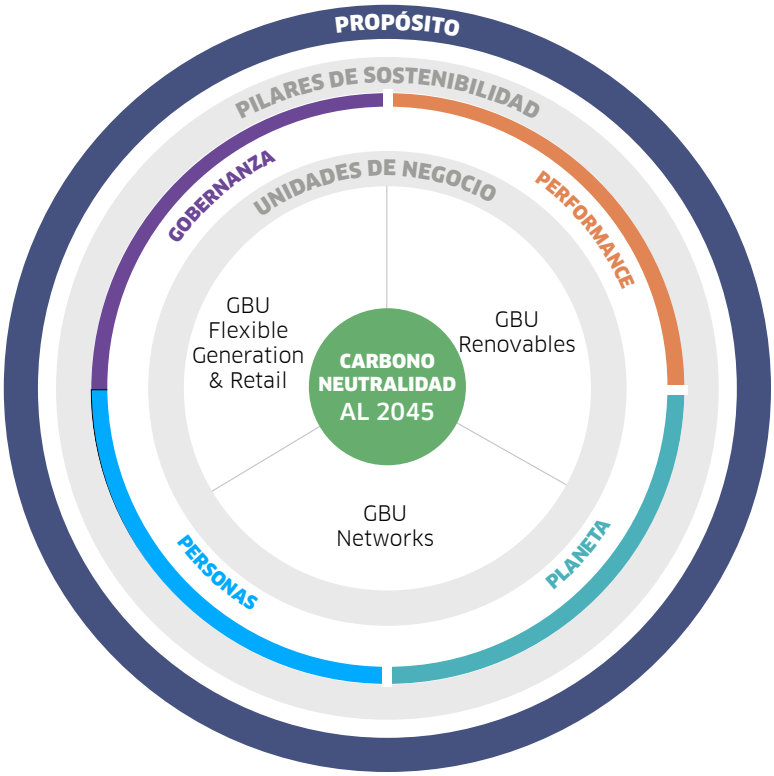
2.3.1 Enfoque de Sostenibilidad

Nuestra estrategia de sostenibilidad está integrada en nuestro negocio y orientada a generar valor. Cuenta con cuatro pilares: Planeta (ambiental), Personas (social), Performance (económico) y de Gobernanza (ético)

Con el fin de consolidar la relevancia que tiene la sostenibilidad en nuestra estrategia y en concordancia con los lineamientos del Grupo ENGIE a nivel global, creamos el cargo de Country Chief Sustainability Officer & Head of ESG a cargo de la gerencia de sostenibilidad de la Compañía, con reporte a la gerencia corporativa de Finanzas.

Desde el segundo semestre de 2024, este nuevo liderazgo es responsable de guiar las políticas y cumplimiento de las materias ESG, con énfasis en las nuevas inversiones, y de diseñar y poner en marcha una estrategia de sostenibilidad para nuestra Compañía.

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



II. AVANCES EN 2024

PLANETA

- Aumento del 16% en las emisiones de Alcance 1 en comparación con 2023. El alza se explica porque en 2024 se reintegraron unidades térmicas que no estaban operativas en 2023.
- Incremento al 32% de la participación de energías renovables en la capacidad instalada.
- Implementación de planes de biodiversidad en nuevos activos renovables en operación.

PERSONAS

- Alcance del 29% de mujeres en puestos de liderazgo.
- Alcance del 25% de mujeres en toda la empresa.
- Mantenimiento de una baja tasa de frecuencia en Seguridad y Salud en el Trabajo respecto a 2023, lo que representa una reducción del 93% en comparación con 2022.

PERFORMANCE

- Aumento del EBITDA en un 28% respecto a 2023, alcanzando los $516 millones de USD en 2024.
- Tasa de indisponibilidad equivalente (EFOF) de 6,8%.
- Venta total de 12,5 TWh de energía

GOBERNANZA

- Implementación de un plan de vigilancia de Derechos Humanos en la cadena de valor.
- Refuerzo del proceso de debida diligencia en ética para nuevos contratos.
- Actualización del código de ética y del manual de prevención de delitos

2.3.2 Gestión de nuestros Impactos

En ENGIE Energía Chile 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 que conllevan.

En el caso de los impactos negativos, buscamos tanto reducir nuestro impacto como mitigar nuestra exposición a riesgos climáticos y de ESG, y 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, sobre la base de los lineamientos del Estándar GRI y del indicador SASB, para Compañías Eléctricas y Generadores Eléctricos.

Nos mueve el propósito de crear valor y contribuir con medidas concretas a las metas de la Agenda Global, específicamente con 8 de los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).

"Nuestro objetivo de Neto Cero al 2045 no solo impone la reducción de emisiones, sino que incluye la mirada hacia la resiliencia por nuestra exposición a riesgos climáticos. La doble materialidad es un desafío que será parte integral de nuestra estrategia de sostenibilidad"

Melanie Wilneder
Country Chief Sustainabiliy Officer & Head of ESG

I. CRITERIOS ESG EN LA TOMA DE DECISIONES

Nuestros criterios de sostenibilidad están presentes en las siguientes decisiones:

- **Implementación de procesos de debida diligencia antes de iniciar relaciones con un tercero.** Indagamos en el comportamiento ético y legal de nuestras potenciales y futuras contrapartes. En el caso de que nos encontremos con situaciones controversiales, 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.
- **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.

GESTIÓN DE NUESTROS IMPACTOS SIGNIFICATIVOS POTENCIALES Y REALES

	Impactos	Gestión	ODS Asociados
PERFORMANCE	**Inversiones responsables y rentables para los accionistas**	• Plan Estratégico Balance 2023-2028 • Planes de financiamiento con criterios ESG (créditos y bonos)	7
	Contribución a la seguridad del abastecimiento del sistema eléctrico	• Gestión de la disponibilidad de las unidades. • Sistema de almacenamiento para asegurar despacho de energía renovables (BESS)	7
	Asegurar cumplimiento de los contratos de venta de energía de largo plazo	• Suscripción de contratos de compra de energía como backup	7
PLANETA	**Transición energética**	• Plan de Inversión para 2,1 GW unidades renovables. • Plan de cierre de 1,5 GW en unidades de carbón. • Sistemas de almacenamiento	7
	Emisiones de GEI	• Compromiso con Neto Cero al 2045 • Cierre de unidades a carbón.	13
	Emisiones de gases que afectan la calidad del aire	• Programas de gestión y monitoreo de las emisiones que afectan la calidad del aire	
	Disposición de residuos peligrosos y no peligrosos.	• Gestión de residuos y planes de reciclaje • Sistema de gestión colectivo para envases y embalajes	12, 15
	Vertidos de agua al mar	• Sistemas de monitoreo y medidas de gestión en las descargas del agua	14
	Impactos a la biodiversidad y ecosistemas	• Plan de biodiversidad para los activos renovables	15
PERSONAS	**Impacto social de la Transición Energética**	• Planes de reconversión laboral, movilidad interna, planes de retiro voluntario, para los trabajadores • Programas para fomentar el empleo local, el emprendimiento y el desarrollo local	8
	Desarrollo de proyectos en nuevas comunidades	• Política de Asociatividad • Programas para el desarrollo local	8
		• Programas de iluminación en base a energías limpias para espacios públicos de las comunidades vecinas.	3, 7
	Condiciones laborales justas	• Política de Compensaciones basada en la Equidad Salarial	8
	Fomento de la participación de las mujeres en la industria de energía.	• Somos parte del Plan 50/50 para aumentar la participación de las mujeres en el Grupo ENGIE	5
	Promoción de la diversidad y la inclusión	• Procesos de selección sin sesgos. • Gestora de Inclusión certificada.	10
	Accidentes en el trabajo	• Sistema de Seguridad Laboral • Programa One Safety	3
	Cumplimiento de los derechos laborales del personal contratista	• Sistema de monitoreo del cumplimiento laboral.	8
GOBERNANZA	**Contribución a las buenas prácticas empresariales**	• Plan de Capacitación de Ética Corporativa	8
	Anticorrupción	• Modelo de Prevención de Delitos y Canal de Denuncia	16
	Resguardo de la libre competencia	• Manual de Libre Competencia	
	Protección de los derechos humanos en la cadena de valor	• Plan del Deber de Debida Vigilancia • Comité de Vigilancia • Procesos de Debida Diligencia en las nuevas contrataciones	17

2.3.3 Grupos de Interés

Nuestros grupos de interés están conformados por personas o colectivos con intereses que se ven afectados o podrían verse afectados por las actividades que desarrollamos.

La transformación que está viviendo nuestro negocio, que ha significado la incorporación de nuevas tecnologías como los sistema de almacenamiento (BESS), la expansión de los proyectos de generación renovable y de transmisión, nos imponen el reto de mantener actualizado nuestro mapa de stakeholders. Cada vez que ingresamos a un nuevo lugar, aplicamos el Modelo de Aproximación Temprana al Territorio, cuya primera etapa incluye la identificación de los grupos de interés y actores relevantes, a partir de variables como el nivel de impacto y dependencia.

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.

Grupo	¿Por qué son importantes?	Gestión
INTERNOS		
Colaboradores	Son el motor de nuestra organización. Su compromiso, bienestar y desarrollo profesional impactan en el cumplimiento de los objetivos de la empresa y productividad.	**Responsable:** Gerencia Corporativa de Recursos Humanos **Gestores** • Gerencia Relaciones Laborales, responsables de llevar la relación con los sindicatos. • Gerencia de Seguridad Laboral responsable de la vinculación con los Comité de Paritarios. • Encargado de las Comunicaciones Internas. **Canales de Comunicación:** intranet, campañas internas, reuniones de feedback, encuesta ENGIE&ME, otros.
Sindicatos	Nuestra organización presenta niveles de sindicalización del 80%. Los sindicatos han sido claves en nuestra historia y han jugado un importante rol en procesos de cambio tan relevantes como el Plan Transformación de la Compañía, que ha conllevado el cierre de las unidades a carbón.	
Comités Paritarios	Son aliados en nuestros objetivo de fomentar una cultura organizacional que pone en el centro de su quehacer la creación de entornos de trabajo seguros, donde se concilia la vida de personal y laboral.	
DE LA SOCIEDAD		
Comunidades	La percepción y apoyo de las comunidades locales son esenciales para la licencia social para operar. El desarrollo de proyectos energéticos puede generar impactos ambientales y sociales, por lo que es crucial una comunicación efectiva y programas de vinculación comunitaria.	**Responsable:** Gerencia Corporativa de Finanzas, ESG & Procurement. **Gestores** • La Gerencia de Sostenibilidad y Comunidades, 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. También, se encargan de la relación con las ONG y agrupaciones locales. **Canales de Comunicación:** plan de trabajo con metas e indicadores para cada comunidad, mesas de trabajo permanentes, cuentas públicas, canales de denuncias, entre otras.
ONGs	Pueden actuar como aliados o críticos, influyendo en la percepción pública de la empresa y en grupos de interés críticos como las autoridades y vecinos.	
Medios de Comunicación	La difusión de nuestra gestión, avances como también problemáticas, inciden en la reputación pública de la empresa y su relación con otros grupos de interés.	**Responsable:** Gerencia de Comunicaciones Corporativas. **Gestores** • La Gerencia de Comunicaciones Corporativas es la responsable del relacionamiento con la prensa y su objetivo principal es entregar respuestas oportunas. • La relación con los gremios la lideran las distintas áreas según la pertinencia del tema.
Gremios	Representan intereses sectoriales y pueden influir en el diseño de políticas públicas y regulaciones. Son una plataforma de influencia y apoyo en temas regulatorios y de desarrollo del sector energético.	

Grupo	¿Por qué son importantes?	Gestión
AUTORIDADES		
Locales	Juegan un rol clave en la aprobación de permisos, regulaciones y apoyo a proyectos en sus territorios.	**Responsable:** Gerencia Corporativa de Finanzas, ESG & Procurement. **Gestores:** Gerencia de Sostenibilidad y Comunidades y sus encargados locales **Canales de comunicación:** plataforma de Lobby
Nacionales	Las autoridades y entidades gubernamentales que supervisan el cumplimiento normativo en materia energética. Su aprobación es esencial para la operación y desarrollo de nuevos proyectos, como también en la generación de normativas y nuevas regulaciones a la industria.	**Responsable:** Gerente Corporativo de Relacionamiento Institucional y la Gerente de Regulación. **Gestores:** Son los principales gestores de la relación con las autoridades nacionales **Canales de comunicación:** plataforma de Lobby
FINANCIEROS		
Accionistas	Son los propietarios de la empresa y toman decisiones estratégicas. Su respaldo es fundamental para definir el rumbo del negocio y su sostenibilidad.	**Responsable:** Gerencia Corporativa de Finanzas, ESG & Procurement. **Gestores** • Investor Relations Officer es la encargada de liderar la comunicación con nuestros inversionistas. • Chief Sustainbilty Office **Canales de Comunicación:** reuniones permanentes, newsletter ENGIE AL DÍA; Junta Ordinaria de Accionistas; conferencias para el reporte de resultados; página web; redes sociales; visitas en terreno; Memoria Integrada, entre los principales.
Analistas Bonistas Bancos	Aportan capital y buscan rentabilidad y sostenibilidad a largo plazo del negocio. La transparencia en la gestión financiera y ambiental es clave para mantener su confianza.	
DEL NEGOCIO		
Clientes	Son la razón de ser de la empresa y su satisfacción impacta directamente en la rentabilidad y reputación.	**Responsable:** Gerencia Corporativa de Portafolio **Gestores** • Ejecutivos comerciales que buscan establecer una relación cercana y de confianza. **Canales de Comunicación:** newsletter mensual, sitio web corporativo, visitas a terreno, envío de la Memoria Integrada, entre otros.
Proveedores	Aseguran la continuidad operativa y la calidad en la cadena de suministro. Nuestro objetivo es establecer relaciones sostenibles con proveedores garantizan eficiencia, innovación y responsabilidad social en los procesos.	**Responsable:** Gerencia Corporativa de Finanzas, ESG & Procurement. **Gestores:** Gerencia de Abastecimiento es la encargada de esta relación, a través de la que buscamos generar prácticas que crean valor para las dos partes. **Canales de Comunicación.** Portal de proveedores, contacto interno, Reuniones, Día del Proveedor (Supplier Days), envío de la Memoria Integrada.
Socios Industriales		**Alianzas y Acuerdos**

2.3.4 Gestión de la Reputación

"En 2024 continuamos consolidando nuestra gestión de la reputación corporativa, con el objetivo de mejorar nuestra Licencia Social para Operar en territorios y generar confianza y fidelidad en nuestros principales stakeholders."

René Canovas
Gerente de Comunicaciones

La reputación corporativa forma parte de los parámetros ESG, ya que tener una mejor reputación entre los stakeholders agrega valor a las acciones que desarrollamos. Es, por tanto, un activo que gestionamos, al que le hacemos seguimiento y en el que nos medimos.

Buscamos mediciones objetivas y rankings de terceros validadores que nos permitan identificar nuestras fortalezas y oportunidades de mejora.

En 2024 mejoramos nuestros resultados en las iniciativas en las que participamos en 2023, como ocurrió con Merco Empresas, donde obtuvimos el 1er lugar entre las empresas de generación eléctrica, Premios Eikon, donde nos adjudicamos tres categorías. Además ampliamos nuestra participación en nuevos ranking como es el caso de Merco Talento, Merco ESG, Carlos Vial Espantoso, entre los principales.

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

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

SOFOFA
www.sofofa.cl

Asociación de Industriales de Antofagasta
www.aia.cl

Asociación Transmisoras de Chile
www.transmisoras.cl

EcoVadis
www.ecovadis.com

COMUNICACIÓN ACTIVA

Desplegamos esfuerzos comunicacionales a través de diversos canales y plataformas, para mantener informados a nuestros grupos de interés sobre los avances de nuestro Plan de Transformación e iniciativas en el ámbito ESG.

Tenemos una activa conversación en las redes sociales, especialmente en Linkedin e Instagram, junto con una amplia difusión en medios comunicación.

UNIDADES DE
PRESIÓN DE
TK

PERFORMANCE

Promovemos una transformación sostenible con soluciones innovadoras y respetuosas con la sociedad y el medio ambiente.

58
3.1 Marco Regulatorio

64
3.2 Variables de Entorno del Negocio

67
3.3 Desempeño Unidades de Negocio

3.1 MARCO REGULATORIO

59
3.1.1 Marco Regulatorio

61
3.1.1 Principales Iniciativas Agenda Regulatoria 2024

3.1.1 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.

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, y 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.

Por su parte, 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. Finalmente, el mercado de Servicios Complementarios contempla los recursos técnicos e infraestructura necesarios para garantizar la seguridad, calidad y continuidad del suministro eléctrico en el SEN. Su remuneración se realiza mediante licitaciones, subastas o estudios de costos eficientes, considerando componentes de inversión, operación, mantenimiento, disponibilidad y activación.

I. REGULACIÓN 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. Ambas 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 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% el año 2025.

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 (mineras, 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 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.

III. REGULACIÓN PARA LOS GASODUCTOS

El régimen jurídico impuesto a las concesionarias de distribución de gas de red y transporte está contemplado principalmente en la Ley de Servicios de Gas (DFL N°323) y sus modificaciones, en el Reglamento sobre Concesiones (DS N°263/95 MINECON) y en el Reglamento de Gas de Red (DS N°67/2004 MINECON). En materias de seguridad, rige el Reglamento de Seguridad para el Transporte y Distribución de Gas de Red (DS N° 280/2010 MINECON).

3.1.2 Principales iniciativas agenda regulatoria 2024

I. 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:

Proyecto de ley que busca ampliar la cobertura del subsidio eléctrico

A fines de agosto de 2024, el Ejecutivo presentó un proyecto de ley para ampliar la cobertura del subsidio eléctrico que financia parte del pago de la tarifa de electricidad de la población más vulnerable. El proyecto fue aprobado por la Cámara de Diputados el 13 de enero de 2025 y actualmente se encuentra en su segundo trámite constitucional, en la Comisión de Minería y Energía del Senado. Para la ampliación del subsidio, el proyecto de ley propone tres pilares de financiamiento:

1. **Aporte fiscal:** el Ejecutivo se compromete a aportar la totalidad de la mayor recaudación neta de IVA generada por el incremento de las tarifas de clientes residenciales. También se sumarán las recaudaciones asociadas a las multas cursadas por la SEC a empresas fiscalizadas durante tres años.
2. **Sobretasa transitoria al impuesto de emisiones por CO_2:** se propone aplicar una sobretasa al impuesto a las emisiones de CO_2 equivalente a 5 USD/tCO_2, aplicable únicamente a las centrales de generación eléctrica conectadas al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), excluyendo a las generadoras de sistemas medianos y sin incorporarla como parte del impuesto a las emisiones de CO_2, para evitar su traspaso a clientes regulados.
3. **Pilar PMGD/PMG:** se trata de un nuevo cargo transitorio "FET" para retiros del sistema, que se puede deducir de los pagos que se deben realizar por compensación a PMGDs y PMGs bajo régimen transitorio de precios estabilizados. Contempla un cargo de CL$1 kWh en 2025, CL$0,8 kWh en 2026 y CL$0,6 kWh en 2027. Aunque ya fue rechazado por la Cámara de Diputados, el Gobierno aún busca su aprobación en el Senado.

Por otra parte, el proyecto de ley introduce la "Bolsa PyME", un mecanismo que busca reducir los costos de electricidad para las pequeñas y medianas empresas y Servicios Sanitarios Rurales (SSR), como las APR, mediante la creación de bolsas de precio preferente de energía y la asignación de un volumen limitado de energía proveniente de PMGDs. Su implementación afecta a los contratos de suministro licitados vigentes.

La Compañía está a la espera que el proyecto final que sea aprobado para evaluar los impactos definitivos de las modificaciones anteriormente mencionadas.

Mecanismos de Estabilización de Precios de Energía Eléctrica

El 30 de abril de 2024 se publicó en el Diario Oficinal la Ley N° 21.667, que modifica diversos cuerpos legales, en materia de estabilización tarifaria. Esta Ley, a la que denominaremos "PEC-3", actualizó la Ley PEC-2 y ofreció una solución definitiva a las estabilizaciones tarifarias anteriores, aumentando las tarifas, definiendo un mecanismo de pago de la deuda acumulada con las empresas generadoras y estableciendo un subsidio para los hogares más vulnerables.

En octubre de 2024, la Compañía concretó la primera venta bajo el programa de monetización asociado a la Ley PEC-3 por un total de US$356 millones incluyendo intereses. La Compañía espera concretar una segunda y última venta de Documentos de Pago bajo PEC-3 en 2025, con lo que se espera dar término a la acumulación de saldos producida por la estabilización de precios de electricidad a clientes regulados.

Reglamentos de la Ley de Transición Energética

Luego de casi dos años de tramitación, el 27 de diciembre de 2024 fue publicada en el Diario Oficial la Ley de Transición Energética. La Ley N° 21.721, entre otros elementos, vuelve a radicar la responsabilidad de licitar las obras de ampliación en los propietarios, así como también introduce un mecanismo acotado de revisión del valor de inversión adjudicado para las obras de ampliación cuyos contratos de ejecución terminen anticipadamente. Por otra parte, introduce un mecanismo para decretar obras urgentes y necesarias fuera del proceso de planificación anual de la transmisión, teniendo una tramitación más expedita.

PLAN DE DESCARBONIZACIÓN

Este Plan da continuidad al compromiso establecido en el primer Acuerdo de Retiro y/o Reconversión de Centrales a Carbón, suscrito entre empresas y el Gobierno de Chile, durante el 2019. Además, responde al mandato establecido en la Ley Marco de Cambio Climático, publicada en 2022, y su respectiva Estrategia Climática de Largo Plazo.

El 8 de noviembre, el Ministerio de Energía publicó para consulta pública el Plan de Descarbonización, en el cual se presentan 45 medidas para acelerar la transición energética en Chile, que apunten a fortalecer la seguridad y resiliencia del Sistema Eléctrico Nacional, las que responden a 10 acciones en el marco de los siguientes cuatro ejes: (i) Desarrollo urgente de proyectos energéticos para la descarbonización nacional; (ii) Transmisión eléctrica como habilitante para la carbono neutralidad; (iii) Operación de corto plazo segura y flexible en un sistema eléctrico altamente renovable; y, (iv) Robustecimiento del mercado de largo plazo y promoción de electrificación limpia de la demanda.

Finalmente, se incorporan algunos ajustes a la planificación de la expansión del sistema zonal, permitiendo flexibilizar los objetivos de esta expansión, permitiendo también la inclusión de obras por requerimientos de clientes libres o PMGD y sistemas de almacenamiento en distribución.

El Ministerio de Energía deberá dictar los reglamentos para dar aplicación a la ley, dentro del plazo de un año desde su publicación en el Diario Oficial. Hasta ese entonces, las disposiciones de la ley se sujetarán a los plazos, requisitos y procedimientos que establece la misma y a los que se establezcan por resolución exenta de la Comisión Nacional de Energía.

Proyecto Definitivo Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas, DS 13/11 del Ministerio de Medio Ambiente

Durante 2024 continuó en curso el proceso de elaboración del Proyecto Definitivo de la Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas. El objetivo de la revisión del D.S. N° 13/11 del Ministerio de Medio Ambiente es fijar nuevos estándares para controlar las emisiones al aire de elementos contaminantes. El proyecto fue despachado al Consejo de Ministros para la Sustentabilidad y el Cambio Climático para su discusión y pronunciamiento, hecho que se espera que ocurra durante 2025.

II. PROCESOS REGULATORIOS EN CURSO

Plan de Expansión de la Transmisión

La CNE anualmente debe llevar a cabo un proceso de planificación de la transmisión, el cual debe abarcar las obras de expansión necesarias del Sistema de Transmisión Nacional, de los Sistemas de Transmisión para Polos de Desarrollo, de los Sistemas de Transmisión Zonal y de los Sistemas de Transmisión Dedicados utilizados por concesionarias de servicio público de distribución para el suministro de usuarios sometidos a regulación de precios, o necesarias para entregar dicho suministro, según corresponda.

El 21 de octubre de 2024 fue publicado el plan de expansión 2023, el cual consideró 45 obras de expansión, con una inversión referencial de USD 389 millones. Por su parte, el proceso de planificación de la transmisión que conllevará la publicación del Plan de Expansión correspondiente al año 2024, ya se encuentra en curso.

Procesos de valorización de los sistemas de transmisión interperiodo (cuadrienio 2020-2023)

En el contexto de lo establecido en el artículo 52 del Reglamento de Calificación, Valorización, Tarificación y Remuneración de las Instalaciones de Transmisión, con fecha 22 de marzo de 2024, la CNE publicó el informe Técnico Definitivo de valorización interperiodo, el cual recogería las instalaciones que entraron en operación en el periodo 2018-2021, sumado a otras instalaciones que no fueron valorizadas en el proceso de Valorización 2020-2023 (Decreto Supremo 7T de 2022 del Ministerio de Energía). Por otra parte, con fecha 6 de diciembre de 2024, la CNE emitió el Informe Técnico Preliminar de valorización interperiodo que considera aquellas instalaciones no valorizadas que entraron en operación hasta el 2023.

Proceso cuadrienal de valorización de los sistemas de transmisión 2024-2027

Para el desarrollo del estudio técnico de valorización, se requiere llevar a cabo tres procesos relevantes: la elaboración de bases técnicas, la calificación de instalaciones y la declaración de instalaciones que serán parte del estudio.

En lo que respecta a la calificación de instalaciones, el 30 de agosto, la CNE emitió el Informe Técnico definitivo.

En cuanto al proceso de Valorización de las Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el período 2024-2027, el 2 de septiembre se hizo el llamado a licitación para la realización de los Estudios, ante lo cual, el 21 de noviembre fue adjudicado el Estudio para instalaciones del Sistema de Transmisión Zonal y de las instalaciones de Transmisión Dedicadas utilizadas por Usuarios sometidos a Regulación de Precios, mientras que el Estudio para las instalaciones de Transmisión Nacional fue declarado desierto, realizándose un nuevo llamado a licitación el 27 de noviembre.

III. PROCESOS REGULATORIOS FINALIZADOS

Reglamento de Potencia

Con fecha 5 de junio de 2024, se publicó en el Diario Oficial el Reglamento N°70/2023 ("DS N°70") que modifica principalmente el Reglamento N°62/2006, que aprueba el Reglamento de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras, y el Decreto Supremo N°125/2017, que aprueba el Reglamento de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional. El objetivo de esta modificación fue incorporar a la normativa los Sistemas de Almacenamiento al mercado de transferencias de potencia a efectos de masificar el despliegue de esta tecnología en el SEN y otorgar certeza regulatoria, otorgando las respectivas señales de inversión.

Licitación de suministro para clientes regulados

El 8 de mayo de 2024 se realizó el Acto Público de Adjudicación de la Licitación Pública Nacional e Internacional para el Suministro de Potencia y Energía Eléctrica 2023/01, que licitó un total de 3.600 GWh/año de energía, repartidos en dos bloques de suministro, por 1.500 GWh y 2.100 GWh, los que consideran iniciar la provisión de energía, a partir de 2027 y 2028, respectivamente, con segmentaciones de 3 zonas geográficas del país y cada una de ellas con segmentación 3 períodos horarios. Enel Generación Chile fue la empresa generadora que se adjudicó la totalidad de la energía licitada de este proceso, en los tres sistemas zonales contemplados, así como en todos los sub-bloques horarios, con un precio de 56,679 dólares por MWh.

En lo que respecta a los futuros procesos de licitación, de acuerdo a lo publicado en el Informe Final de Licitaciones 2024, se espera que la CNE publique nuevas bases en 2025, considerando efectuar una licitación de corto plazo por necesidades de 1,6TWh/año por 4 años con inicio de suministro en 2027. Las necesidades de largo plazo podrían licitarse en un único proceso.

Anteproyecto Norma de Emisión de Ruido para Fuentes Fijas, DS N° 38/11 del Ministerio de Medio Ambiente.

El objetivo de revisión del D.S. N° 38/11 del Ministerio de Medio Ambiente es generar una norma que permita dar mayor certeza técnica y jurídica para 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 implementación de la norma vigente. También se plantean modificaciones a los métodos que determinan el nivel de emisión de ruido, así como al método que definen el límite en zona rural, entre otros.

El proyecto definitivo fue aprobado por el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad y el Cambio Climático el 8 de abril de 2024, encontrándose pendiente su toma de razón y publicación en el Diario Oficial.

3.2 VARIABLES DE ENTORNO DEL NEGOCIO

65
3.2.1 Desempeño Económico

3.2.1 Desempeño Económico

PRINCIPALES RESULTADOS EN 2024

MUSD **1.836,5**	INGRESOS OPERACIONES	-16% RESPECTO DE 2023
MUSD **515,8**	EBITDA	+28% RESPECTO DE 2023
28,1%	MARGEN EBITDA	(9,8 pp) RESPECTO DE 2023
MUSD **228,3**	RESULTADO DEL EJERCICIO	NA RESPECTO DE 2023
12.466 GWh	VENTA DE ENERGÍA	+3% RESPECTO DE 2023
5.043 GWh	GENERACIÓN NETA	-8% RESPECTO DE 2023
3.875 GWh	COMPRAS DE ENERGÍA EN EL MERCADO SPOT	+7% RESPECTO DE 2023
3.664 GWh	COMPRAS DE ENERGÍA BAJO CONTRATO	+11% RESPECTO DE 2023

En 2024 cerramos con una utilidad neta después de impuestos de **MUSD 228**, en comparación con la pérdida de US$480,6 millones reportada en 2023. Este favorable resultado se explica en un mejor resultado operacional, con un incremento de **EBITDA de MUSD 112,5**, una baja en la depreciación de US$36,6 millones y una caída de US$44 millones en gastos financieros netos. El avance más significativo en el resultado neto se debió a la ausencia de gastos por deterioro (impairments) en 2024, en tanto estos ascendieron a MUSD 491,1 netos de impuestos en 2023. Todo esto fue parcialmente compensado por un aumento de MUSD 171 en la provisión de impuesto a la renta.

Entre las principales variables que incideron se encuentran:

- **Los ingresos por ventas de energía y potencia que alcanzaron los MUSD 1.631,** disminuyendo un 18% (US$354,1 millones) con respecto al año 2023, debido a los menores precios promedio monómico, tanto de clientes no regulados como regulados. Los menores precios medios de la energía vendida se debieron a caídas en los principales indexadores de tarifas (CPI y precios del gas y del carbón).
- El volumen de energía tuvo un alza de 1% en las ventas a clientes libres y de 8% en las ventas a clientes regulados.
- Los otros ingresos operacionales están compuestos por peajes de transmisión y partidas de servicios varios (portuarios, de mantención, etc.). En 2023 se incluyen en esta partida facturaciones de cargo único que aún no han sido traspasados a clientes finales. En tanto en 2024 se registra un recupero de seguro por **MUSD 17,8.**

MONETIZACIÓN PEC-3 Y PEC-2

En los meses de enero, mayo, agosto y septiembre de 2024, la empresa monetizó 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, por un valor total de US$58,8 millones incluyendo intereses. En octubre de 2024 se concretó la primera venta bajo PEC-3 que representó una entrada de efectivo de US$ 356 millones incluyendo intereses.

Las ventas de estos documentos nos ayudan a recomponer la liquidez afectada desde 2020 por los mecanismos de estabilización de precios, financiar las inversiones requeridas para la transición energética y extender el perfil de vencimientos de la deuda.

IMPACTOS LEY PEC

US$ 840 MILLONES
recaudados desde 2021, de los cuales US$ 415 millones corresponden a 2024.

US$ 109 MILLONES
de saldo de cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2024.

PEC-1 (Ene 2021 – May 2023)

Venta de US$ 273 millones en cuentas por cobrar a Chile Electricity PEC, financiado con notas 144A/Reg S y 4a2. US$79 millones en gastos financieros.

PEC-2 (Ago 2023 – Sep 2024)

Ventas por un total de US$ 291 millones en certificados de pago emitidos por la Tesorería con garantía de la República. Incluye US$ 13 millones de ingresos financieros.

PEC-3 (2S 2024 – 2025)

US$ 356 millones vendidos a Chile Electricity Lux el 24 de octubre de 2024 con garantía parcial de la República. Incluye US$ 9 millones de ingresos financieros.

US$ 109 millones por vender en el segundo trimestre de 2025.

3.3 DESEMPEÑO UNIDADES DE NEGOCIO

68 **3.3.1** Avances Plan de Transformación y Transición Energética

71 **3.3.2** Generación Renovable

76 **3.3.3** Transmisión

79 **3.3.4** Gasoducto y Puertos

3.3.1 Avances Plan de Transformación y Transición Energética

I. GENERACIÓN FLEXIBLE

Junto con avanzar en nuestro Plan de Transformación y Transición Energética asequible y segura, tenemos como foco mantener una capacidad de producción flexible con altos niveles de disponibilidad operacional, que se adapte a una matriz energética cada vez más variable y en la que jugarán un rol clave tanto el gas natural como los sistemas de almacenamiento de energía.

"Hemos apostado por el desarrollo de tecnologías que den una nueva vida a estos espacios, como por ejemplo a través de sistemas de almacenamiento de energía, que dan una solución a la natural intermitencia de la energía renovable."

Gabriel Marcuz
Managing Director
GBU Flexible
Generation & Retail.

Como parte de nuestro plan de transformación, en 2024 la Comisión Nacional de Energía nos entregó su aprobación para desconectar las unidades 1 y 2 del Complejo Térmico de Mejillones, lo que implica retirar del sistema 711 MW de generación a carbón a partir del 31 de diciembre de 2025.

En paralelo, avanzamos en el proceso de reconversión de carbón a gas de la Central IEM. Con un presupuesto de MUSD 81,5, este proyecto pasó a la fase de implementación en julio de 2024, con la ejecución de obras preliminares mientras la unidad está operativa. Los trabajos se enfocaron en el tendido de las líneas de gas, desde la estación de gas de la empresa GNLM Mejillones hasta el sector de la caldera al interior del Complejo Mejillones. La Central IEM reconvertida a gas tendrá una capacidad de 375 MW y su operación comercial está prevista para 2026.

BESS TOCOPILLA EVITARÁ LA EMISIÓN DE 51.231 TONELADAS DE CO2EQ POR AÑO.

II. PROYECTOS DE ALMACENAMIENTO STAND ALONE

a. BESS Tocopilla

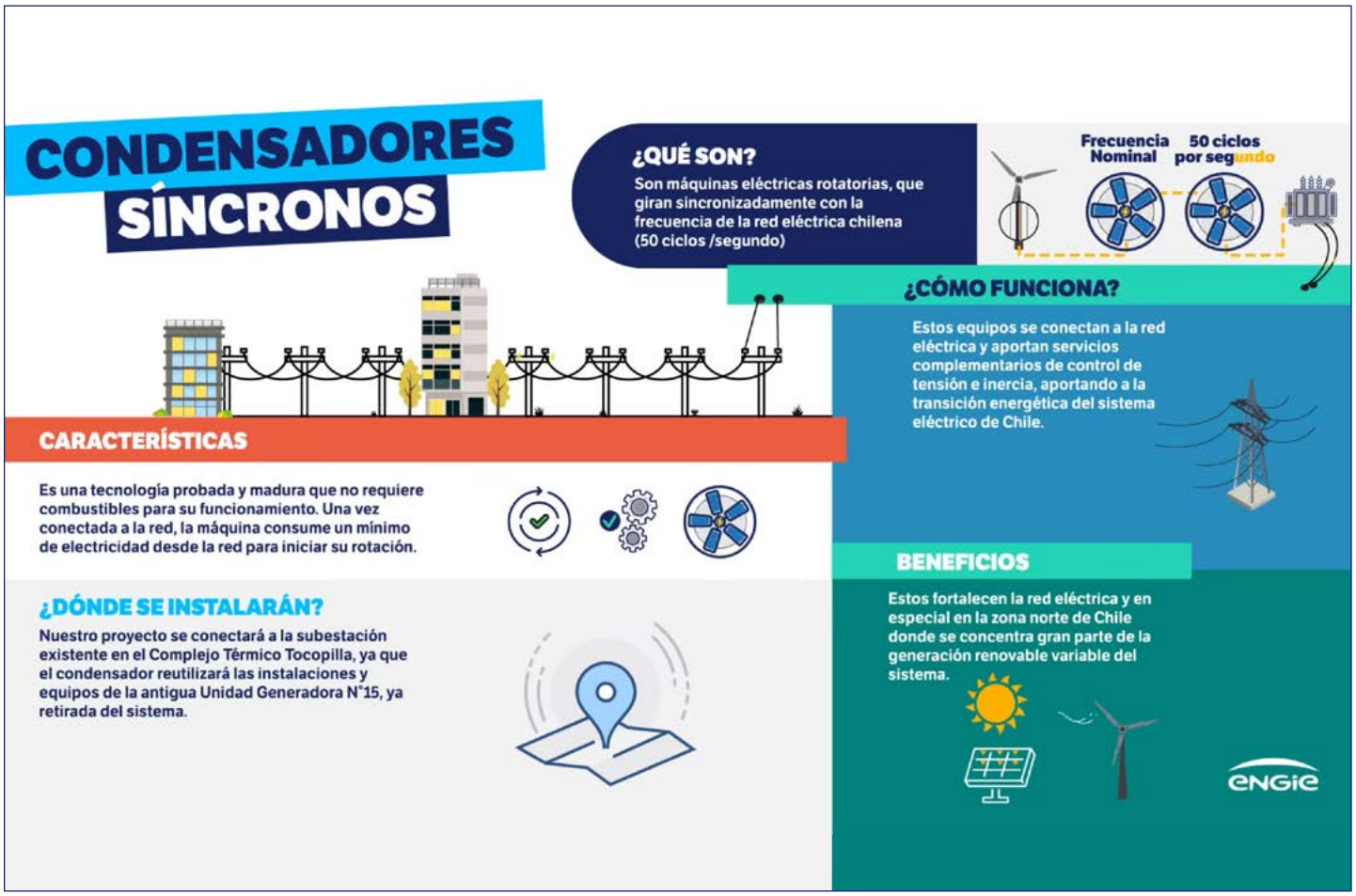
En septiembre de 2022 desconectamos la última unidad a carbón del Complejo Térmico de Tocopilla (CTT). Dos años más tarde, en el mismo lugar donde por más de 100 años operaron las centrales a carbón y petróleo, se inició la construcción de uno de nuestros principales sistemas de almacenamiento BESS Tocopilla, de 660 MWh, con una capacidad instalada de 116 MW y un presupuesto de MUSD 177.

Para nuestra Compañía se trata de un proyecto emblemático porque representa nuestro esfuerzo por una transición asequible, segura, en armonía con el medio ambiente y las personas.

Desde este sitio descarbonizado, BESS Tocopilla contribuirá a la acción climática evitando la emisión de 51.231 toneladas de CO2eq por año. A través de 240 contenedores en base a baterías de iones de litio, BESS Tocopilla tendrá una generación anual promedio de 211 GWh, lo que equivale a abastecer el consumo de aproximadamente 89.900 hogares en Chile.

Adicionalmente, le da continuidad a las fuentes de trabajo en las comunidades con las que mantenemos una larga trayectoria en la generación eléctrica en el norte de Chile.

BESS Tocopilla es nuestro quinto proyecto en base a Battery Energy Storage System (BESS), y es el primer sistema de almacenamiento stand alone, que funcionan de manera independiente del sistema eléctrico y se conecta a la red de transmisión para hacer descarga de energía, a diferencia de las



III. CONDENSADOR SÍNCRONO

BESS que almacenan directamente energía, generada por un parque de energía renovable, este tipo de tecnología funciona de manera independiente y se conecta directamente a la red de transmisión para hacer la carga y descarga de las baterías.

b. Nuevos proyectos

Adicionalmente, estamos en el proceso para iniciar la construcción de los proyectos BESS Arica II, que cuenta con un presupuesto de USD 50,8 millones y una capacidad de 30 MW (170 MWh, 5 horas), y BESS Lile, con un presupuesto de USD 159 millones y una capacidad de 140 MW (802 MWh, 5 horas). Ambas iniciativas tienen prevista su operación comercial para mediados de 2026.

Dimos un nuevo paso en nuestro plan de transformación, luego que nos adjudicáramos la implementación de un Condensador Síncrono, uno de los proyectos contemplados en la Licitación de Servicios Complementarios de Control de Tensión del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN). Fuimos la única generadora que se adjudicó uno de los proyectos de este proceso y al mismo tiempo, somos pioneros en la conversión de activos térmicos en el país, ya que reutilizaremos la ex Unidad N° 15 del Complejo Térmico de Tocopilla. A este proyecto se suma la conversión de carbón a gas de la central Infraestructura Energética Mejillones (IEM) a partir de mediados de 2026.

El condensador síncrono es una máquina eléctrica rotativa que ayuda a mejorar la calidad de la electricidad en una red, combinando características de un motor síncrono y un condensador. Su principal función es precisamente ajustar las condiciones fluctuantes de la red eléctrica, siendo capaz de suministrar o absorber energía reactiva, brindando soporte en caso de fallas. Una de sus particularidades técnicas se encuentra que está 100% dedicado a la provisión de servicios complementarios, entregando potencia de corto circuito, control dinámico de reactivos e inercia al sistema.

III. GESTIÓN SEGURIDAD LABORAL

Un logro muy relevante durante la gestión 2024, fue obtener una nueva mejora en nuestros indicadores de seguridad, cumpliendo con nuestro objetivo de prevención de accidentes graves y fatales en nuestras operaciones y proyectos.

Por segundo año consecutivo, nuestra GBU Flexible Generation &Retail no registró Accidentes con Tiempo Perdido, con 5 millones de horas hombre. En el caso específico de Mejillones, este indicador se logró por tercer año consecutivo.

Nuestros avances en estas materias nos hicieron merecedores de importantes reconocimientos por parte de la Mutual de Seguridad. Nuestra compañía se convirtió en la primera del sector en obtener la certificación del Programa de Empresa Certificada (PEC) con un desempeño "excelente", destacando nuestro enfoque preventivo y disminución de indicadores de seguridad y salud en el trabajo (SST). Además, la Mutual de Seguridad, nos otorgó para nuestras operaciones en Mejillones y Tocopilla, la Certificación del Sistema HS Empresa Competitiva, como también, la Certificación Comité Paritario de Higiene y Seguridad (CPHS), en categoría bronce, por su cumplimiento con la normativa vigente y aplicación de métodos efectivos de control de riesgos.

Otro hito en 2024, fue la obtención de la recertificación ISO 45001 de Seguridad Laboral.

Como parte de nuestro desafío de brindar un entorno de trabajo seguro, estamos permanente realizando acciones de sensibilización dirigidas a nuestros colaboradores como también a quienes trabajan en las empresas contratistas. En 2024 se lanzaron cuatro campañas de higiene y seguridad del Grupo ENGIE, dirigidas a todas las personas que trabajan en nuestras instalaciones. Las campañas apuntaron a:

- LMRA: Minuto que Salva Vidas.
- STOP THE WORK: Detén el Trabajo si no es Seguro.
- Riesgos de la Electricidad.
- Trabajos en Altura.

También en este periodo finalizamos el Programa de Entrenamiento en ONE Safety, una iniciativa de alcance global del Grupo ENGIE que ha movilizado a 150 gerentes, jefes y supervisores en Chile, que busca transformar nuestra cultura para eliminar los accidentes graves y fatales.

DISPONIBILIDAD OPERACIONAL

En 2024 nuestra unidad de negocios, GBU Flexible Generation&Retail, mantuvo altos niveles de disponibilidad operacional, que se encuentran por sobre el promedio del mercado chileno y contribuyen significativamente a la estabilidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) .

Con el fin de optimizar la seguridad y flexibilidad en el suministro de energía, además de nuestro proyecto de condensadores síncronos en Mejillones, hemos realizado inversiones destinadas a implementar mejoras operativas para potenciar la eficiencia de las unidades de generación.

En ese contexto, continuamos con la implementación de la Norma Chilena ISO 55.001 -sobre la gestión de activos- que adoptamos para optimizar la gestión operativa de la GBU.

También hemos tenido avances en ciberseguridad que han permitido garantizar más del 95% de continuidad operacional. En esta materia, reforzamos nuestros protocolos en línea con la estrategia global del Grupo ENGIE para prevenir vulnerabilidades en sistemas críticos e implementamos auditorías y pruebas regulares para asegurar la resiliencia de los sistemas.

Como resultado de nuestros esfuerzos, registramos una mejora en el Indicador Equivalent Forced Outage Factor (EFOF) -a través del cual medimos la indisponibilidad- manteniéndolo por debajo de los estándares globales, gracias a una operación más confiable y mejor planificación del mantenimiento.

En paralelo, en 2024 realizamos 12 mantenimientos planificados en todas nuestras unidades, que nos permitieron mejorar los tiempos de respuesta a fallas.

Durante este periodo, las principales averías incluyeron fallas eléctricas en unidades críticas. Los tiempos de respuesta se optimizaron gracias a un trabajo colaborativo entre Operaciones y Mantenimiento, minimizando impactos en la continuidad operativa.

3.3.2 Generación Renovable

La gestión y desarrollo de la generación renovable de la Compañía durante 2024 se dio en el marco de nuestra estrategia de soluciones integradas, que nos permite desplegar toda nuestra capacidad para crear, implementar y operar soluciones híbridas de activos que incluyen sistemas de almacenamiento de energía BESS, lo que nos otorga una mayor flexibilidad en el despacho de energía.

Nuestra estrategia de combinar activos -Parque PV solar + BESS; Parque Eólico + BESS; o PV + Eólico + BESS- representa, en la práctica, una nueva etapa de activos renovables: más flexibles en su despacho y con mayor capacidad de otorgar estabilidad y servicios complementarios a la red. Esto es crucial para que nuestra Compañía pueda ofrecer a sus clientes energía renovable 24/7.

Los avances de nuestra estrategia también implicaron el crecimiento de nuestro equipo de Gestión de Operación y Mantenimiento, lo que, junto con la modernización y ampliación de nuestra sala de control y centro de despacho, nos coloca en una posición más sólida para adaptarnos al crecimiento sostenible experimentado en los últimos años y al que anticipamos en el futuro cercano.

En paralelo, iniciamos el diseño e implementación de una nueva metodología -Amancay-, que perfecciona nuestra forma de crecer, alineando nuestras acciones con las estrategias comerciales de largo plazo, con un enfoque en los objetivos hacia 2030 y 2035.

I. NUEVOS PROYECTOS

Al cierre de 2024, nuestra capacidad instalada en generación renovable llegó a 0,9 GW y con la aprobación de tres de nuestros proyecto relevantes, el Parque solar PVLibélula (350 MW) en la Región Metropolitana, el Parque Eólico Fidelia (306 MW) en Taltal en la Región de Antofagasta, y el Parque Eólico Pemuco (165 MW, eólica) en la Región de Ñuble.

Esto fue posible en gran medida por un gran trabajo que logró avances sustanciales en la obtención de los permisos ambientales y de construcción, así como en la formalización de los contratos principales. Gracias a estos avances, el Notice to Proceed (NTP), para el inicio formal de la construcción, se prevé como inminente, con una expectativa de formalización entre diciembre de 2024 y enero de 2025, lo que constituye un paso fundamental para iniciar la fase de ejecución.

Para 2025, planeamos aprobar tres proyectos adicionales que nos permitirán equilibrar la generación y la demanda de energía en distintas zonas del país, cumpliendo con nuestros objetivos de descarbonización.

"Nuestra estrategia de soluciones integradas nos permite desplegar toda nuestra capacidad, crear, operar soluciones hídridas que otorgan una mayor flexibilidad."

Juan Villavicencio
Managing Director
GBU RENEWABLE

PARQUE PV LIBÉLULA

Está ubicado en las comunas de Colina y Tiltil, tendrá una **potencia nominal estimada de 199,2 MWac y capacidad de producción anual de energía de 423 GWh.** Contará con 233.430 módulos fotovoltaicos bifaciales montados sobre seguidores de estructura metálica y un sistema de almacenamiento (BESS), lo cual permite proporcionar mayor seguridad al Sistema Eléctrico Nacional. El proyecto también considera la construcción de una Subestación Elevadora y para la evacuación de la energía que generará se contempla una **Línea de Transmisión de Alta Tensión (LAT) de 1×220 [kV] y 16,0 [km] de longitud** aproximadamente, la que se conectará a la Subestación El Manzano (existente), para su conexión e inyección al SEN.

Este proyecto representa la primera operación a gran escala de nuestra Compañía en la Región Metropolitana.

PARQUE EÓLICO PEMUCO

Está ubicado a 47 km al sur de Chillán, Región de Ñuble. Contempla una inversión de MUSD 228 y contará con 22 aerogeneradores de 7,5 MW de potencia nominal, lo que se traduce en una capacidad instalada de 165 MW. Podrá abastecer a 100 mil hogares del sur del país con energía 100% renovable, contribuyendo a la reducción de 40 mil toneladas de emisiones de CO_2 al año.

PARQUE EÓLICO FIDELIA

El proyecto se emplaza en la Región de Antofagasta, comuna de Taltal (Ruta 5 Norte, KM 1.219). El proyecto contará con 51 aerogeneradores de 6 MW de potencia nominal cada uno, totalizando una capacidad instalada de 306 MW, y requerirá una inversión aproximada de MUSD 480 Además, este considera la construcción de una subestación elevadora y una línea de transmisión de aproximadamente 30 KM, que se conectará en SE Jadresic 220 kV (Ex SE Parinas), logrando así la conexión del proyecto al Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

I. Parque Eólico Kallpa (ex Lomas de Taltal)

Gracias a la gestión eficiente del equipo y la colaboración de nuestros contratistas, logramos mitigar en parte los impactos que enfrentó el proyecto a causa de contratiempos externos. Entre los logros significativos, se pudo reducir los tiempos estimados de retraso de seis a sólo tres meses.

Entre las medidas que adoptamos, particularmente para agilizar el transporte de los aerogeneradores, se encuentran la contratación de escoltas privadas para asegurar el transporte seguro de los componentes y la organización de turnos

nocturnos para agilizar las instalaciones. Estas acciones se realizaron bajo estrictos planes de seguridad, alineados con nuestra política de tolerancia cero a incidentes.

Al cierre de 2024, el proyecto se encuentra con sus 57 turbinas eólicas sincronizadas a la red y con la totalidad de su capacidad de generación (342 MW) inyectando energía a la red. Está en el proceso de obtención del Certificado de Operación Comercial (COD) para iniciar la puesta en marcha plena en marzo de 2025.

II. Expansión de los BESS

Un importante hito en 2024, fue la puesta en marcha comercial de nuestro mayor sistema de almacenamiento, BESS Coya, con una capacidad instalada de 139 MW/638 MWh y permite almacenar la energía generada por la Planta Solar Coya, ubicada en María Elena, Región de Antofagasta.

En su primer año de operación, ha colaborado a mitigar los problemas de curtailment energético -un periodo de tiempo concreto en que no se produce energía- que está afectando a la zona, en gran medida a causa de un desajuste entre la oferta y la demanda, es decir, momentos en los que la producción de electricidad supera notablemente al consumo.

Por su parte, gracias a un trabajo colaborativo de las áreas fue posible adelantar en dos meses de su cronograma, la energización de los proyectos de almacenamiento BESS Tamaya y BESS Capricornio. La puesta en marcha de las operaciones de BESS Tamaya comenzará en enero de 2025, y de BESS Capricornio en marzo de 2025.

Este adelanto ha generado ingresos adicionales estimados en 1,5 millones de dólares en comparación con las proyecciones iniciales, refuerza nuestra estrategia de crecimiento sostenible y contribuye al éxito general de nuestro portafolio de proyectos.

APORTE DE LOS BESS A LA SEGURIDAD DEL SISTEMA

En marzo de 2024 BESS Coya (139 MW), nuestro primer gran proyecto de baterías, inició sus operaciones convirtiéndose en el tercer proyecto de almacenamiento asociado a nuestros parques solares, junto con BESS Tamaya y BESS Capricornio (en conjunto suman 116 MW), que ya están 100% energizados y en fase de comisionamiento.

La implementación de estos sistemas de almacenamiento nos han permitido optimizar la gestión de nuestras plantas solares y también significarán un importante aporte a la seguridad del sistema. Esto se logra al almacenar el exceso de energía generado en horas de alta irradiación solar, cuando los costos marginales son bajos, y liberarla en momentos de mayor demanda o cuando la producción solar es baja, por la noche o en días nublados, y cuando los costos marginales son mayores.

Al inyectar energía cuando no hay irradiación solar, y dado su tamaño considerable, los BESS han permitido evitar que se despachen unidades más contaminantes, lo que conlleva una reducción de los costos marginales. Esos dos efectos benefician al sistema, y en particular tiene un beneficio para el portafolio de ENGIE Energía Chile, que tiene un mayor volumen de retiros que de inyección.

También hemos visto una reducción en el curtailment, al aprovechar de almacenar la energía solar que de otro modo sería desperdiciada, optimizando la capacidad del sistema eléctrico.

Las baterías de almacenamiento contribuyen a la disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero, apoyando los objetivos de sostenibilidad y descarbonización tanto de nuestra Compañía como del sector energético chileno, promoviendo la transición hacia un sistema energético más limpio.

III. TOLERANCIA CERO EN SEGURIDAD

Durante 2024, nuestra GBU Renewable consolidó la política de tolerancia cero en seguridad, garantizando un entorno laboral seguro y manteniendo un historial libre de accidentes fatales. Los indicadores de salud y seguridad están dentro de los rangos establecidos, y hemos superado las horas de capacitación en estos temas, fortaleciendo la cultura de responsabilidad entre nuestros colaboradores.

En términos organizacionales, hemos implementado cambios estructurales clave para reducir silos y promover una cultura de colaboración, lo que se refleja positivamente en los resultados de la encuesta ENGIE & Me, con mejoras en cohesión y sinergia interna.

IV. ADQUISICIONES

Junto con la aprobación de nuestros proyectos Libélula, Fidelia y Pemuco, en el marco de nuestra estrategia de fusiones y adquisiciones (M&A), revisamos nuevas oportunidades y concretamos dos operaciones: Andino Las Pataguas (134 MW, solar) y Cumbres del Maule (350 MW, eólica).

Además, hemos iniciado la internalización de los contratos de mantenimiento en las plantas solares Tamaya y Los Loros, y concretamos la venta de la planta solar Andacollo como parte de la reestructuración de nuestro portafolio.

ANFITRIONES DE LATAM RES

En 2024, fuimos anfitriones del primer seminario Latam RES, el cual reunió durante una semana a los equipos clave de Business Development, Proyectos y Operación y Mantenimiento de ENGIE Renovables de Latinoamérica.

El encuentro fue una excelente oportunidad para aumentar la integración y colaboración, como también para compartir proyecciones, experiencias y enfoques en diversos países, con el objetivo de optimizar procesos, aplicar buenas prácticas y replicar lecciones aprendidas en los equipos de Energía Renovable.

NUESTRO PORTAFOLIO DE GENERACIÓN RENOVABLE

(Al 31 de diciembre 2024)

ENERGÍA EÓLICA (308 MW)

Monte Redondo (48 MW)

Calama (162 MW)

San Pedro (96 MW)

ENERGÍA HIDRAÚLICA (46 MW)

Laja (34 MW)

Chapiquiña (11 MW)

Cosapilla (1 MW)

ENERGÍA SOLAR (441 MW)

El Águila (2 MWac)

Pampa Camarones (6 MWac)

Los Loros (46 MWac)

Tamaya (115 MWac)

Capricornio (90 MWac)

Coya (181 MWac)

3.3.3 Transmisión

I. AVANCES 2024

A través de nuestra unidad de negocios GBU Networks, brindamos el servicio de transmisión de energía y potencia eléctrica por medio de infraestructura de alta tensión. Nuestro crecimiento es impulsado tanto por medio de las licitaciones públicas del Plan Nacional de Expansión del Sistema de Transmisión del Ministerio de Energía como por los acuerdos bilaterales con diversas compañías que lo requieran, como es el caso de la minería y del sector industrial, principalmente.

Durante 2024 pusimos en servicio cinco proyectos en un período de 10 meses, lo que adicionalmente se logró sin Accidentes con Tiempo Perdido ni accidentes graves. Estos proyectos fueron: Nueva SE Liqcau (instalación de servicio público perteneciente al Sistema de Transmisión Zonal), Nueva SE Roncacho (instalación de servicio público perteneciente al Sistema de Transmisión Zonal), Nuevo transformador y aumento de potencia SE ADASA, Paño de conexión 220 kV COX y Paño de conexión 220 kV Pacific Hydro. Estos últimos tres, del Sistema de Transmisión Dedicado.

Este resultado está en línea con nuestro compromiso con la seguridad y el crecimiento del negocio y, también, con nuestra estrategia de mantener un portafolio de activos diversificado dentro de los diferentes Sistemas de Transmisión, logrando un balance entre el servicio público y los activos privados.

Con estos proyectos, nos mantenemos entre los cuatro principales actores en el negocio de transmisión en Chile.

"Estamos orgullosos de poder contribuir al país con mayor infraestructura eléctrica de transmisión y ser parte activa de la transición energética."

Pilar Acevedo
Managing Director
GBU Networks

II. VALORIZACIÓN DE ACTIVOS

En cuanto a la remuneración y valorización de nuestros activos, durante 2024 concluyó el primer proceso de revisión 2020-2023 (también llamada valorización interperíodo o valorización del artículo 52), instancia en la cual logramos que la Comisión Nacional de Energía (CNE) estableciera una modificación en la valorización de los activos de USD 2,6 millones anuales adicionales.

Asimismo, y tras acudir al Panel de Expertos, conseguimos que la CNE estableciera como instalaciones de transmisión de servicio público las líneas Chacaya-Capricornio 220 kV y Chacaya-Mejillones 220 kV, junto con las subestaciones Chacaya y Mejillones, dando con esto continuidad a nuestro negocio de transmisión aún en un contexto de cese de generación a base de carbón.

III. NUEVOS PROYECTOS

Durante 2024 no nos adjudicamos nuevos proyectos. Sin embargo, analizamos estos resultados para mejorar nuestros procesos y nuestra competitividad y, sobre esa base, ingresamos dos ofertas vinculantes en la licitación de obras nuevas de los sistemas de transmisión que cerró el 20 de noviembre.

También en el ámbito de las inversiones, se adjudicaron tres obras de ampliación que significarán inversiones por MUSD 21: Ampliación SE Algarrobal, Ampliación SE El Rosal y Ampliación SE Pozo Almonte.

Para este 2025 se espera la licitación para la ampliación de las siguientes y línea Mejillones-Tap Desalant 110 volumen de inversión similar o mayor al adjudicado en 2024 por concepto de obras de ampliación.

SUBESTACIÓN TOTIHUE

Nuestra Subestación Seccionadora Totihue, ubicada en la comuna de Rengo, Región de O´Higgins, se encuentra con los permisos ambientales y sectoriales aprobados y en fase de construcción con un avance del 34%, en línea con nuestro cronograma, y con un 4% de avance sobre el Programa exigible por el Coordinador Eléctrico Nacional. ENGIE Energía Chile recibió la aprobación ambiental para este proyecto de transmisión, el primero en la Región de O´Higgins, en junio de 2024.

TEN S.A.

La empresa de transmisión TEN S.A. -controlada en partes iguales por ENGIE Energía Chile y Red Eléctrica Chile- cumplió siete años haciendo posible la transferencia de energía entre el norte y el sur del país.

En 2024 nuestra participación en la utilidad neta reportada por TEN fue de US$ 6,7 millones, lo que representa un 44% respecto de 2023, motivado fundamentalmente por el reconocimiento de un one shot de 4,6 MUSD del interperiodo 1 el cual supone un incremento en la valorización de los activos de TEN de 9,8 MUSD con efecto retroactivo desde el 1 de enero de 2020.

Los principales resultados y logros de TEN durante el ejercicio 2024, se explican fundamentalmente por:

- Incremento de MUSD 9,8 en la valorización de los activos de TEN como resultado del proceso interperiodo 1.
- Certificación externa del nivel de madurez 3 en el Sistema de Gestión de Activos según de acuerdo a lo requerido por la SEC.
- Renovación de la certificación externa del sistema de cumplimiento penal y aprobación de nuevas matrices de riesgos penales por el Directorio.
- Aprobación de modelo de gobierno para gestión de la sostenibilidad en TEN y plan de acción.
- Aprobación de Manual de Libre Competencia y Protocolo de Resguardo de la Información y Libre Competencia.
- Cumplimiento del plan de mantenimiento de instalaciones y plan de ciberseguridad del 100%.
- 99,65 % de disponibilidad del sistema de transmisión y 99,7% de la red de fibra óptica.Cero
- Cero Accidentes con Tiempo Perdido en materia de Seguridad Laboral y Salud Ocupacional.

SUBESTACIÓN RONCACHO

La Subestación Roncacho comenzó su operación comercial el 28 de junio de 2024, quince días antes de la dictación de la Medida Urgente y Transitoria (MUT) interpuesta por la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA), el 10 de julio de 2024.

El objetivo de esta medida urgente y transitoria fue paralizar por 60 días corridos -los que fueron ampliados por 30 días adicionales el 9 de agosto de 2024- las actividades de desmovilización de la instalación de faena argumentando la generación de impactos ambientales no previstos sobre dos especies de reptiles.

La medida tomada por la autoridad se circunscribió sólo al área de emplazamiento de las obras temporales y no afectaron la operación de la subestación.

Si bien la vigencia de la medida finalizó el 9 de septiembre de 2024, a la fecha, ENGIE ha dado cabal y oportuno cumplimiento a todos los requerimientos de información solicitados por la SMA, y proactivamente ha tomado todas las acciones y medidas que permitan finalizar con la desmovilización de la totalidad de la obras temporales.

La desmovilización ya fue realizada y finalizó el 28 de enero de 2025.

Este proyecto está ubicado en la Región de Arica y Parinacota y tiene una vida útil estimada en 30 años.

PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO DE TRANSMISIÓN

(Al 31 de diciembre 2024)

1.990 KMS
líneas de transmisión

40
subestaciones

12 Generación + **28** Transmisión

ten

50% (600 KM)
TEN

AMPLIACIÓN DE PROYECTOS

Subestación Pozo Almonte COD: 2027	→	13 MUSD CAPEX
Subestación Dolores COD: 2027	→	18 MUSD CAPEX
Subestación Tamarugal + Línea COD: 2027	→	2 MUSD CAPEX

PROYECTOS EN CONSTRUCCIÓN

Subestación La Ligua COD: 2025	→	31 MUSD CAPEX
Subestación + Línea de Transmisión Totihue COD: 2026	→	40 MUSD CAPEX
Nueva Chuquicamata - Calama COD: 2025	→	9 MUSD CAPEX
Línea Charrúa - Temuco COD: 2025	→	3 MUSD CAPEX

Las siguientes nuevas obras comenzaron a operar en 2024: Subestaciones Liqcau y Roncacho. CAPEX total = US$55 millones.

Los siguientes proyectos BOOT comenzaron a operar en 2024: Algarrobal (COX Energy), Algarrobal (Pacific Hydro) y Desalant. CAPEX total = US$32 millones.

3.3.4 Gasoducto y Puertos

I. OPERACIÓN GASODUCTO

Nuestra Compañía participa en la industria de transporte de gas a través de su Gasoducto NorAndino. Tiene una longitud de 1.060 km de los cuales 680 km están en Chile, bajo la gestión de la sociedad Gasoducto Nor Andino SpA, y 380 km en territorio argentino a cargo de Gasoducto Nor Andino Argentina S.A. Ambas sociedades son 100% filiales de nuestra empresa.

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 se firmó un acuerdo con dos empresas productoras de gas natural con sede en Argentina, que incluyó dos contratos que totalizan un envío de 400.000 m3 por día. Comenzó a regir en octubre 2023 y continuó en 2024.

Entre los hitos relevantes, la autoridad sectorial argentina resolvió en este periodo, efectuar una recomposición de la tarifa de transporte local de gas natural, que estaba congelada desde 2001, lo que permitirá recuperar valor para las operaciones locales.

ESTACIONES DE MEDICIÓN DE GAS

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

CAPACIDAD MÁXIMA DE TRANSPORTE

4,6
millones de m3 por día.

VOLUMEN TOTAL TRANSPORTADO

587
millones de m3 de gas transportado.

II. GESTIÓN PORTUARIA

Nuestra Compañía cuenta con dos puertos, Puerto Tocopilla y el Puerto Andino -en la bahía de Mejillones-, que fueron diseñados como parte de nuestros Complejos Térmicos para el arribo de navíos de gran magnitud que transportaban fundamentalmente carbón y caliza.

En el marco de nuestra descarbonización, suscribimos un acuerdo con Puerto Ventanas (PVSA), a través del cual su filial Puerto Abierto S.A (PASA) se encarga del desarrollo, operación y comercialización de Puerto Andino.

PERSONAS

Impulsamos una Transición Energética donde las personas que trabajan en ENGIE y las que viven en torno a los proyectos son esenciales.

82 **4.1** Transición Justa

85 **4.2** Personas y Talento

99 **4.3** Diversidad, Equidad e Inclusión

105 **4.4** Proveedores

111 **4.5** Gestión Social

118 **4.6** Salud y Seguridad Laboral

4.1 TRANSICIÓN JUSTA

83
4.1.1 Transición justa

4.1.1 Transición Justa

"Los puntos más importantes para la reconversión son tres: las personas de ENGIE y del entorno donde están los proyectos, los territorios y cómo los transformamos con energía limpias y dejar correctamente los sitios de acuerdo a los estándares ambientales."

Pablo Villarino
Gerente Corporativo de Asuntos Corporativos

I. OBJETIVOS

Conscientes de los impactos sociales del cierre de nuestras unidades a carbón, tempranamente convocamos a un proceso dialogante a los grupos de interés directamente impactados: principalmente trabajadores y sus dirigencias sindicales, a las comunidades, con sus representes y autoridades.

Así nace nuestro Plan de Transición Justa en Tocopilla, en 2018, con un enfoque cuidadoso y de co creación, para abordar de manera oportuna los procesos de cierre de nuestras unidades a carbón y operaciones asociadas en la zona, para posteriormente ser implementado, con los debidos ajustes, al proceso de cierre de las unidades a carbón presentes en Mejillones.

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

II. AVANCES EN 2024

En el ámbito interno, en 2024 mantuvimos un diálogo abierto, directo y permanente, con los trabajadores y profesionales de las GBU Flexible Generation & Retail, así como con sus dirigencias sindicales, donde se abordaron las posibilidades de movilidad interna y reconversión laboral, así como también la implementación de un **Plan de Retiro Voluntario por Descarbonización**, que ya se encuentra en plena ejecución. Tal como ocurrió en Tocopilla, las condiciones del Plan de Retiro fueron abordadas con los trabajadores y sus dirigencias sindicales. En Mejillones, estas conversaciones fueron desarrolladas en paralelo a tres procesos de negociación colectiva (una anticipada y dos regladas), todos los cuales pudieron ser cerrados en acuerdo y sin afección a la operación.

Reconversión y movilidad

Como parte de este proceso en Mejillones se generaron 47 movilidades internas en el año, 12% del total de la dotación de la GBU Flexible Generation & Retail. El 50% del equipo de implementación de los proyectos de la unidad se conformó a partir de movilidades internas.

También se consideraron iniciativas de reconversión laboral a través de un plan de capacitación técnica, que ha sido un pilar importante para reforzar las competencias de los trabajadores e impulsar los procesos de movilidad interna a otras unidades de negocio y su reorganización.

Comunidades

Seguimos avanzando en la transformación del sitio de Tocopilla con la incorporación de nuevos proyectos renovables, como BESS Tocopilla, que inició su construcción. Es un proyecto emblemático porque se está emplazando en el mismo sitio donde estuvieron las unidades carboneras y a diésel por más de 100 años.

Realizamos una socialización entre sus distintos stakeholders.

En este marco, fortalecimos nuestras relaciones con una serie de grupos de interés que han sido parte de proceso de transformación de la ciudad, como los pescadores artesanales y los portuarios, con quienes generamos un plan de transición para los próximos dos años.

Adicionalmente, fuimos parte activa en la discusión y observaciones del anteproyecto de Estrategia de Transición Justa impulsada por el Gobierno, entregando aportes desde lo técnico a lo social con una mirada desde los territorios.

4.2 PERSONAS Y TALENTO

86 **4.2.1** Principales Ejes 2024

88 **4.2.2** Cultura ENGIE

91 **4.2.3** Desarrollo de Personas

95 **4.2.4** Relaciones Laborales y Beneficios

4.2.1 Principales Ejes 2024

Buscamos ser un empleador de referencia y en línea con ese objetivo fomentamos la creación de una cultura interna y un entorno laboral más diverso, inclusivo y equitativo, porque enriquece nuestro trabajo y nos permite abordar los desafíos que conlleva ser los líderes de la Transición Energética.

Con ese horizonte, nuestra gestión de Recursos Humanos en 2024 estuvo enfocada en los desafíos organizacionales que surgen de nuestro **Plan Estratégico Balance**, que requiere de puentes culturales para cumplir con sus metas, como de la estrategia One ENGIE, a través de la cual el Grupo está impulsando una operación global más integrada, industrial y digital, con toda la experiencia y las habilidades necesarias para los empleos del mañana.

"Estamos firmemente convencidos de que el desarrollo sustentable es fundamental para alcanzar nuestros objetivos estratégicos y posibilitar que las personas que integramos a la Compañía puedan desenvolverse con sentido de propósito, en un ambiente de buen trato, inclusivo y diverso."

Lucy Oporto
Gerente Corporativo de Recursos Humanos

Pusimos en marcha un nuevo **Plan de Transición Justa en Mejillones y Tocopilla** para salvaguardar las condiciones laborales de las personas que trabajan en las unidades carboneras y otras, que dejarán de operar en 2025 y 2026.

Avanzamos en nuestros compromisos y metas en **Diversidad, Equidad e Inclusión (DEI)**, que ha sido uno de los mayores desafíos para la gerencia, dado que nuestra industria históricamente ha tenido una fuerte presencia masculina.

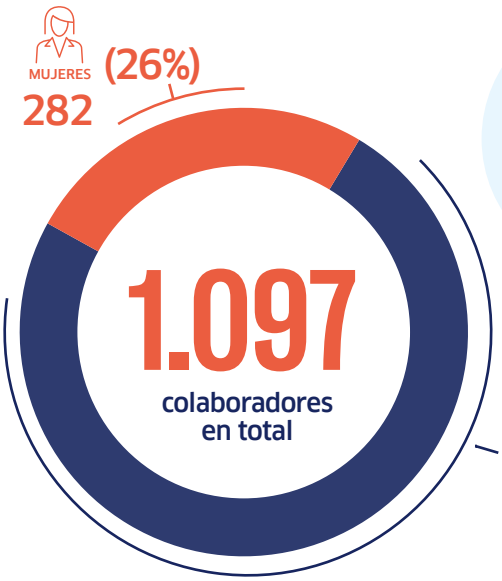
También implementamos una nueva **Estrategia de Desarrollo de Personas** que convoca a los líderes a asumir un rol protagónico en el desarrollo de sus equipos, así como también, invita a nuestros equipos internos a tomar un rol más activo en su crecimiento profesional. De esta manera, nuestros líderes serán los catalizadores del cambio cultural que queremos implementar y, para apoyarlos fortalecimos sus habilidades técnicas y blandas.

En 2024, también recibimos importantes reconocimientos que avalan que vamos avanzando hacia los objetivos que nos propusimos. Logramos posicionarnos entre las 10 empresas -de un total de 53 participantes- destacadas por la Fundación Carlos Vial Espantoso, que premia a las compañías que sobresalen por la buena gestión en sus relaciones laborales. Además, ingresamos por primera vez al Ranking Merco Talento. Nos posicionamos entre las 100 empresas destacadas por sus prácticas en gestión de personas.

CUATRO PILARES DE NUESTRA ESTRATEGIA DE RECURSOS HUMANOS

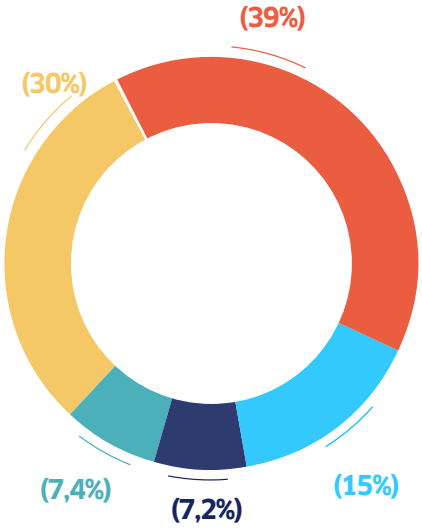
1. Ser un empleador de referencia, para lo que contamos con una estrategia clara y compartida que oriente y genere un sentido de pertenencia y compromiso significativo.
2. Damos soporte al crecimiento del negocio y a los procesos de transformación, a través de la planificación estratégica de nuestra fuerza laboral, robusteciendo la adquisición de talento, desarrollando experticia en nuestro Management y promoviendo una cultura interna respetuosa diversa e inclusiva, para que las personas se sientan representadas en nuestro entorno de trabajo.
3. Asegurar las habilidades necesarias para ejecutar el negocio actual y futuro, fomentando el desarrollo del talento dentro de la organización.
4. Impulsamos nuestra cultura de performance, ofreciendo una experiencia laboral positiva en nuestra Compañía, siendo ágiles, proactivos y digitales en nuestros procesos internos.

DOTACIÓN EN CIFRAS



100%
Dotación con contrato indefinido

ANTIGÜEDAD EN LA EMPRESA



- menos de 3 años
- entre 3 y 6 años
- menos 6 y más de 9 años
- entre 9 y 12 años
- más de 12 años

TELETRABAJO

GESTIÓN DEL TALENTO

Promedio Anual de Horas de Capacitación

20,9 HOMBRES

31,4 MUJERES

Inversión en capacitación

+ 13% respecto de 2023

$ 768.546.416

Evaluación de Desempeño

100% de la dotación con evaluación de desempeño

Movilidad Interna

15% de las vacantes fueron cubiertas vía movilidad interna

4.2.2 Cultura ENGIE

CUATRO PUENTES PARA TRANSITAR A BALANCE

- Responsabilidad
- Delegación
- Feedback
- Toma de decisión

Para abordar los desafíos culturales que conlleva nuestro Plan Estratégico Balance, en 2024 continuamos con la implementación de las iniciativas movilizadoras diseñadas en 2023, bajo el liderazgo de nuestra CEO y los gerentes corporativos, quienes asumieron una gestión directa en el cumplimiento y seguimiento, asumiendo un rol de embajadores de los puentes culturales de Balance: Feedback, Toma de decisiones, Responsabilidad y Delegación.

En esa dirección, lanzamos un curso online en nuestra plataforma de aprendizaje de ENGIE - SEZAME con todo lo que requieren saber los equipos sobre la estrategia Balance.

Seguimos impulsando las actividades de integración de los equipos y la disponibilización del Dashboard HR y del Balance Scorecard, para que los colaboradores puedan hacerles seguimiento a las metas y sean protagonista en su cumplimiento. Y, de la misma manera, los líderes pueden gestionar la performance de sus equipos en el cumplimiento de los objetivos.

NUEVO PROCESO ONBOARDING

También en 2024 incorporamos un nuevo proceso de bienvenida a quienes ingresan a la Compañía, conocido como **On Boarding Estratégico**, que se sumó al **On Boarding Operativo**. En esta nueva instancia, que se realiza una vez al mes, la bienvenida es liderada por uno o más de los gerentes corporativos e incluye un mensaje potente de nuestra CEO.

La jornada se extiende por dos mañanas y tiene por finalidad presentar nuestra estrategia corporativa, los objetivos a nivel local y global, así como también, compartir el conocimiento de las diversas áreas y cómo colaboran entre sí, un aspecto clave de nuestra forma de trabajar que define nuestra cultura One ENGIE. Participan en este encuentro representantes de más de 10 áreas, entre ellas las unidades de negocios -GBU- y las gerencias de H&S, Recursos Humanos, Abastecimiento, Sostenibilidad, Procesos, Comunicaciones Corporativas y Digital, quienes presentan sus objetivos y sus planes de acción específicos.

También invitamos a los representantes de la Comunidad Mujer y Comunidad Diversidad e Inclusión -lideradas por nuestros colaboradores- quienes aprovechan esta instancia para presentar sus iniciativas.

Adicionalmente, en el On Boarding Operativo se explica el funcionamiento de los sistemas y plataformas internas disponibles para que las personas puedan gestionar su proceso de incorporación, por ejemplo, las capacitaciones requeridas, definición objetivos, planes de desarrollo y talent profile, así como también, puedan consultar sus beneficios y documentación, entre otros aspectos. En el On Boarding Estratégico, se profundizan los temas anteriormente mencionados; al final del evento, se envía a los participantes un link para que puedan hacer todo su proceso de performance y desarrollo en ENGIE

Una vez finalizado el proceso, a través de una encuesta, se le solicita a los participantes evaluar la experiencia de la bienvenida y el nivel de entendimiento de los procesos y plataformas internas presentadas. Al sexto mes, se les envía una segunda encuesta para hacer seguimiento y medir su adaptación a la cultura de la Compañía.

ONE ENGIE

En otro ámbito, como parte de nuestra gestión en 2024, pusimos en marcha nuevos sistemas que nos brindan soporte para dar un mejor servicio. Entre otros, tuvimos la consolidación definitiva de la integración de SAP con la plataforma global SEZAME, para la unificación de los procesos de recursos humanos, y la implementación de los modelos Global Business Support (GBS) y Global Enterprise Transformation (GET).

La misión principal de GBS es contribuir al desempeño y la transformación del grupo mediante:

- La normalización, simplificación y seguridad de los procesos.
- La industrialización y digitalización de las operaciones.
- La innovación para mejorar el rendimiento.
- La implantación de soluciones transversales y su integración en nuestro ecosistema.
- El refuerzo de la experiencia de usuario para los empleados y gerentes del Grupo ENGIE.

Por su parte, el GET es una iniciativa global que impulsará la transformación de nuestra Compañía, mediante la industrialización y homogenización de nuestros procesos y

#OneENGIE

sistemas con el Grupo, unificando la gestión en los 31 países donde tiene presencia. Este enfoque nos permitirá ser más eficientes y fortalecer la integración de negocios en ENGIE.

Los beneficios que se esperan de su implementación consideran:

- **Eficiencia:** Al unificar nuestra forma de trabajar y nuestros procesos en una sola plataforma, lograremos operaciones más armónicas y simples, maximizando nuestra productividad.
- **Decisiones ágiles:** La estandarización facilitará una toma de decisiones más rápida y efectiva, permitiéndonos responder con agilidad a los desafíos del mercado.
- **Colaboración fortalecida:** La nueva plataforma GET promoverá un entorno de trabajo más integrado, fomentando el intercambio de ideas y mejores prácticas entre equipos, lo que enriquecerá nuestra cultura organizacional One ENGIE Strategy.

AUMENTA LA CONFIANZA Y LA PERCEPCIÓN DE CONCILIACIÓN

Un logro significativo en 2024, fueron los resultados que obtuvimos de la encuesta anual de cultura interna, ENGIE&Me. Respecto de las otras operaciones del Grupo, en Chile nos destacamos por la alta participación del equipo interno y sus niveles de confianza en los objetivos y metas que nos proponemos como empresa. En relación al primero, el 96% de la dotación participó voluntariamente lo que representa un aumento de 4% en comparación con el sondeo del año anterior.

La confianza en las metas y objetivos, alcanzó un nivel del 97%, mientras que la percepción de la eficacia de los equipos frente a los desafíos fue del 95%. La adhesión a los principios éticos y reglas de Seguridad alcanzaron a un 98%.

El 94% de los entrevistados nos recomendaría como un buen lugar para trabajar, mientras que un 98% siente que como empresa propiciamos que la economía avance hacia una economía carbono neutral. Ambos resultados son muy importantes porque avalan nuestra gestión.

También fue relevante que la variable comprensión de la estrategia del negocio, lograra un 90%, y la relativa a la claridad que tiene cada integrante del equipo respecto de cómo su responsabilidad individual aporta a la dirección estratégica de la Compañía, alcanzara a un 97%. Este aspecto es clave para consolidar nuestra cultura One ENGIE, basada en que todos, con independencia del cargo, contribuimos en los resultados de la Empresa.

En cuanto a la visión de los líderes, la encuesta reveló que el equipo percibe que tienen objetivos claros y definidos sobre la base de una estrategia (90%).

Las consultas relacionadas al desarrollo profesional tuvieron un buen incremento, resaltando la percepción de justicia en el desarrollo de carrera. Por otro lado, en relación con la conciliación Trabajo y Familia podemos resaltar con orgullo que nuestra Compañía es considerada compatible, tanto para mujeres como para hombres. Finalmente, las categorías de compromiso sostenible alcanzaron un 93%, manteniendo los mismos resultados del año pasado.

ENGIE&ME RESULTADOS 2024

Sustainable Engagement	ENGIE	My entity	My management	My job
93	89	87	90	92

4.2.3 Desarrollo de Personas

Nuestro Plan Estratégico Balance, así como la estrategia global del Grupo ENGIE, nos desafían a contar con las personas correctas, en el momento preciso y en el cargo adecuado, para impulsar con éxito la transición energética. Desde esa perspectiva, el desarrollo de las personas es un imperativo para el negocio y para seguir construyendo una organización más fuerte, integradora, eficiente y resiliente.

En ENGIE entendemos que toda persona tiene potencial y promovemos que tengan una participación activa en la búsqueda de oportunidades de crecimiento profesional en las diferentes áreas de la Compañía. Así, en 2024, nos enfocamos en la implementación de una nueva Estrategia de Desarrollo de Personas que precisamente está orientada a desarrollar perfiles más flexibles y adaptables para desempeñar competencias en otro rol, tanto dentro como fuera de área de experticia, con el objetivo de fomentar una mayor movilidad y crecimiento profesional.

En esta nueva estrategia, el líder tiene el rol de potenciar el desarrollo de los integrantes de su equipo y, a su vez, las personas son convocadas a ser más protagonistas y activas en su desarrollo y búsqueda de nuevas posibilidades dentro y fuera de su área. En ese contexto, y entendiendo que su rol es crucial en esta materia, durante 2024 entrenamos a 203 líderes para apoyarlos en el cumplimiento de este objetivo, que se sustenta en cuatro pasos comunes para todos los trabajadores:

- Una evaluación basada en el rendimiento, las aspiraciones del trabajador y su potencial.
- Una segmentación simplificada para la People Position Review (PPR).
- Una definición clara de disponibilidad para el futuro desarrollo o movilidad interna del colaborador, con miras al corto, mediano y largo plazo.
- Un plan de acción concreto para el desarrollo individual del trabajador.

I. PROGRAMA DE LIDERAZGO

Adicionalmente, y de manera complementaria, desde el Programa de Liderazgo fortalecimos las habilidades de nuestros líderes para entablar conversaciones sobre desarrollo profesional, entregar feedback continuo, comunicación asertiva e impulsar el accountability de cada persona, así como las posibilidades para desarrollar el potencial de su equipo.

NUEVA ESTRATEGIA DE DESARROLLO DE LAS PERSONAS

EVALUACIÓN DEL POTENCIAL

Entendemos el potencial como "las capacidades para desarrollarnos y para asumir funciones más complejas en el futuro". Como parte de la nueva estrategia que estamos desarrollando, se espera que los líderes puedan identificar a sus potenciales sucesores, para lo cual se realiza una evaluación integral que considera diversas dimensiones y no solo el cumplimiento de las metas. Estas dimensiones son: Inspira a otros, Desarrolla las relaciones, Impulsa al cambio, se Atreve a ser valiente y se Adapta continuamente.

1 INSPIRA a otros	2 DESARROLLA las relaciones	3 SE ATREVE a ser valiente	4 SE ADAPTA continuamente	5 IMPULSA el cambio
Reúne a la gente en torno a ambiciones y objetivos inspiradores. Anima a los miembros del equipo a ser creativos y a responzabilizarse de su trabajo. Promueve iniciativas acordes con la ambición y los objetivos estratégicos del Grupo.	Gestiona los desacuerdos sin entrar en conflicto. Adapta el comportamiento y la actitud a las necesidades de una situación determinada. Sabe interpretar las relaciones interpersonales y gestionar a las partes interesadas.	Toma decisiones difíciles, incluidas las que afectan a los colaboradores. Expresa sus propias convicciones, incluidos los desacuerdos. Cuestiona las formas de proceder / Busca innovar para mejorar las cosas.	Aprende de la experiencia; aplica rápidamente lo aprendido a situaciones nuevas. Busca oportunidades para desarrollar sus capacidades. Reconoce y aprovecha sus errores para mejorar.	Inspira confianza en el cambio organizativo. Une a los equipos y potencia dinámicas. Demuestra resiliencia frente a la resistencia al cambio.

II. ATRACCIÓN DE TALENTO

Dados los niveles de demanda de profesionales en una industria altamente competitiva y que está inmersa en una transformación digital, la atracción de talento se mantiene como unas de nuestras variables críticas a gestionar. En esa línea y en el marco de los compromisos de nuestra Política de Diversidad e Inclusión, BeU@ENGIE, si bien hemos tenido un buen cumplimiento de nuestras metas, la atracción de mujeres en puestos técnicos sigue desafiándonos constantemente, más aún cuando nos referimos a jóvenes profesionales.

Entendiendo el desafío que se nos plantea, a fin de cumplir con los requerimientos de las unidades de negocio, anticipamos sus necesidades a través de una planificación anual estratégica de contrataciones. Adicionalmente, en 2024 llevamos a cabo iniciativas para agilizar la búsqueda de talentos, las cuales nos permitieron reducir el tiempo de cobertura de nuestras vacantes. En esta línea, además, realizamos cuatro webinars dictados por profesionales de diferentes unidades de negocio, con el objetivo de dar a conocer y conversar con las mujeres de nuestro Proactive Pipeline

15% DE NUESTRAS VACANTES DISPONIBLES FUERON OCUPADAS POR PROFESIONALES INTERNOS EN 2024

III. MOVILIDAD INTERNA Y PLANES DE SUCESIÓN

sobre los desafíos de ENGIE y sus líneas de negocio. Gracias a esta iniciativa, hemos agregado cerca de 190 nuevos currículums de potenciales candidatas a nuestra base de datos.

Finalmente, también fortalecimos nuestra Propuesta de Valor para el Empleado (EVP) y la amplificamos con el objetivo de potenciar nuestras contrataciones. Como parte de esta iniciativa, desarrollamos videos protagonizados por nuestros hiring managers, invitando a sumarse a ENGIE a través de nuestras oportunidades laborales en redes sociales.

Asimismo, creamos contenido que muestra nuestras oficinas, nuestra forma de trabajo en entornos digitales y colaborativos, y la experiencia de vida en ENGIE. En estos videos, colaboradores compartieron sus testimonios de primera mano sobre su desarrollo dentro de la compañía, reforzando así nuestra cultura organizacional y nuestra propuesta de crecimiento profesional.

Además, utilizamos estos materiales para comunicar nuestra gestión de carrera en ENGIE, destacando las oportunidades de desarrollo y movilidad interna que ofrecemos a nuestros talentos.

Nuestra estrategia de reclutamiento privilegia la movilidad interna, por lo que todas nuestras vacantes se publican, primero y por un tiempo determinado, solo de forma interna para los colaboradores de la Compañía. Como parte de nuestra estrategia para agilizar los procesos de contratación y cobertura de vacantes, tenemos mapeados, de forma proactiva, a más de 2.000 profesionales externos y con perfiles laborales de interés para la Compañía, así como la implementación de un programa de referidos, a través del cual las personas de nuestro equipo pueden recomendar a conocidos para tomar una posición. Finalmente, también realizamos una búsqueda activa en LinkedIn, generando constantes conversaciones y contactos con los potenciales candidatos.

En esta misma línea, contamos con un Plan de Sucesión que identifica a nuestros cargos críticos y define una nómina de 3 a 8 colaboradores internos como posibles sucesores en caso de habilitarse la vacante. Con esto, no solo se disminuyen los riesgos del negocio y se facilita la continuidad en la gestión del cargo, sino que se fomenta la retención, movilidad interna y desarrollo del talento. Cada sucesor tiene un plan de desarrollo individual al cual se le realiza un especial seguimiento, con el fin de prepararlo en el caso que se requiera que asuma una posición determinada en un futuro.

La nueva Estrategia de Desarrollo de las Personas está estrechamente relacionada con:

- **El desempeño** del colaborador.
- **Las aspiraciones,** relacionados a su ambición personal.
- **La motivación** e Interés en una movilidad.
- **El potencial,** medido en la base de nuestro análisis integral conformado por los 5 criterios ya descritos (Inspira a otros, Desarrolla Relaciones, Conduce al cambio, se Atreve y se Adapta continuamente). En línea con estos pilares se define si un colaborador requiere orientación, si es un colaborador clave, si tiene potencial para crecimiento y si se recomienda un crecimiento acelerado o en el corto plazo.
- **Planes de sucesión.** Todos los cargos críticos en la Compañía tienen un plan de sucesión y todos las personas que son sucesores tienen planes de desarrollo para su posición actual y futura. (Más información en pág 167).

IV. CAPACITACIÓN

Durante 2024 realizamos más de 45.000 horas de capacitación, distribuidas entre entrenamiento técnico y habilidades blandas (más de 30.000 horas) y capacitación no técnica (15.842 horas). En ellas, tratamos materias transversales, como Higiene y Seguridad, capacitaciones requeridas por las diferentes certificaciones a que nos sometemos y así como entrenamientos enfocados en formación en inglés. Tuvimos además diferentes instancias de desarrollo y capacitación como el U-Camp 2024, Learning & Career Festival, Diversity Fresk, Planes de Desarrollo Individual, Feedback efectivo, Bootcamp.

Adicionalmente, desarrollamos una serie de talleres con líderes en los que abordamos temáticas como Desarrollo de Personas desde las Neurociencias, Conversaciones Poderosas, Minset Digital y Recursos y Estrategias de Salud Mental, en las cuales participaron alrededor de 350 líderes.

$ 676.691.854
Inversión en capacitación en 2023

$ 768.546.416
Inversión en capacitación en 2024

13%
Variación

EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO

Contamos con un modelo de evaluación de desempeño que tiene como objetivo primordial evaluar la performance de colaboradores y líderes, en el cumplimiento de sus objetivos y el cómo los lograron. Este segundo aspecto se mide en función del alineamiento a los comportamientos que se esperan de una persona ENGIE Ways Of Working /ENGIE Ways Of Leading. Al inicio de cada año esta evaluación finaliza con una mesa de conversación con el Leadership Team, a forma de promover una mirada One ENGIE de los talentos de la compañía, las acciones transversales a desarrollar y robusteciendo los planes de sucesión. En este proceso se fomenta la cultura del alto rendimiento, con feedback constantes que son parte de la construcción entre líderes y colaboradores del plan de desarrollo individual y el talent Profile (Linkedin Interno), impulsando el desarrollo de las personas y apoyando el crecimiento y el reenfoque del negocio.

Este proceso tiene varias etapas: Concertación objetivos + feedback, Feedback Mid-year, Autoevalución y evaluación, conversaciones de desarrollo, Feedback final, que son registradas en SEZAME, nuestra plataforma digital. Con esto, la gestión de cada colaborador está disponible de forma a agilizar los procesos de toma de decisión en materia de gestión de personas.

Es importante mencionar que esta mirada transversal se complementa con el feedback continuo que es una forma colaborativa donde cualquier persona puede dar feedback a otra e incluso darle visibilidad a su líder, todo a través de la plataforma Sezame. Así, todos podemos aportar en el desarrollo de nuestros pares y superiores

4.2.4 Relaciones Laborales y Beneficios

I. RELACIONES LABORALES

Cautelamos que nuestros equipos internos y los de las empresas contratistas desarrollen su trabajo con altos estándares laborales y un estricto cumplimiento de las obligaciones legales.

Durante 2024 tuvimos tres procesos de negociación colectiva con el Sindicato de Supervisores y con los Sindicatos N°1 y N°2 de Tocopilla. El acuerdo cubre los próximos tres años y significó un aumento real de costo estructural inferior al 2% y sin un ajuste especial de las remuneraciones, ya que contamos con una política de reajuste trimestral conforme al IPC. De esta forma, se logró establecer la política de beneficios por los próximos 3 años, logrando a su vez homologar los beneficios contenidos en los cuatro instrumentos colectivos que tenemos vigentes, facilitando la gestión de las jefaturas en los diferentes sitios de la Compañía.

Número de sindicatos		% Sindicalizados		Personas con cobetura de los convenios colectivos		Años sin huelga	
7	7	67,60%	66,50%	1.003	1.091	19	20
2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024

CONVENIOS COLECTIVOS VIGENTES

Sindicatos (Identificación)	N° de Socios	GBU Representada	Desde	Hasta	Tipo de Negociación
Sindicato ENGIE Energía Chile N°1 de Tocopilla	104	FlexGen - GEMS - Net - Res	01-08-24	31-07-27	Reglada
Sindicato ENGIE Energía Chile N°2 de Tocopilla	82	FlexGen - GBS - Net - RES - T&G	01-02-24	31-01-27	Anticipada
Sindicato Nacional de Trabajadores de ECL	42	GBS - NET - Res - T&G	01-07-23	30-06-26	Anticipada
Sindicato De La Empresa Eléctrica del Norte Grande S.A.	95	FlexGen - GBS - GEMS - Net- Res - T&G	01-07-23	30-06-26	Anticipada
Sindicato de Ingenieros y Profesionales ENGIE Energía Chile	126	FlexGen - GBS - GEMS - Net - Res - T&G	01-07-23	30-06-26	Anticipada
Sindicato de Supervisores de ENGIE Energía Chile S.A.	185	FlexGen - GBS - GEMS - Net - Res - T&G	18-09-24	17-09-27	Reglada
Sindicato Trabajadores Empresa Eléctrica del Norte Grande	95	FlexGen - Net - Res - T&G	01-07-23	30-06-26	Anticipada

Ley 40 horas y Ley Karin

En 2023 comenzamos con la implementación de Ley N°21.561 que establece una nueva jornada laboral de 40 horas y que entró en vigencia en abril de 2024, con una reducción gradual de 45 a 44 horas en una primera etapa. Así, dado que la mayoría de nuestros sitios ya contaban con una jornada laboral inferior a la establecida por la ley, con la entrada en vigor, la disminución no afectó mayormente nuestra continuidad operacional.

También avanzamos en la implementación de la Ley N° 21.643, conocida como Ley Karin. En 2024, modificamos el Reglamento Interno de Orden, Higiene y Seguridad (RIOHS) y el procedimiento interno de investigación de denuncias, tal como lo solicitaba la nueva ley. No obstante, desde enero de 2023 ya habíamos iniciado una amplia difusión de nuestros canales de denuncias y del protocolo interno de investigación vigente, que resultó ser similar al solicitado por la autoridad.

Desde la entrada en vigencia de la Ley Karin en agosto de 2024, se han presentado cuatro denuncias por acoso laboral bajo la Ley Karin, cuyas investigaciones se han desarrollado según los procedimientos establecidos por la nueva normativa. A estas denuncias se suman otras ocho presentadas en este ejercicio pero antes de la entrada en vigencia de este nuevo cuerpo normativo, dos de ellas fueron anónimas. En relación al acoso sexual, se recibieron dos denuncias de acuerdo a la Ley Karin.

EL 92% DE LA DOTACIÓN FUE CAPACITADO EN 2024 SOBRE EL PROTOCOLO DE PREVENCIÓN DEL ACOSO SEXUAL, LABORAL Y VIOLENCIA EN EL TRABAJO Y RESPECTO DEL PROCEDIMIENTO DE INVESTIGACIÓN Y SANCIÓN AL QUE QUEDAN SOMETIDAS DICHAS CONDUCTAS.

DENUNCIAS POR ACOSO LABORAL, SEXUAL Y VIOLENCIA EN EL TRABAJO EN 2024

2	0	N° denuncias presentadas por acoso sexual.
6	4	N° denuncias presentadas por acoso laboral
Denuncias anónimas	2	
0	0	N° denuncias presentadas por violencia en el lugar de trabajo.

II. BENEFICIOS Y CONCILIACIÓN

En cuanto a los beneficios, 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

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

- Seguro Complementario de Salud
- Seguro Dental
- Seguro Enfermedades Catastróficas
- Seguro de Vida e Invalidez
- Subsidio por Enfermedad/ Accidentes del Trabajo
- Seguro COVID
- Reembolso actividades deportivas
- Silla ergonométrica
- Programa acompañamiento al colaborador (PAE)

BALANCE VIDA Y TRABAJO

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

- Feriado adicional
- Feriado progresivo
- Trabajo flexible
- Permisos por matrimonio o Unión Civil
- Permiso por nacimiento
- Permiso por fallecimiento
- Permisos con goce de remuneración
- Permisos sin goce de remuneración

BIENESTAR FINANCIERO

Beneficios que buscan aportar al colaborador una vida financieramente saludable.

- Asignación de alimentación
- Asignación de matrimonio o Unión Civil
- Asignación de nacimiento
- Asignación fallecimiento
- Depósito convenido
- Asignación Fiestas Patrias
- Asignación para la Navidad
- Asignación de vacaciones

EQUIDAD

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

- Pago de sala cuna o reembolso
- Caja de Compensación: beneficio, educación, apoyo financiero, turismo y recreación
- Asignación de escolaridad Enseñanza Básica y Media para hijos
- Beca Instituto de Formación Técnica para hijos
- Beca para estudios universitarios para hijos
- Regalos de Navidad para hijos de trabajadores y gift card navideña
- Convenio ayuda estacionamiento

En ENGIE Energía Chile contamos con políticas y prácticas con el fin de asegurar una mayor conciliación de vida familiar y laboral para nuestros colaboradores. Entre ellas, se cuentan:

- **Paternity Leave,** es un permiso para los hombres que son padres de hasta cuatro semanas con goce de remuneraciones post nacimiento de un hijo o hija.
- **Política de trabajo flexible,** permite trabajar hasta un máximo de 2 días a la semana bajo la modalidad de teletrabajo, sin objeción del lugar en que este se realice.
- **Permisos con goce de remuneraciones:** Dos días al año sin expresión de causa.
- **Permisos sin goce de remuneraciones:** Ocho días al año sin expresión de causa.
- Un día cada 2 años de **permiso con goce de remuneraciones para cambio de domicilio.**
- **Permisos para padres de hijos de hasta 6 meses de vida** para acompañarlos a sus controles médicos.

SUBCONTRATACIÓN

Contamos con una Política de Subcontratación que fija un marco con 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.

4.3 DIVERSIDAD, EQUIDAD E INCLUSIÓN

96
4.3.1 Diversidad e Inclusión

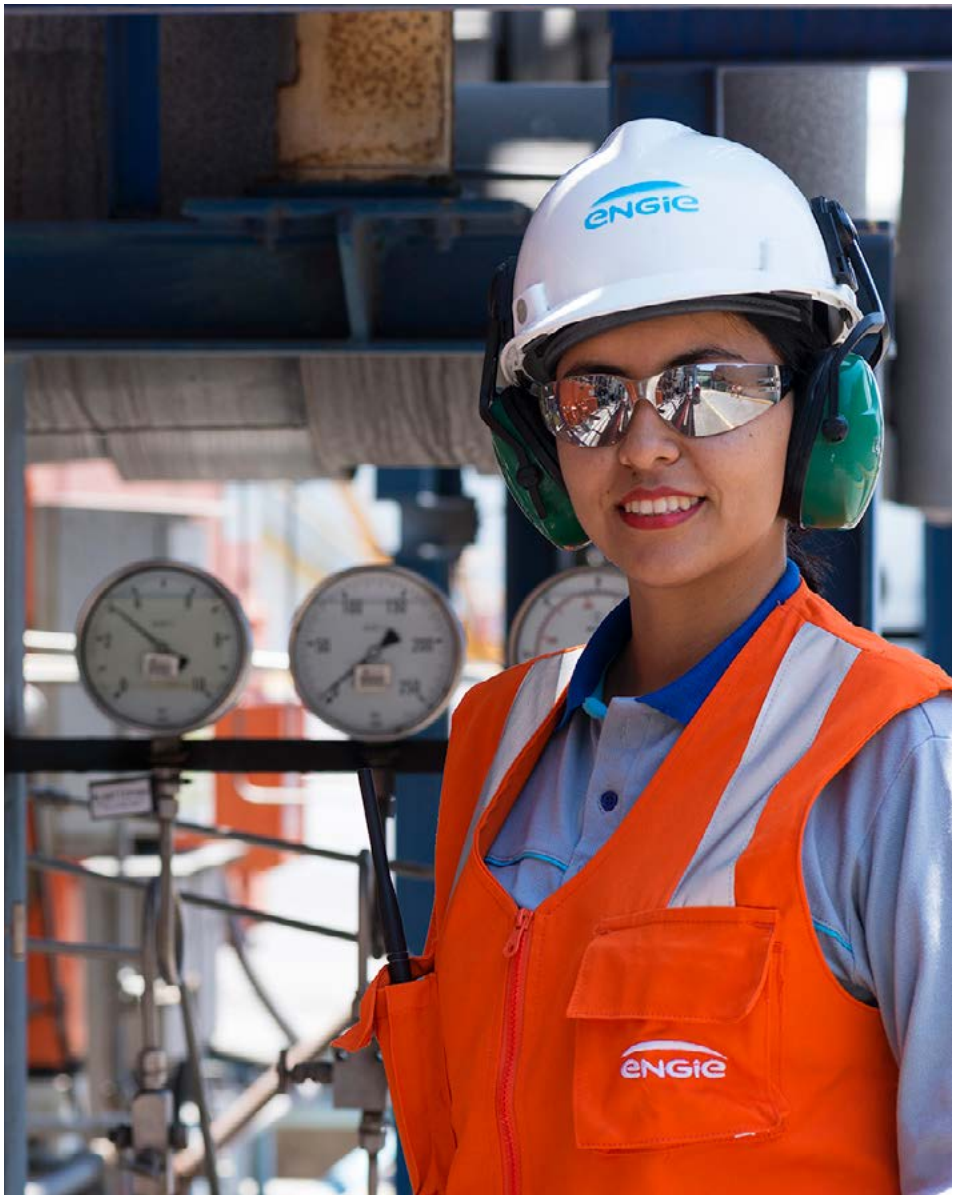
99
4.2.2 Equidad

4.3.1 Diversidad e Inclusión

Entendemos que la diversidad va más allá del género, por lo que nos hemos propuesto ampliar la mirada hacia las personas con discapacidad, creando espacios de concientización y acompañando a quienes están interesados o en proceso de obtener su credencial. Nuestro propósito sigue siendo construir un entorno cada vez más diverso, inclusivo y equitativo.

En 2024 continuamos avanzando en los focos que definimos como prioritarios: mujeres, personas con discapacidad, comunidad LGBTIQ+ y generaciones.

En línea con lo anterior, y dada la relevancia estratégica que ha adquirido esta temática, en ENGIE se creó un departamento dedicado a la Diversidad, Equidad e Inclusión, dependiente de la Gerencia de Recursos Humanos. En Chile, esta unidad comenzó a operar en 2024.



I. MUJERES EN ENGIE

Una de las iniciativas más destacadas de este período fue la implementación del **Programa de Mujeres en Operación, con foco en profesionales de áreas STEM y con un máximo de dos años de experiencia.** A través de un proceso tipo hackathon, en el que participaron más de 60 candidatas, seleccionamos a a diez profesionales que ingresaron a la empresa.

Las profesionales seleccionadas están rotando por diversas áreas del negocio, acompañadas siempre por mentores que las apoyan en su proceso de aprendizaje e intercambio de experiencias. Además, participan en talleres de empoderamiento y liderazgo femenino.

También participamos, por tercer año consecutivo, en la Feria Energía + Mujer, con la recepción de aproximadamente 15 postulaciones, y, por primera vez, en la Feria Laboral ExpoInclusión, donde recibimos cerca de 50 currículums de mujeres. Estas instancias nos han permitido ampliar la búsqueda de profesionales interesadas en formar parte de un ENGIE más inclusivo.

Respecto a la equidad de género, en 2024 logramos superar nuestra meta de 45% de contratación de mujeres en cargos manager, alcanzando un 47%. Incorporamos metas de corto y mediano plazo, promoviendo acciones que impactan en la cantidad de mujeres en nuestra dotación total, en cargos de liderazgo y en el porcentaje de reclutamiento y selección.

DIVERSIDAD
EN ENGIE ENERGÍA CHILE

MUJERES EN ENGIE ENERGÍA CHILE

Contratación de mujeres managers

META 45%

47% Logro 2024

Mujeres en cargos managers

META 27%

29% Logro 2024

1ER DIRECTORIO PARITARIO EN 2024

4 + 4

1ER COMITÉ EJECUTIVO PARITARIO EN 2024

5 + 5

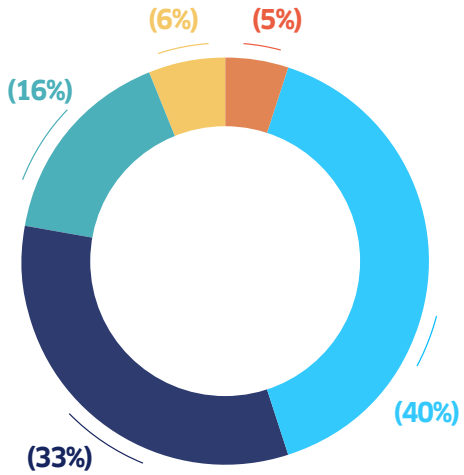
RECONOCIMIENTOS

RANKING IMAD EMPRESAS 2024

RANKING DE MUJERES DE ALTA DIRECCIÓN (IMAD) 2024

Obtuvimos una mención destacada como la empresa con el mayor avance entre las compañías que cotizan en la Bolsa de Comercio de Santiago.

COMPOSICIÓN ETARIA DE LA DOTACIÓN



- Menos de 30
- Entre 30 y 40 años
- Entre 41 y 50 años
- Entre 51 y 60 años
- Más de 60

II. DIVERSIDAD GENERACIONAL

Además, iniciamos un proceso de recopilación de información para diseñar las líneas de trabajo que abordarán la diversidad generacional en 2025.

Por su parte, en un trabajo conjunto con la Comunidad de Diversidad e Inclusión, integrada de manera voluntaria por personas de distintas áreas, realizamos un diagnóstico interno para conocer la percepción sobre la diversidad y el compromiso personal con su impulso. Para ello, llevamos a cabo focus groups con la participación de cerca de 100 personas, lo que permitió identificar expectativas y requerimientos en los cinco ejes de BeU@ENGIE, los cuales servirán de base para la elaboración de los planes de acción de 2025.

Interseccionalidad en la DEI

En línea con la transversalidad de algunos programas, es que atendiendo los pilares de nuestra Política BeU@ENGIE asociados a equidad de género y generaciones, realizamos un hackathon para la búsqueda de trainees, seleccionando a unos 60 profesionales con entre 0 y 3 años de experiencia, de un universo de más de 2.500 postulaciones recibidas. Con este proceso, buscamos impulsar la incorporación de jóvenes talentos, en línea con nuestro eje de diversidad generacional.

En paralelo, implementamos un programa de mentoría con 51 tutores y 54 alumnos (53% hombres y 47% mujeres), el cual se encuentra en pleno desarrollo. Su objetivo es fortalecer el aprendizaje organizacional a través de la experiencia de trabajadores con mayor antigüedad. Tiene una duración de entre 9 y 12 meses e incluye al menos una reunión de seguimiento mensual. Este programa busca acelerar el crecimiento tanto del mentor como del aprendiz a través de:

- Apoyo a los mentores en su adaptación a un nuevo cargo.
- Transferir habilidades y conocimientos clave sobre la cultura One ENGIE.
- Brindar orientación sobre el desarrollo de carrera.
- Facilitar el networking dentro de la organización.

DISCAPACIDAD

Durante este ejercicio establecimos un acuerdo con la Fundación Edudown para la prestación de servicios con personas con discapacidad cognitiva. También realizamos la primera Feria de Proveedores Inclusivos, con el objetivo de promover la contratación de sus servicios dentro de la organización e incorporar la diversidad y la inclusión en nuestra cadena de valor. En la iniciativa pudimos contar con la participación de emprendimientos vinculados a nuestros cinco ejes.

Adicionalmente, en el evento Supplier Day, organizado por la Gerencia de Abastecimiento, se llevó a cabo un panel donde el equipo de Diversidad presentó la política BeU@ENGIE a nuestros proveedores. Por su parte, en la ExpoInclusión, se recibieron más de 80 currículums de personas con discapacidad, y tuvimos la posibilidad de contar con representación en un panel de comunicación.

En paralelo, iniciamos los trabajos para la implementación de nuestra primera oficina con accesibilidad universal, basándonos en un diagnóstico elaborado por la Fundación Teletón. Este informe nos ha permitido desarrollar todos los ajustes de infraestructura necesarios, y el proyecto estará listo durante el primer trimestre de 2025.

4.3.2 Equidad

Cautelamos que las personas reciban un trato justo y equitativo. En ese contexto, contamos con una Política de Equidad Salarial que está enfocada en atraer, retener y motivar a nuestros colaboradores y colaboradoras a través de un sistema basado en la equidad interna, la retribución y competitividad respecto del mercado laboral.

Continuamente nos enfocamos en promover y reconocer la excelencia en el desempeño individual de nuestro equipo y su 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 profesionales que permanentemente monitorean la competitividad de nuestras remuneraciones.

I. BRECHA SALARIAL

Cuidamos que nuestra estructura de remuneraciones esté libre de sesgos y sea justa y equitativa. Para lograr este objetivo, la definición de las compensaciones se basa en la metodología HAY, la cual establece categorías para cada puesto, considerando los siguientes criterios:

- Conocimientos, habilidades y destrezas necesarias para desempeñar la posición.
- Responsabilidad en los procesos y capacidad para solucionar problemas específicos relacionados con el desarrollo 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, podrían llegar a tener distintos niveles HAY, porque los conocimientos, procesos, funciones y contribución en el resultado de cada posición son diferentes.

En conjunto, la brecha salarial se analiza considerando la categoría profesional del cargo, su nivel o grado y la antigüedad en el cargo. Esta última variable se incluye porque la antigüedad laboral podría justificar diferencias que se explican por ajustes salariales vinculados al IPC.

Las 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 siendo los hombres los que tienen una mayor antigüedad, lo que se explica por las características propias de la industria, donde históricamente la participación de las mujeres es menor. Este escenario es algo que buscamos revertir activamente, desarrollando diversos planes de acción y estrategias bajo nuestro modelo One ENGIE.

Tipo de Cargo	Media Brecha Salarial	Mediana Brecha Salarial
Alta Gerencia	88	83
Gerencia	89%	95%
Jefatura	92%	93%
Operario	93%	90%
Fuerza de Venta	94%	92%
Administrativo	99%	99%
Otros profesionales	99%	93%
Otros técnicos	99%	94%
TOTAL	94,65	89,56

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 de industrias similares y competidores directos, que definimos como benchmark.
- **Bandas salariales:** se definen a nivel interno y nos indican un rango de remuneración para cada cargo, 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.

4.4 PROVEEDORES

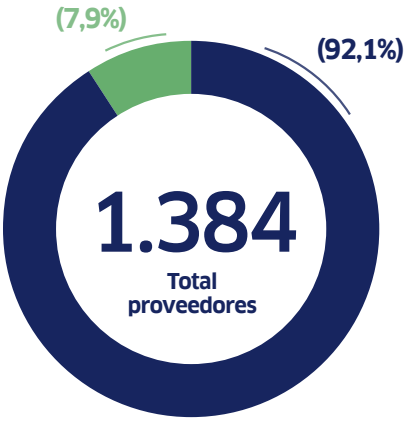
106
4.4.1 Estrategia de Abastecimiento Sostenible

107
4.4.2 Gestión 2024

110
4.4.3 Avances Política de Abastecimiento Sostenible

4.4.1 Estrategia de Abastecimiento Sostenible

Para ENGIE Energía Chile es fundamental contar con proveedores de bienes y servicios comprometidos en generar impactos positivos en las personas y el planeta. Entre los aspectos que evaluamos al momento de seleccionarlos, están el desempeño en Seguridad y Salud (solo proveedores de servicios que trabajen dentro de instalaciones de ENGIE), comportamiento ético y cumplimiento normativo, de responsabilidad social y ambiental, y respeto a los Derechos Humanos.



1.274 Proveedores nacionales

110 Proveedores Internacionales

Contamos con una Estrategia de Abastecimiento Sostenible, que busca impulsar una cultura de seguridad, sustentable e inclusiva en nuestras relaciones comerciales.

Parte de esta estrategia, son nuestra Política de Abastecimiento Sostenible e Inclusivo, la alianza con Huella Chile (*) para impulsar a lros proveedores y empresas de servicios 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.

Disponemos de una plataforma externa, llamada ECOVADIS, que evalúa las empresas que nos prestan servicios e insumos, en los ámbitos de Medio ambiente, Prácticas laborales y Derechos Humanos, Ética y Compras sostenibles. Estos resultados generan un scorecard para cada empresa, una vez que es evaluada, y, anualmente, desarrollamos un proceso mediante el cual compartimos con nuestros proveedores los resultados obtenidos para impulsarlos a a tomar acción frente a oportunidades de mejora identificadas por ECOVADIS cuando su score es inferior a 45.

Respecto de los pagos a proveedores nacionales, nuestra Compañía cumple con la legislación chilena que establece el plazo de pago como máximo a 30 días, desde que la factura es aceptada para pago. Las

condiciones de pago excepcionales, diferente a 30 días, se identifican y aprueban por el Country Head of Procurement, de acuerdo a cada negociación que se realiza. Estamos implementando un proceso de pago diferenciado a las empresas categorizadas como Pymes por el Servicio de Impuestos Internos de Chile (SII).

Proveedores evaluados con criterios de sostenibilidad en 2024	Proveedores nacionales	Proveedores extranjeros
N° de proveedores evaluados	242	27
N° de proveedores analizados bajo criterios de sostenibilidad	28	3
% de proveedores analizados bajo criterios de sostenibilidad sobre el total de evaluados	11,6%	11,1%
Monto compras totales	USD 346.406.502	USD 681.153.316
Monto compras que corresponde a proveedores analizados bajo criterios de sostenibilidad	USD 99.286.769	USD 429.699.825
% de las compras totales que corresponde a proveedores analizados bajo criterios de sostenibilidad	28,7%	63,1%

4.4.2 Gestión 2024

Nuestro trabajo en 2024 estuvo enfocado en fortalecer la relación con nuestros proveedores hacia un vínculo colaborativo, centrado en materias de sostenibilidad y soporte a nuestras Pymes. Continuamos participando en mesas de trabajo, como la impulsada por la Asociación de Generadoras de Chile, para abordar la problemática del relacionamiento de Empresas y Pymes en Proyectos, estuvimos presentes como oyentes en instancias de conversación, como el Encuentro Anual de Sostenibilidad, que organiza Acción Empresas, e impulsamos algunos programas asociados al desarrollo de proveedores como "Small Contractors" y "Acercamiento a Proveedores en Chiloé", que serán detallados más adelante.

I. CARTA DE COMPROMISO POR LA NETO CERO EMISIONES AL 2045

En 2024 invitamos a un grupo relevante de proveedores a firmar una Carta de Compromiso por la meta Neto Cero al 2045 del Grupo ENGIE. Este compromiso implica para los firmantes de la mencionada Carta, cuantificar su Huella de Carbono, identificar e implementar acciones para reducir esta y definir una estrategia de descarbonización para su organización.

Al cierre del ejercicio del 2024, 17 de nuestros principales proveedores (que representan el 70% de nuestros proveedores objetivo y aproximadamente el 80% del gasto anual de ENGIE Energía Chile) han adherido a este compromiso. En marzo de 2025 iniciaremos una mesa de trabajo que tendrá por objetivo abordar estos tres ejes del compromiso firmado, iniciando por la cuantificación de la Huella de Carbono. Algunos proveedores, que adhirieron a esta Carta de Compromiso son BBosch, Diprofire, Equans, Promet, Sungrow, Mintral, Ultrapoly, Innera y Axinntus.

En el marco de esta iniciativa, desarrollamos los primeros Carbon Deep Dialogue, sesiones de trabajo, lideradas por los equipos de Procurement y ESG de ENGIE Energía Chile, en la que invitamos a nuestros proveedores a conversar respecto de sus iniciativas y estrategias, en términos de sostenibilidad y descarbonización. Como resultado identificamos algunas iniciativas que realizaremos durante el año 2025 junto a los proveedores Axinntus, Copec, BBosch y Mintral. Adicionalmente, continuaremos con estos diálogos durante este 2025.

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:	Hasta 30 días	Entre 31 y 60 días	Más de 60 días
"(i) Número de facturas pagadas: el número de facturas pagadas durante el año a proveedores por cada uno de los rangos ya señalados.	74.270	1.065	559
"(ii) Monto total (millones de pesos): la suma del valor de las facturas pagadas durante el año por cada uno de los rangos ya señalados.	1.238.861	22.826	63.297
(iii)) Monto total intereses por mora en pago de facturas: la suma del valor de los intereses que se pagaron o deberán pagar por mora o simple retardo por las facturas emitidas durante el período reportado.	0	0	0
(iv) Número de proveedores: la cantidad de proveedores al que corresponden las facturas pagadas durante el año en cada uno de los rangos ya señalados.	4.232	415	200

Ítem	2024
v. Número de acuerdos inscritos en el Registro de Acuerdos con Plazo Excepcional de Pago que lleva el Ministerio de Economía cuando corresponda.	0

II. CONDICIONES LABORALES DE CONTRATISTAS

Junto con la Gerencia de Salud y Seguridad Laboral de la Compañía, impulsamos el Programa de Desarrollo de Contratistas en Seguridad, que en esta fase aplica a los Small Contractors y que tiene por objetivo fortalecer el estándar en seguridad de los proveedores con los que trabajamos, a través de un plan de acción y soporte desde nuestra Compañía. En esta actividad la Gerencia de Salud y Seguridad Laboral trabajó colaborativamente con la Gerencia de Procurement en la comunicación y el monitoreo del programa.

En el programa en curso participan 14 proveedores que trabajan en nuestros sitios de Operaciones y/o Proyectos, para dar paso a un plan de trabajo que busca superar las brechas en temas de seguridad.

El Programa de Desarrollo de Contratistas en Seguridad también incorporó una ronda de visitas del equipo de Seguridad a las instalaciones de los proveedores participantes, para validar la evidencia objetiva de la disposición de la información, que previamente habían entregado a ENGIE en un proceso de autodiagnóstico.

En paralelo, continuamos con el proceso de Control Semanal y Mensual respecto del Cumplimiento de las Obligaciones Laborales de las empresas Contratistas, para garantizar que cumplan con sus trabajadores en lo que la ley fija respecto de las obligaciones laborales y previsionales. Existe adicionalmente un alto compromiso de los Administradores de Contrato de ENGIE, quienes verifican mensualmente la información asociada a este ítem, la que debe estar al 100% de Cumplimento, con la entrega de los certificados F-30 y F-30/1. Lo anterior es validado antes de aprobar los estados de pagos, cuyo punto específico es reforzado a nuestros Administradores de Contrato bajo constantes entrenamientos desde la Gerencia de Abastecimiento, junto a la Gerencia Legal de la Compañía. Las medidas indicadas abarcan tanto los servicios bajo contratos recurrentes (mayores a 1 año) así como los servicios spot, enfocándose en asegurar que todas las empresas verifiquen, supervisen y se capaciten respecto del cumplimiento de la normas y regulaciones laborales.

ENGIE Energía Chile mantiene un alto compromiso con el cumplimiento laboral y la seguridad de los trabajadores de empresas contratistas que desarrollan servicios en nuestras dependencias de Operaciones y/o Proyectos. Este control es parte integrante de los ítems que hemos declarado en nuestra Política de Abastecimiento Sostenible.

III. DESARROLLO DE PROVEEDORES

En línea con nuestro programa de Desarrollo de Proveedores, visitamos en agosto de 2024 el Parque Eólico San Pedro, en Dalcahue, Chiloé, donde realizamos una Jornada de acercamiento a proveedores locales, en la que entregamos conceptos clave sobre la cadena de suministro de ENGIE Energía Chile y generamos una ronda de negocios.

Luego de esta visita, identificamos proveedores cuyos servicios son requeridos para la operación de este parque eólico e iniciamos un trabajo de integración a nuestra Compañía, que incluye soporte en requerimientos administrativos y una estrategia específica de compras para cada proveedor, que les permita incorporarse a ser proveedores de ENGIE bajo el marco de requerimientos que nuestra Compañía fija.

Participamos activamente de la mesa de trabajo convocada por la Asociación de Generadoras de Chile, en torno a los Principios Orientadores a Contratistas, cuya finalidad es implementar acciones y controles, que mitiguen los principales hallazgos, principalmente asociados a los procesos de pagos. En la sesión de octubre de 2024, nuestra Compañía expuso como invitado en el taller asociado a Gestión de Pymes, presentando sus avances en esta materia.

Enterprise Category	Operations Spend	Projects Spend	Total Spend
Small & Mediom (SMEs)	USD 71.576.592	USD 20.947.050	USD 92.523.642
Others	USD 294.643.719	USD 859.660.253	USD 1.154.303.972
Total	USD 366.220.311	USD 880.607.302	USD 1.246.827.613
% Inclusive Spend	19,5%	2,4%	7,4%

Compras a proveedores pymes

Efectuamos por primera vez una estimación de las compras a nuestros proveedores Pymes. Así, identificamos que en 2024 un 7,5% de nuestras compras fueron realizadas directamente a Pymes, con un monto aproximado de MMUSD 94.

Cuando analizamos las compras realizadas para nuestros sitios operacionales, la tasa aumenta considerablemente a un 19,8%, mientras que cuando consideramos las compras relacionadas a nuestros proyectos, disminuye a sólo 2,4%. Esto último se explica principalmente porque nuestra estrategia de Abastecimiento en Proyectos implica la contratación bajo modalidad de BOPs y/o Epecistas (empresas que realizan el diseño, suministro y construcción de alguno de nuestros proyectos), y son estas empresas constructoras las que luego subcontratan hasta 1 nivel a sus proveedores de bienes y servicios.

SUPPLIER DAY

Cerramos el ejercicio 2024 con una nueva edición del Supplier Day, encuentro anual presencial que realizamos desde 2022 y que reúne a nuestros principales proveedores, para revisar hitos clave, proyectar desafíos y fortalecer la colaboración estratégica. En la ceremonia de cierre del Suplier Day 2024, participaron 33 empresas proveedoras, grandes y Pymes, entre estas últimas proveedores locales de Chiloé y aquellas destacadas por su desempeño en el Programa de Desarrollo de Contratistas en Health & Safety, "Small Contractors", implementado durante 2024.

En el evento, que es liderado por la Gerencia de Abastecimiento de ENGIE Energía Chile, los equipos de las Gerencias de Legal, Health & Safety y ESG presentaron temas específicos asociados a ética, cumplimiento, salud laboral y sostenibilidad. Además, la directora de Sustentabilidad de la Asociación de Generadoras de Chile, Macarena Álvarez, abordó el trabajo realizado para construir los Principios Orientadores para Contratistas, destacando la participación activa de ENGIE desde el 2022, y el director de Sostenibilidad de SOFOFA, Ignacio Cobo, expuso sobre la realidad de las Pymes en nuestro país y la importancia de impulsar una buena relación con las grandes empresas.

En el Supplier Day, nuestra Compañía realizó por primera vez una ceremonia de premiación para reconocer a nuestros proveedores destacados por su excelencia en el desempeño y soporte en 2024, reconociendo bajo las siguientes categorías: excelencia en funciones de soporte, vinculación con comunidades, avances en sostenibilidad organizacional, desarrollo de proveedores locales y buen desempeño en certificación bajo la plataforma de ECOVADIS.

Además, se presentaron resultados del proceso de Supplier Deep Carbon Dialogue y se reafirmó el compromiso de compensar la huella de carbono del evento mediante bonos de carbono.

4.4.3 Avances Política de Abastecimiento Sostenible

También como parte del ejercicio, logramos un avance de 72% de implementación de nuestra Política de Abastecimiento Sostenible. Los principales resultados, incluyen:

- Fortalecimos el proceso de Evaluación de Proveedores en ECOVADIS. Establecimos que a partir de 2024 todo proveedor que se adjudique un servicio por un monto mayor a USD 350 mil y una duración igual o mayor a un año, deberá realizar esta evaluación. Incluimos el cumplimiento de este compromiso en nuestros documentos contractuales.
- Trabajamos en el diseño de una Evaluación de Cierre de Contrato para Operaciones, el que estará vigente a contar de marzo de 2025, y que complementa el proceso anual con una evaluación más exhaustiva en términos de seguridad y salud, operacionales, comerciales, medio ambientales y técnicos. Esta evaluación se efectuará tanto en una etapa temprana al inicio de los servicios, así como en la fase final de los servicios, cuya duración se extienda por más de 6 meses. Iniciamos la elaboración de una propuesta para implementar también este proceso en los Proyectos de ENGIE en Chile.
- Continuamos avanzando en la identificación de nuestras Pymes y ajustando sus plazos de pago, de acuerdo a nuestra iniciativa de pago a 15 días a Pymes, el que pretendemos formalizar al 100% de nuestras Pymes en junio de 2025.
- Generamos y lideramos dos sesiones de entrenamiento dictadas presencialmente por Acción Empresas. Una se refirió a "Cómo lograr una cadena de suministro sostenible", orientada a la formación de conocimientos sobre esta materia en nuestro equipo de Abastecimiento, y la otra fue una charla sobre sobre "Sostenibilidad en organizaciones" para nuestros principales proveedores.

- Incluimos en nuestro pool de proveedores a Edudown Chile, una corporación sin fines de lucro que trabaja con personas con síndrome de Down y que, entre sus líneas de negocios, ofrece variados productos y servicios; entre ellos, regalos corporativos y catering para eventos. Este proveedor suministra desde el cuarto trimestre de 2024 el servicio de catering para las sesiones de onboarding que nuestra Compañía ofrece cada dos meses a sus nuevos ingresos.
- Generamos una nota comunicacional sobre el Servicio de Microfiltrado de aceite que nuestro proveedor Copec realiza en nuestra planta de Mejillones. Este servicio permite extender la vida útil de los aceites, evitando su compra y generación de aceite residual, además del transporte asociado a su venta. Con esto se logra una reducción en la Huella de Carbono de 362 Tons CO_2, siendo este un tipo de trabajo colaborativo con proveedores que forma parte de nuestro impulso a una cadena de suministro sostenible.

4.5 GESTIÓN SOCIAL

112
4.5.1 Principales Iniciativas

113
4.5.2 Inversión Social 2024

4.5.1 Principales iniciativas

Nuestra gestión territorial acompaña la operación y los proyectos de ENGIE Energía Chile en gran parte de nuestro país, desplazándose hacia el sur junto con nuestras nuevas unidades de generación renovable y ampliación de nuestros servicios de transmisión.

"La aprobación social de las comunidades en los territorios donde emplazamos nuestros proyectos es fundamental para desarrollar nuestra actividad de generación y almacenamiento de energía y de servicios de transmisión. Tenemos el propósito de insertarnos como un vecino responsable que se ocupa de sus impactos negativos y aporta al desarrollo local."

Matías Bernales
Gerente de Sostenibilidad y Comunidades

Nuestra área de influencia abarca tres zonas: norte (Arica-Antofagasta), 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, responsable de entregar las directrices.

Entre las principales tareas del equipo territorial se cuenta tender puentes y establecer vínculos con cada una de las comunidades y autoridades locales, sobre la base de nuestra Política de Asociatividad. También se ocupa de la habilitación socioambiental y territorial de los nuevos proyectos, a partir de los lineamientos que entrega nuestro Modelo de Aproximación Temprana.

Durante 2024, consolidamos el proceso de Transición Justa en Tocopilla y avanzamos en la planificación para la transformación del sitio en la comuna de Mejillones. En paralelo, cerramos nuestro proceso de instalación en la comuna de Taltal, donde nos establecimos como una empresa valorada por la comunidad y las autoridades locales y habilitamos, desde el punto de vista social y ambiental, el ingreso de nuevos proyectos a comunas donde no estamos presentes.

Otros aspecto relevante fue el fortalecimiento de nuestra Política de Asociatividad con el propósito de alinearla a los compromisos ESG de la Compañía.

Entre las actividades realizadas, este año pusimos un foco especial en socializar con los vecinos la incorporación de una nueva tecnología, como es el caso las baterías BESS y el importante rol que cumplen en estabilizar el sistema eléctrico en medio del avance de la transición energética en el país.

I. NUEVOS PROYECTOS

Bajo las directrices de nuestro modelo de aproximación, acompañamos el proceso de instalación de los proyectos en la zona centro que inician su construcción en 2025, como es el caso PV Libélula en las comunas de Colina y Tiltil y la Subestación Totihue en la comuna de Rengo. Ambos proyectos son muy significativos para la Compañía, ya que con ellos ingresamos por primera vez a las regiones Metropolitana y del Libertador Bernardo O´Higgins.

Participamos, además, en los procesos de evaluación de impacto ambiental desde el punto de vista socioambiental, destacándose la aprobación de nuestro Parque Eólico Pemuco, en la comuna del mismo nombre, que inició su construcción durante las últimas semanas de 2024.

En la zona sur, hemos dado soporte a otros proyectos que se encuentran en evaluación ambiental, como el Parque Eólico El Rosal en la comuna de Los Ángeles, el Parque Eólico Loma Verde en Frutillar y el Parque Eólico Los Portones en Calbuco.

4.5.2 Inversión social 2024

Durante 2024 invertimos en 219 iniciativas sociales por un monto total de USD 1,2 millones, manteniendo el alto nivel que habíamos alcanzado en 2023. Estos recursos beneficiaron directamente a 29.832 personas, de 19 comunas. Indirectamente, los beneficiados llegaron a 1.147.087.

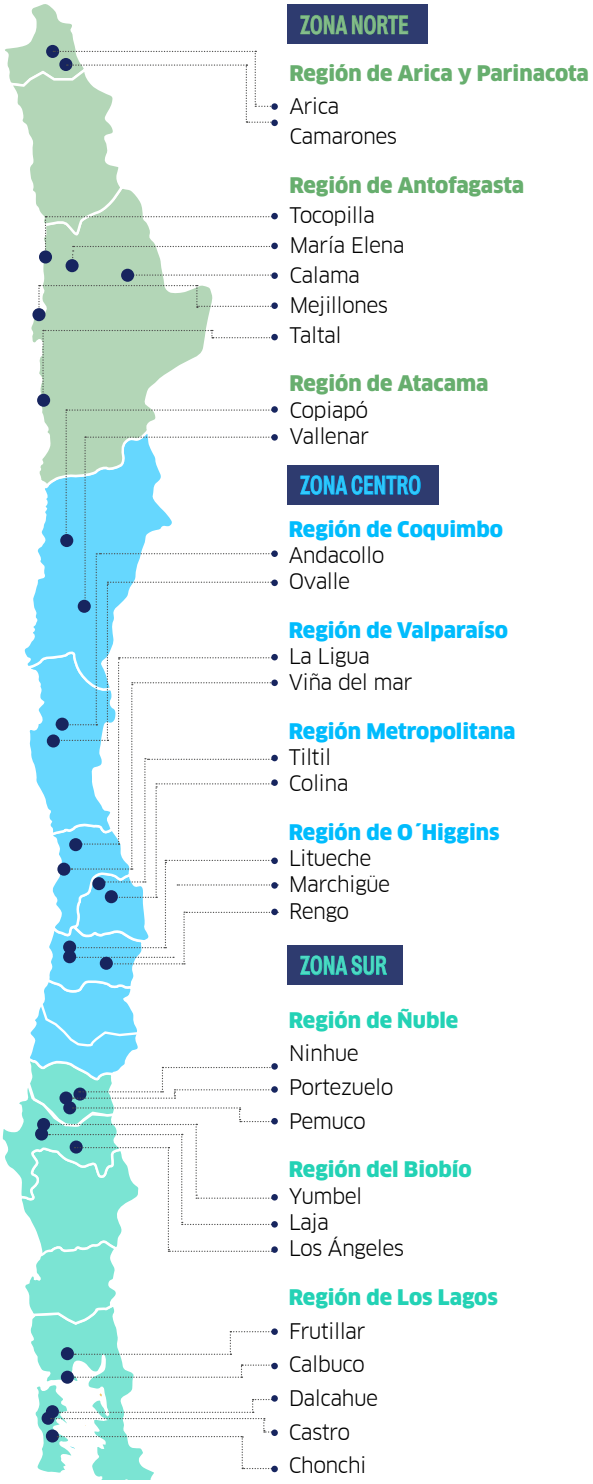
Nuestra inversión social en el territorio la canalizamos a través de Mesas de Diálogo, Participación y Convivencia, que son instancias formales que mantenemos con las comunidades. En forma coordinada con los vecinos y gradualmente, hemos ido orientando estos aportes hacia los cuatro pilares estratégicos de nuestra Política de Asociatividad. En 2024, se distribuyeron de la siguiente manera:

INICIATIVAS FINANCIADAS SEGÚN POLÍTICA DE ASOCIATIVIDAD

Participación y Convivencia	Aporte Local en Cadena de Valor	Iniciativas de Desarrollo Local	Acceso energía
43	71	81	24

TOTAL: 219

COBERTURA GESTIÓN TERRITORIAL DE ENGIE ENERGÍA CHILE



I. INICIATIVAS DESTACADAS POR ZONA GEOGRÁFICA

Por zona geográfica, nuestra inversión social se distribuyó en 123 iniciativas en la zona norte, 71 en la zona sur y 25 en la zona centro.

	Comunas abordadas	Iniciativas destacadas 2024
ZONA NORTE	• **Arica** • **Antofagasta** • **Calama** • **Tocopilla** • **Mejillones**	• Desarrollamos **la primera cuenta pública participativa comunitaria local** en la central hidroeléctrica Chapiquina, en la Región de Arica y Parinacota. • Acordamos con Conaf **la utilización y mejora de los viveros de la central para la reforestación de diferentes zonas del altiplano** y desarrollamos junto a la fundación Sudamérica Diversa un trabajo para el estudio y protección de la Taruka (también conocido como huemul del norte), el cual consistió en la compra de cámaras trampa para monitorear las migraciones durante el año. • En Tocopilla y Mejillones, **desarrollamos activamente las mesas de asociatividad**, además de gestionar convenios de colaboración y apoyo con ambos municipios. • **Apoyo al deporte local** en campeonato Nacional de Patinaje Tocopilla. • **Con bomberos de Tocopilla, María Elena y Antofagasta suscribimos convenios de colaboración,** consistentes en aportes de materiales para combatir el fuego. También considera realizar capacitaciones sobre la tecnología BESS. • En Alto Loa trabajamos en **proyectos autogestionados por las comunidades indígenas en acceso a energía.** • Apoyamos la **limpieza de grafitis en el sitio patrimonial Ruinas de Huanchaca,** en la comuna de Antofagasta.
ZONA CENTRO	• **Taltal** • **Viña del Mar** • **La Ligua** • **Rengo**	• En Taltal, gracias a una gestión colaborativa entre el área de Comunidades y el equipo de construcción del proyecto Parque Kallpa (ex Lomas de Taltal), **realizamos iniciativas sociales conjuntas** en las que incluso contamos con el apoyo de trabajadores de empresas contratistas. Entre las actividades comunitarias figuran: **a. Charla astronómica** masiva de doctor José Maza. **b. Reconocimiento vía Decreto Municipal** a la Gestión Social de ENGIE Energía Chile. **c. Talleres literarios** de escritores nortinos **d.** Fomento a la cultura local mediante **apoyo a Coro de niños y niñas Andino de Taltal.** **e.** Apoyo a **Bomberos de Taltal** para la instalación de unidad de bodegaje y almacenamiento de material de emergencia (13 contenedores). • Bajo el mismo formato de colaboración y despliegue social **se iniciaron las construcciones de Subestación La Ligua y Totihue.**
ZONA SUR	• **Ninhue** • **Calbuco** • **Castro** • **Dalcahue** • **Laja** • **Los Angeles** • **Llanquihue** • **Maullín** • **Pemuco** • **Yumbel**	• Como parte del relacionamiento temprano del Proyecto Loma Verde, en la comuna de Frutillar, **realizamos un aporte que permitió a la Junta de Vecinos de Villa Alegre comprar un terreno para la construcción de una sede social,** lo que permitirá a esa comunidad fortalecer su cohesión social. • En la isla de Chiloé ampliamos nuestra intervención en el Liceo Bicentenario de Dalcahue, **logrando impactar a más de 300 estudiantes de I y II medio,** potenciando las áreas de física, química y biología, y reforzando así la formación integral de los estudiantes en la educación STEM.

USD 1,2 millones
Inversión social 2024

19
Comunas beneficiadas

29.832
personas impactadas **directamente**

1.147.087
personas impactadas **indirectamente**

ACTIVIDAD DESTACADA

Encuentro con dirigentes sociales del sur

En Puerto Varas realizamos el encuentro : "Construyamos 2024" con dirigentes sociales de las comunas de Portezuelo, Pemuco y Ninhue (Región del Ñuble); Laja y Yumbel, (Región del Biobío) y de Calbuco, Frutillar, Dalcahue (Región de Los Lagos)

Asistieron 40 dirigentes y 20 representantes de la Compañía, incluyendo a nuestra Chief Sustainability Officer, Melanie Wilneder y Matías Bernales, Gerente de Sostenibilidad y Comunidades de ENGIE Chile, junto a personal de las áreas de desarrollo, construcción y operación de proyectos. La jornada contó con la participación de autoridades como el Director de la Dirección de Desarrollo Comunitario de la Municipalidad de Puerto Varas, Eduardo Carmona, la Seremi de Energía de la Región de Los Lagos, Liliana Alarcón, además de la Gerenta de Sustentabilidad de la Asociación de Generadoras, Macarena Álvarez, quien presentó las buenas prácticas de impacto social en la industria.

Energizamos la sede comunitaria en Ayquina

Nuestra Política de Asociatividad busca expandir los beneficios de las energías limpias a las comunidades que están dentro de nuestra área de influencia. En ese marco, energizamos la sede comunitaria de Ayquina mediante la instalación de un sistema fotovoltaico que garantiza energía eléctrica 24/7 para que puedan continuar con su valiosa labor en la comunidad. Este avance no solo potencia la región, sino que también refuerza nuestro compromiso de avanzar hacia la transición energética con soluciones responsables y eficientes.

ACTIVIDAD DESTACADA

ACTIVIDAD DESTACADA

Convenio con el Museo del Desierto de Atacama

Suscribimos un convenio de donación con el Museo de Historia Natural y Cultural del Desierto de Atacama que irá en beneficio de los habitantes de la comuna de Calama y la región de Antofagasta. Gracias a esta alianza se podrá comenzar a mejorar los depósitos de material arqueológico y paleontológico del Museo Indígena Atacameño de Lasana.

En ENGIE estamos comprometidos con mantener las materialidades de interés científico patrimonial para que las sigan interpretando las generaciones futuras.

ACTUALIZACIÓN POLÍTICA DE ASOCIATIVIDAD CON CRITERIOS ESG

Nuestra Política de Asociatividad, que lanzamos en 2020, forteleció nuestra gestión territorial incorporando nuevas líneas de trabajo, entre ellas el acceso de las comunidades a energías renovables, ya sea en los hogares o en la infraestructura pública.

En 2024 la revisamos y a la actualizamos de acuerdo a prioridades y necesidades que hemos ido levantando mientras avanzamos en el proceso de transformación, desarrollo y construcción de proyectos de energía renovable, como también a nuestros compromisos y metas en el ámbito ambiental, social y de gobernanza (ESG) plasmados en los cuatro pilares de nuestra estrategia sostenibilidad (Planeta, Personas, Performance, Gobernanza). Nuestro compromiso es mantenerla actualizada y por lo mismo es revisada cada dos años, asegurando así su relevancia y eficacia en el tiempo.

Respecto de los cambios introducidos, incorporamos los siguientes ámbitos:

PERFORMANCE

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

PERSONAS

Aborda el aporte que hacemos al desarrollo y calidad de vida de las comunidades aledañas a nuestras instalaciones, y la gestión de los impactos por la salida del carbón. Adicionalmente, incorpora los resguardos que adoptamos para garantizar el respeto de los derechos laborales en la empresa y en nuestros contratistas y proveedores.

PLANETA

En el marco de nuestro compromiso por lograr la Neto Cero al 2045, sumamos líneas de trabajo que generen iniciativas que emprendemos para lograr la meta de Carbono Neutralidad en 2045, así como la gestión de nuestro impacto al medio ambiente y biodiversidad.

GOBERNANZA

Contempla iniciativas relacionadas con la ética y el cumplimiento de las normativas que regulan nuestros relacionamientos.

4.5.3 Estrategia Social 2025

Unos de los desafíos más relevantes es habilitar social, ambiental y políticamente, la expansión de nuestros proceso de transición energética en el territorio. En 2024 actualizamos nuestro Modelo de Aproximación Temprana y de este proceso surgió una nueva Estrategia Social que aborda todas las etapas de un proyecto comenzando por la factibilidad, las acciones que conlleva cada una con sus respectivos indicadores de éxito, que nos permiten ir mejorando nuestras actuaciones.

Etapas	Acciones	Indicadores de éxito
PROYECTOS EN FACTIBILIDAD	• **Due diligence.** • **Participación ciudadana adelantada.** • **Mapa de stakeholders y riesgos.** • **Definición budget social.** • **Gestión política comunal y regional.**	• 100% de proyectos con Due diligence social. • 100% de proyectos con mapa de stakeholders y riesgos. • 100% de proyectos con Budget social definido y justificado.
PROYECTOS EN EVALUACIÓN AMBIENTAL	• **Participación ciudadana formal.** • **Compromisos voluntarios.** • **Cierre acuerdos comunidades.** • **Liderazgo social en proceso ambiental.** • **Gestión política comunal y regional.**	• Aprobación ambiental del proyecto. • CAVs sociales incorporados en RCA. • Acuerdos sociales 100% comunidades.
PROYECTOS EN CONSTRUCCIÓN	• **Apoyo cumplimiento ambiental RCA.** • **Cumplimiento social RCA.** • **Micro management comunidades.** • **Apoyo RRHH.** • **Relación contratistas.** • **Gestión proveedores.** • **Gestión política comunal y regional.** • **Implementación mecanismo de quejas.**	• 100% de compromisos sociales RCA cumplidos. • 100% de quejas recibidas, administradas y cerradas. • 100% de casos de deudas o problemas provedores resueltas.
OPERACIONES	• **Cumplimiento compromisos sociales RCA.** • **Conformación y ejecución mesas.** • **Micro management comunidades.** • **Gestión proveedores.** • **Mecanismo de quejas.**	• 100% mesas operativas. • 100% compromisos sociales RCA cumplidos. • 100% de quejas recibidas, administradas y cerradas. • 100% de casos de deudas o problemas provedores resueltas.
CIERRES	• **Cierre de mesas sociales.** • **Liderazgo proceso de transición justa : ambiental+social+laboral.** • **Mecanismo de quejas.**	• 100% mesas cerradas o extendidas. • Estrategia de Transición Justa desarrollada e implementada. • 100% de quejas recibidas, administradas y cerradas.

4.6 SALUD Y SEGURIDAD LABORAL

12
4.5.1 Principales Iniciativas

12
4.5.2 Inversión Social 2024

4.4.1 Sistema de Gestión Integrado de Salud y Seguridad (+Simple)

Buscamos consolidar entornos laborales seguros y saludables para todos quienes trabajamos en ENGIE Energía Chile. Es un objetivo que abordamos desde una perspectiva cultural, para involucrar a todos los estamentos de la Compañía. Para ello, contamos con un Sistema Integrado de Gestión de Salud y Seguridad en el Trabajo (+Simple), un plan de acción anual y metas e indicadores de gestión que monitoreamos desde Balance Scorecard.

Nuestra actividad en Seguridad Laboral y Salud Ocupacional se rige por un Sistema de Gestión Integrado de Salud y Seguridad (+Simple), basado en las normas 9001, ISO 14001, ISO 45001, ISO 55001 , ISO 27001 e ISO 37001, y formalizado a su vez en nuestra Política de Sistema Integrado +Simple. Esta política fija nuestros compromisos en materias de calidad, medioambiente, ética, seguridad y salud en el trabajo, gestión de activos y seguridad de la información.

Nos guiamos, además, por una serie de directrices, que denominamos Esenciales de Seguridad, las que deben ser aplicadas por nuestro equipo interno y de las empresas contratistas de ENGIE.

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 y todas.
- **Informo de eventos e incidentes** para prevenir y evitar que un día ocurra lo peor.

POLÍTICA SGI +SIMPLE... ¡EN SIMPLE!

ENGIE Energía Chile se compromete a disponer de los recursos necesarios para asegurar el cumplimiento de los siguientes objetivos:

- **Actuar con excelencia operacional y contar con procesos eficientes** para desarrollar su máximo potencial.
- **Asegurar que contamos con los recursos, tecnología y capacidad requerida para alcanzar los objetivos** estratégicos planificados en cuanto a seguridad de la información, gestión de activos, eficiencia energética, calidad, higiene, seguridad personal y medio ambiente.
- **Mejorar continuamente las actividades que desarrolla y su desempeño,** para aumentar la satisfacción de clientes, accionistas y partes interesadas que se gestionan desde el alcance del SGI.
- Proporcionar **condiciones de trabajo seguras y saludables** a sus colaboradores.
- Establecer un sistema de control interno **para gestionar oportunamente el riesgo y definir planes de acción** adecuados para su tratamiento.
- Asegurar que la gestión y decisión sobre los activos **tengan un enfoque integrado y transversal para la optimización de su estrategia de gestión de activos** y de esta manera, contribuir para el cumplimiento de las normativas que se integran en el SGI.
- **Asegurar la actualización y ejecución de medidas para el cumplimiento de la legislación vigente,** sus compromisos y obligaciones, en todos los servicios bajo el alcance de la gestión del SGI.
- **Desarrollar con una estricta ética sus actividades.** (Prevención del delito, Ley N° 20.393)
- Desarrollar sus actividades **en armonía con las comunidades vecinas y con el medioambiente.**
- **Establecer procesos** para la planificación de objetivos, evaluación del desempeño y retroalimentación de sus colaboradores.
- **Definir procesos de consulta, despliegue de capacitación y conciencia** para la participación de los colaboradores en el proceso de mejora del SGI.
- **Establecer metodologías para abordar el cumplimiento normativo** (compliance) de las normas integradas en el SGI y maximizar la generación de valor para el negocio.
- **Que la información, sus medios de procesamiento, conservación y transmisión, estén protegidos** del uso no autorizado o revelaciones accidentales, errores, fraudes, sabotaje, violación de la privacidad y otras acciones que pudieran perjudicarla.

I. GESTIÓN 2024

Nuestra gestión en seguridad durante 2024 fue especialmente desafiante por la diversidad de proyectos e iniciativas que puso en marcha la Compañía, así como la transformación de nuestros activos para alcanzar nuestra meta de descarbonización.

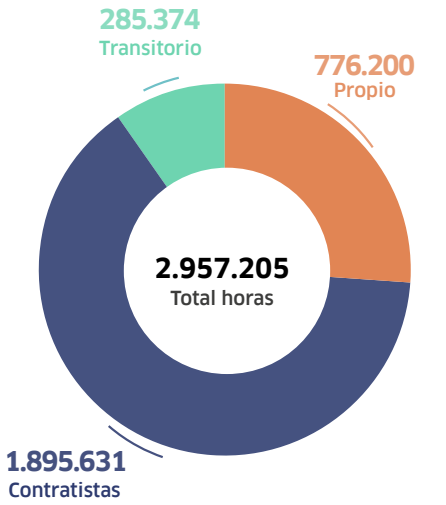
Con todo, nuestro personal propio no registró Accidentes con Tiempo Perdido en ninguno de nuestros sitios operativos ni en nuestros proyectos de construcción.

En relación a los contratistas, con un total de 6.346.919 horas trabajadas, hubo 1 evento con tiempo perdido producto de una caída del mismo nivel en el proyecto Parque Kallpa (ex Lomas de Taltal), registrando 22 días perdidos.

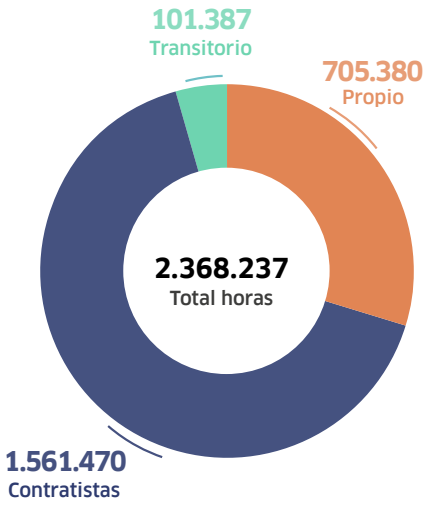
HORAS TRABAJADAS POR GBU, CONSIDERANDO CONTRATISTAS Y PERSONAL TRANSITORIO

RENEWABLES

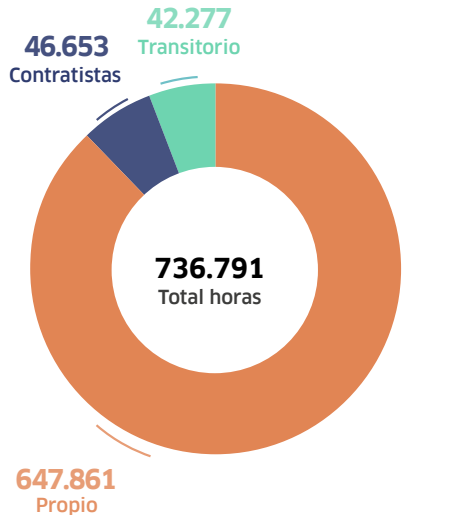
FLEXIBLE GENERATION & RETAIL



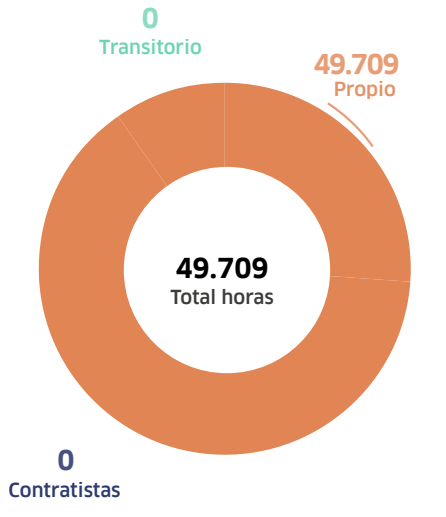
NETWORKS



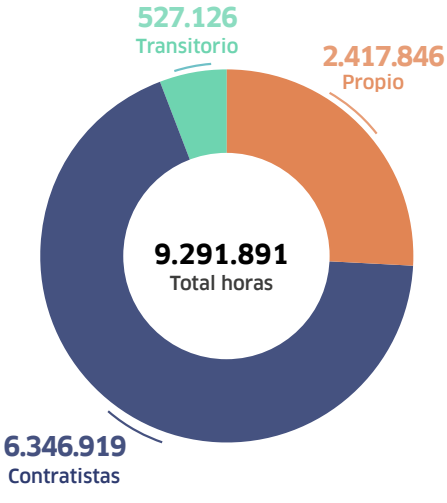
T&G



OTHERS

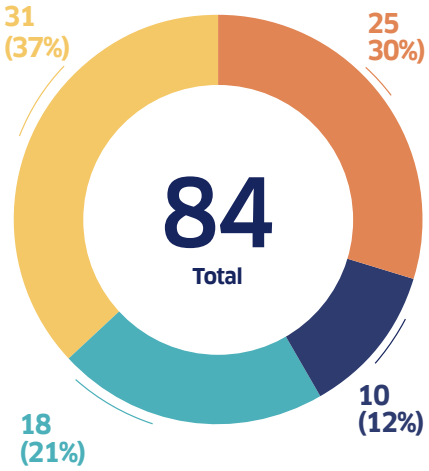


TOTAL



Respecto de los eventos sin tiempo perdido, se registraron 84 en total, considerando eventos de primeros auxilios, tratamientos médicos que no generaron tiempo perdido, near miss (cuasi accidentes) y commuting accidents (accidentes de trayecto no contabilizados en las estadísticas de accidentabilidad).

EVENTOS 2024



- Primeros auxilios
- Tratamiento Médico
- Commuting
- Near misses

Todos estos eventos los investigamos y nos permiten generar insumos para desarrollar programas específicos de seguridad para controlar riesgos emergentes.

II. INDICADORES Y ACCIONES PREVENTIVAS

Otros indicadores muy relevantes para nuestra gestión en seguridad y para adoptar acciones preventivas (leading indicator) son las desviaciones de nuestras Reglas que Salvan Vidas (LSR Breach) y los eventos que, sin generar lesión o daños, pudieron haber terminado en consecuencias graves y/o fatales (HIPO).

Estos eventos son investigados y reportados al Grupo a fin de determinar perfiles de riesgo que nos permitan evitar que se materialicen en accidentes reales.

En relación a las desviaciones a nuestras Reglas que Salvan Vidas, observamos el siguiente desempeño.

PERFIL DE DESVIACIONES DE REGLAS QUE SALVAN VIDAS

INDICADORES DE ACCIDENTABILIDAD CONSIDERANDO CONTRATISTAS Y COLABORADORES DE ENGIE 2024

0	0	0	0	0
Tasa de Fatalidad	Tasa de lesiones con tiempo perdido	Tasa de lesiones graves	Tasa de Gravedad	Tasa total de lesiones registrables

Con la información que hemos obtenido a partir de estos indicadores, observamos que nuestros mayores riesgos están asociados a tres Reglas que Salvan Vidas:

MANTENTE ANCLADO
Engancha tu arnés a la línea de vida cuando trabajes en altura

COMPRUEBA
Verifica la ausencia de energía (mecánica, química, eléctrica, fluidos bajo presión, etc.) antes de comenzar el trabajo

EVITA
No camines bajo cargas suspendidas. No te detengas debajo de ellas

Gracias a nuestros programas de entrenamiento, campañas comunicacionales y actividades de liderazgo específicas que hemos desarrollado en la Compañía hemos logrado mantener nuestros indicadores de accidentabilidad controlados y con excelentes resultados sostenibles en el tiempo.

Este trabajo sistemático, nos llevó a que en la última evaluación de siniestralidad de acuerdo al DS N° 67, sobre exenciones, rebajas y recargos de la cotización adicional diferenciada, ENGIE Energía Chile lograra la rebaja de su cotización adicional al mínimo establecido en nuestro marco legal, equivalente a un 0.0%.

Nuestros contratistas de Operación, Mantenimiento y Construcción tampoco registraron Accidentes con Tiempo Perdido.

NUESTRA PREMISA:
NUNCA COMPROMETEMOS LA SEGURIDAD

one SAFETY
Think. Talk. Act

III. CULTURA ONE SAFETY

Instauramos a fines de 2022 el programa ENGIE One Safety Culture (EOSC), que busca fortalecer el compromiso que tenemos con la seguridad, a través de una transformación cultural que pone a las personas, en el centro de nuestras prioridades con el propósito de erradicar los accidentes graves y fatales en en la organización.

Para alcanzar los 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. Auditorías in situ y acompañamiento
5. Personal de salud y seguridad
6. Contratistas y proyectos
7. Comunicación y gestión del cambio

a. Rituales de Seguridad

Piedra angular del programa EOSC son los Rituales de Gestión de la Seguridad, donde los líderes juegan un rol clave y que tienen por finalidad reducir sustancialmente los actos y condiciones inseguras en relación con los principales riesgos.

Dado que el éxito de este programa está estrechamente vinculado a nuestras jefaturas en todas nuestras unidades de gestión, hemos establecido un itinerario de desarrollo del liderazgo en seguridad, adaptado a su perfil. El objetivo es habilitar la competencia y el impacto de sus Rituales de Gestión de la Seguridad.

Durante 2024, 17 colaboradores de ENGIE Energía Chile fueron entrenados como Internal Trainers durante cinco días para asumir el desafío de capacitar y acompañar a nuestras gerencias y jefaturas en la implementación de este programa. Cada Internal Trainer tuvo a su cargo a cinco líderes para entrenarlos durante dos días en sala y luego realizar sesiones de coaching en terreno para acompañarlos en su ejecución.

Un total de 256 líderes de ENGIE Chile fueron entrenados, tanto en sala como en terreno.

Nuestros Rituales de Seguridad consisten en cinco actividades, que realizadas de manera sistemática permiten a nuestros líderes tomar acciones en terreno y, posteriormente, dar dirección a nuestros equipos para poner en práctica un desempeño de excelencia en seguridad.

DURANTE 2024, 256 LÍDERES DE ENGIE CHILE FUERON ENTRENADOS, TANTO EN SALA COMO EN TERRENO, PARA REALIZAR CORRECTAMENTE NUESTROS RITUALES DE SEGURIDAD.

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

Ritual	Descripción	Objetivos
1 Visita Gerencial de Seguridad	**Es 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 están realizando los colaboradores. No es una inspección ni una auditoría, es un acto de liderazgo para demostrar cuán relevante es la seguridad para la Compañía.**	• 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	**Consiste en una inspección que deben realizar los líderes de nuestras 9 Reglas que Salvan Vidas. Lo que buscamos es que toda actividad en la que esté presente una de estas Reglas, pueda ser inspeccionada y analizada en el momento con los colaboradores, a fin de conocer su comprensión y los cuidados que adoptan.**	• Garantizar que se adoptan comportamientos seguros en las actividades diarias mediante directrices de seguridad. • Promover las mejores prácticas.
3 Caminata de Seguridad con Contratistas	**Es una caminata encabezada por los líderes con los principales responsables de las empresas contratistas que trabajan en nuestras instalaciones. El propósito es que busquen, en conjunto, alternativas para mejorar el desempeño en seguridad y que también puedan reconocer a aquellas empresas que tienen buenas prácticas.**	• 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	**Los líderes deben analizar la información recolectada en los rituales de campo con el objetivo de entregar las directrices de mejoría, 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.**	• 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)	**En este ritual se proponen mejoras o aprendizajes, para que, de manera regular, los líderes puedan establecer un diálogo con las personas con el fin de debatir temas clave en la prevención de accidentes graves y fatales.**	• 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.

PLANETA

Mientras reducimos nuestras emisiones hacia la Neto Cero Carbon al 2045, fortalecemos nuestro trabajo en Biodiversidad, Energía, Residuos y Agua.

128
5.1 Cambio Climático

133
5.2 Eficiencia Energética

135
5.3 Biodiversidad

140
5.4 Residuos y Agua

143
5.5 Cumplimiento Ambiental

5.1 Cambio Climático

La generación térmica basada en combustibles fósiles es una de las actividades que genera más emisiones de gases invernadero en el mundo.

Los avances de nuestro Plan de Descarbonización se están reflejando en una pronunciada reducción de nuestra huella de carbono y en la intensidad de las emisiones y gases contaminantes, desde que comenzamos con el cierre de las primeras unidades a carbón.

Al mismo tiempo que expandimos los parques de generación renovable y los sistemas de almacenamiento BESS hemos ido reforzando la gestión de los impactos potenciales y reales que pueden provocar estas unidades en los ecosistemas, a través de planes de biodiversidad y sistemas de monitoreo que implementamos voluntariamente.

En 2024 implementamos una Gerencia Ambiental, de Permisos y Cumplimiento en cada una de nuestras tres unidades de negocios. Cada gerencia está conformada por profesionales expertos, responsables del cumplimiento normativo de cada proyecto desde las etapas tempranas y hasta su funcionamiento. Junto con reforzar el trabajo que veníamos haciendo, esta nueva estructura nos permite establecer una forma estandarizada de trabajo y asegurar sinergias de los equipos.

I. ESTRATEGIA DE ADAPTACIÓN

Nuestra meta está integrada al desafío global del Grupo ENGIE de lograr ser una empresa Neto Cero emisiones a 2045. Comprende toda la cadena de valor (alcances 1, 2 y 3), estableciendo una trayectoria hacia mantener el aumento de la temperatura global por debajo de los 2°C1, certificado por la ciencia.

En 2024, nos enfocamos en fortalecer nuestra Estrategia de Adaptación Climática para asegurar la resiliencia y continuidad operacional de nuestros servicios frente al cambio climático, así como nuestra capacidad de cumplir con compromisos y contratos a largo plazo.

Nuestro análisis considera escenarios de 1.5°, 2°, 3° y 4°C, según la vida útil de cada activo, e integra los riesgos climáticos definidos por el Grupo, como olas de calor, vientos extremos, inundaciones, estrés hídrico, deslizamientos, incendios forestales y erosión costera. Estos factores pueden afectar la cadena de suministro, la salud y seguridad de las personas, así como la integridad de los activos, la producción y la demanda de energía.

En materia de generación, un estudio global encargado por el Grupo señala que el cambio climático podría impactar la capacidad de producción de energía de los activos renovables. Alteraciones en los patrones climáticos, como cambios en el viento, la radiación solar o las precipitaciones, podrían dificultar el cumplimiento de los compromisos de producción mínima. De manera similar, estos escenarios también afectan nuestros servicios de transmisión.

Cada año, el Grupo actualiza una lista de sitios prioritarios basada en proyecciones climáticas para el 2030 y 2050. En 2024, con la incorporación de nuestra Country Chief Sustainability Officer, establecimos una gobernanza clara del proceso, actualizamos los planes ya existentes y definimos planes de acción a corto y mediano plazo para los nuevos sitios prioritarios dentro del perímetro definido por el Grupo, considerando los distintos escenarios climáticos posibles.

II. EMISIONES

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 del seguimiento permanente.

Con el progreso de nuestro plan de cierre de las unidades a carbón hemos mantenido una tendencia a la baja en el total de emisiones de CO2eq.

Alcance 1: tuvimos un incremento en nuestras emisiones directas porque durante el ejercicio 2024 ingresaron a producción unidades que se

EMISIONES POR TIPO DE FUENTE DE GENERACIÓN

En relación a las emisiones por tipo de fuente de generación, en 2024, entre el 60-70% provenía del carbón, y entre el 30-40% del LNG.

	Mt CO2	% CO2	
	2023	%2023	%2024
Gas (GNL)	0.70	37%	32%
Carbón	1.19	62%	68%
Alcance 1 Anual	1.90	100%	100%

[1] Para mantener el aumento de la temperatura global por debajo de un umbral crítico, como 1.5 °C o 2 °C en comparación con los niveles preindustriales, el planeta tiene un presupuesto de carbono que no puede superar. El presupuesto de carbono se distribuye entre los países y sectores económicos, permitiendo que empresas individuales calculen su presupuesto restante.

encontraban en mantenimiento en el año anterior. Se trata de las unidades de Mejillones CCGT (CTM3) y Central Térmica Red Dragon (CTM7), las más eficientes, que estuvieron fuera de servicio por un periodo de 3 y 4 meses, respectivamente, en 2023. En 2024, estuvieron disponibles durante la mayor parte del año, lo que permitió recuperar nuestra capacidad de generación de energía térmica. Como resultado, las emisiones de Alcance 1 aumentaron a 2,2 Mt CO2eq, un 15% más que las 1,9 Mt CO2eq registradas en 2023, sin embargo, el resultado es sustancialmente inferior a la de los años 2022 (3,6 Mt CO2eq) y 2021 (5,5 Mt CO2eq).

Con el alto desarrollo de energías renovables en Chile, la red eléctrica nacional es cada vez menos intenso en carbono, causando que su factor de emisión baje año tras año. Dado esto, nuestras emisiones de Alcance 2, que provienen de la energía consumida de la red, baje naturalmente. Para contextualizar, el porcentaje de energías renovables en la matriz energética de Chile aumentó de 63% a 70% entre 2023 y 2024, lo que se refleja en el factor de emisión.

En 2024, mejoramos nuestra metodología de cálculo para las Categorías 1 y 2 de nuestro Alcance 3, lo que resultó en una disminución de las emisiones provenientes de estas. Esto, junto con la disminución en las ventas de gas observada en 2024, llevó a una reducción en nuestras emisiones totales del Alcance 3. No obstante, seguimos mejorando la calidad, integridad, y precisión de nuestro alcance 3.

	2021	2022	2023	2024	2023 vs 2024
Total emisiones Mt CO2eq	**7,1**	**5,7**	**3,1**	**3**	**-3,20%**
Alcance 1 Mt CO2 eq	**5.5**	**3.6**	**1.9**	**2.2**	**15%**
Alcance 2 Mt CO2 eq	**0.1**	**0.1**	**0.1**	**0.08**	**-20%**
Alcance 3 Mt CO2 eq	**1.5**	**2.0**	**1.1****	**0.8**	**-27%**
3.1 Bienes y servicios adquiridos	Desglose no disponible	Desglose no disponible	0,190011	0,090344	
3.2 Bienes de capital			0,027643	0,022730	
3.3 Actividades relacionadas con el combustible y la energía (no incluidas en Alcance 1 y Alcance 2)			0,683473	0,624034	
3.3.1 Emisiones upstream de combustibles y electricidad adquiridos			0,659115	0,449268	
3.3.2 Generación de energía vendida a usuarios finales			0,024358	0,174765	
3.6 Viajes de negocio			0,003553	0,003928	
3.7 Desplazamientos de empleados			0,000944	0,001097	
3.11 Uso de productos vendidos			0,149104	0,063841	
3.15 Inversiones			0,015506	0,010524	
3.15.1 Generación de energía			0,000000	0,000000	
3.15.2 Otras inversiones			0,015506	0,010524	
Intensidad emisiones Alcance 1 (gCO2/kWh)	**710**	**618**	**439**	**498**	**13%**

***Al igual que hicimos en 2024, planeamos seguir mejorando la exhaustividad de nuestro cálculo de emisiones del Alcance 3 año tras año, por lo que esperamos que nuestras emisiones del Alcance 3 aumenten en en el futuro.**

****La metodología mejorada en 2024 llevó a la recalculación del Alcance 3 de 2023, reportado como 1.3 MtCO2e en la Memoria Integrada 2023.**

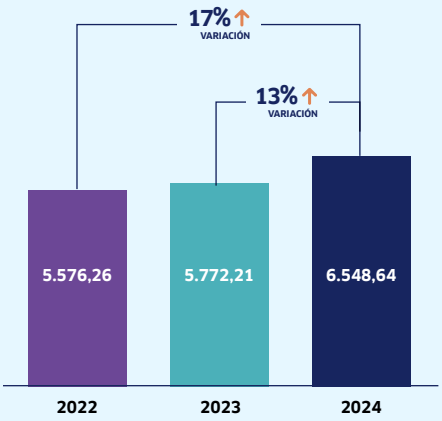
HUELLA DE CARBONO EN EL TRABAJO

Como parte de nuestro objetivo de alcanzar la Neto Cero al 2045, también gestionamos las emisiones que generamos para realizar nuestro trabajo Ways of Working (WoW).

A nivel de Grupo ENGIE, contamos con una metodología transversal para todas las operaciones en el mundo, para así tener una línea base que permita elaborar planes de acción dirigidos a reducir y mitigar los impactos.

En 2024 nuestra huella de carbono Way of Working fue de xx kt CO2eq, registrando una pequeña variación respecto de 2023 (xx kt CO2eq). Esta variación se explica por un aumento en los trayectos de los viajes debido al ingreso de nuevos proyectos en construcción, un hecho puntual, que irá disminuyendo en la medida que ingresen a su operación. También, subieron las emisiones de la infraestructura digital por la expansión de los datacenters. 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.

EVOLUCIÓN EMISIONES EN T CO2EQ



ÁMBITOS DE MEDICIÓN DE EMISIONES

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

EMISIONES EN T CO2EQ

	Edificios de oficinas	Medios de transportes usados por el personal	Flota de vehículos de la compañía	Viaje de negocios	Infraestructura digital y equipos
2022	628,40	990,04	1.309,56	2.471,03	177,23
2023	194,65	944,47	954,04	3.553,41	125,64
2024	174,77	1.096,88	1.040,25	3.927,58	309,15

2022 VS 2024

Edificios de oficinas	Medios de transportes usados por el personal	Flota de vehículos de la compañía	Viaje de negocios	Infraestructura digital y equipos
↓ -72%	↑ 11%	↓ -20%	↑ 59%	↑ 74%

2023 VS 2024

Edificios de oficinas	Medios de transportes usados por el personal	Flota de vehículos de la compañía	Viaje de negocios	Infraestructura digital y equipos
↓ -10%	↑ 16%	↑ 9%	↑ 10%	↑ 146%

2024 EMISSIONS/EMPLOYEE EN T CO2EQ

Edificios de oficinas	Medios de transportes usados por el personal	Flota de vehículos de la compañía	Viaje de negocios	Infraestructura digital y equipos
0,137	0,861	0,817	3,083	0,243

III. EMISIONES ATMOSFÉRICAS LOCALES

El avance de nuestro Plan de Descarbonización con el cierre de unidades en 2024, fueron las principales causantes de la reducción de nuestras emisiones de material particulado (MP), de óxido de nitrógeno (NOx) y de dióxido de azufre (SOx) registradas en el año.

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

Emisiones atmósfericas locales	2023	2024	Var%
Emisiones ton/año NOx	1.612	1036	-35,7%
Emisiones ton/año SOx	1.045	590	-43,5%
Emisiones ton/año MP	49	39	-20,4%
Emisiones ton/año Mercurio	12,8	21	-64

CERTIFICACIÓN CEMS

A pesar del bajo despacho de las unidades térmicas de Tocopilla y Mejillones, se logró la certificación de los sistemas de monitoreo continuo de emisiones en chimenea (CEMS).

Esta certificación permite evidenciar a las autoridades ambientales que el equipo entrega información de calidad asegurada para dar cumplimiento a la norma de emisión de centrales termoeléctricas y, además, que el pago de impuestos verdes se determina con la cuantificación de emisiones que hacen estos CEMS.

5.2 Eficiencia Energética

I. SISTEMA DE GESTIÓN DE ENERGÍA

En febrero 2021, fue promulgada en nuestro país la Ley N° 21.305 de Eficiencia Energética, un marco regulatorio que mandata a las organizaciones y empresas identificadas como grandes Consumidores con Capacidad de Gestión de Energía (CCGE) a contar con un Sistema de Gestión Energética (SGEn) con reportabilidad al Ministerio de Energía. En esta categoría están todas las empresas que presentan un consumo superior a 50 Tcal/año (Tera-calorías en un año). Esta ley surge con la finalidad de servir de base para la elaboración del Primer Plan Nacional de Eficiencia Energética, un programa que se debe ir renovando cada cinco años y que debe contemplar las siguientes metas nacionales y corporativas.

Nuestra Compañía se ubica en la categoría CCGE ya que presentaba un consumo de 12.113 Tcal en 2022, de los cuales el 99,9% de corresponden a operaciones térmicas (carbón y gas) ubicadas en el Complejo Térmico Mejillones (CTM) y Tocopilla (CTT).

En este contexto, nos enfocamos en la implementación de un SGEn certificado por la ISO 50.001:2018. El proceso consideró un análisis del consumo energético actual para identificar Usos Significativos de Energía (USEs), establecer una "Línea Base Energética" con la cual tener un punto de comparación para nuestros Indicadores de Desempeño Energético (IDE) que son consumo de carbón y gas junto con el consumo de servicios auxiliares "SSAA" para todos nuestros USES y en los cuales se implementaron metas anuales para determinar sus desempeños energéticos.

METAS NACIONALES

- **10%** — Reducción de la intensidad energética al año 2030
- **5,5%** — Reducción de consumo energético esperado al 2030
- **7%** — Reducción de consumo energético esperado al 2035

META PARA GRANDES CONSUMIDORES DE ENERGÍA

- **4%** — Reducción de la intensidad energética en el período de vigencia de su plan

Fuente Ministerio de Energía

II. NUESTRAS METAS

De acuerdo con los requerimientos normativos, en mayo 2024, enviamos nuestros IDEs al Ministerio de Energía. Dado que definimos contar con un sistema de gestión de eficiencia energética certificado, durante julio se realizó la auditoría externa y posterior obtención de la certificación del sistema de gestión energética bajo la norma ISO 50001:2018.

A través del nuevo SGE se buscó mejorar en un 5% el desempeño del consumo de combustible principal (carbón y gas) con respecto de 2023 y mantener el desempeño del consumo de SSAA E/S con respecto al mismo año, para cada uno de nuestros USEs.

	Total Compañía (*)			CTA			CTH		
	2023	2024	Var %	2023	2024	Var %	2023	2024	Var %
Consumo de energía [Tcal/anual]	226	202	-10,6	52,31	20,62	-60,5%	49,57	6,60	-86,6%
Intensidad energética [Tcal/MMCLP]	0,12	0,11	-8,3	0,16	0,08	-50%	0,78	0,18	-76,9%

(*) La columna ENGIE considera todo el consumo de ENGIE ENERGIA CHILE y se observa una mejora en la intensidad energética del 8,3% aprox.

	Combustible Principal		
USE	Desempeño Energético 2023 (sin SGEn)	Desempeño Energético Target 2024	Desempeño Energético Target 2024 (con SGEn)
IEM	6,0%	5,7%	1,0%
CTA	6,2%	5,8%	-7,3%
CTH	-2,0%	-1,9%	-19,2%
CTM1	16,5%	15,7%	0,0%
CTM2	-2,3%	-2,2%	0,0%
CTM3	-3,7%	-3,5%	-4,1%
U16	1,2%	1,1%	-0,2%

	Servicios Auxiliares		
USE	Desempeño Energético 2023 (sin SGEn)	Desempeño Energético Target 2024	Desempeño Energético Target 2024 (con SGEn)
IEM	13,8%	13,8%	0,9%
CTA	15,7%	15,7%	2,9%
CTH	12,4%	12,4%	0,1%
CTM1	25,3%	25,3%	0,0%
CTM2	10,4%	10,4%	0,0%
CTM3	-1,3%	-1,3%	-13,1%
U16	8,6%	8,6%	2,5%

Resultados para primer año que se aplicó el SGEn para unidades de ENGIE.

El desempeño energético se mide comparando el consumo actual de energía respecto de la línea base energética (LBE), por tanto, un porcentaje positivo indica un mayor consumo respecto de la línea base (situación no deseada) y un porcentaje negativo indica un menor consumo respecto de la línea base (situación deseada). En la figura se muestran los resultados para el primer año que se aplicó el SGEn. Es posible identificar que en todas las unidades el desempeño energético es numéricamente inferior al target establecido para 2024, lo que evidencia la reducción en el consumo energético y los resultados de la aplicación del SGEn.

III. ACTIVIDADES EN 2024

Nuestro SGEn se inserta en nuestro Sistema de Gestión Integrado (+ Simple). En ese contexto en 2024 realizamos iniciativas para la comunicación y sensibilización de la Política SGI +Simple, presentamos las metas y objetivos, así como el marco legal en que se inserta nuestro plan de eficiencia energética, cómo contribuye a nuestro Plan Estratégico Balance y los desafíos que nos propusimos para ser más eficientes.

Como parte de este trabajo, además, impulsamos los siguientes proyectos para reducir su consumo energético:

1 Confiabilidad

- **Priorización equipos para la eficiencia energética.**
- **Creación planes de mantenimiento.**
- **Análisis causa raíz ante no conformidades.**
- **Participar en capacitaciones de eficiencia energética.**

2 Planificación

- **Implementar la eficiencia energética en etapas tempranas de diseño de nuevos proyectos.**
- **Énfasis en planificar en OTs que impactan la eficiencia energética.**
- **Compra de repuestos considerando la eficiencia energética.**
- **Confección de bases técnicas de contratistas incorporando la eficiencia energética.**
- **Participar en capacitaciones de eficiencia energética.**

3 Programación

Programa Semanal de Mtto. Incluir equipos críticos para la eficiencia energética.

- **Gestionar los cambios en los Activos.**
- **Participar en capacitaciones de eficiencia energética.**

5.3 Biodiversidad

En ENGIE Energía Chile reconocemos la importancia de conservar y gestionar responsablemente la biodiversidad en las áreas donde operamos. Nuestra estrategia se basa en la identificación, mitigación y compensación de los impactos de las operaciones que gestionamos, integrando a los compromisos de cumplimiento, estándares ambientales de alto nivel de carácter voluntario.

La gestión de los impactos reales y potenciales en materias de biodiversidad, considera nuestros parques eólicos, solares y centrales hídricas. Contamos con planes de monitoreo de la flora y fauna en el marco de los compromisos que mantenemos y que están vinculados al cumplimiento normativo, también de manera voluntaria.

Nos propusimos desarrollar planes de biodiversidad para todos los sitios renovables que incluyan medidas para su manejo ecológico.

También en 2024, implementamos sistemas de monitoreo en los Complejos Térmicos de Mejillones y Tocopilla, y el objetivo es incorporar planes de biodiversidad.

I. BIODIVERSIDAD EN RENOVABLES

La infraestructura de nuestros parques eólicos, solares y líneas de transmisión genera alteraciones en el ecosistema. Específicamente, cuando las aves migran hacia sus lugares de reproducción y nidificación, pueden colisionar con las instalaciones. También pueden generar impactos en la flora y fauna, lo que puede conducir a la implementación de planes de revegetación, así como de relocalización o perturbación controlada de especies de fauna terrestre.

Durante el 2024, se monitorearon 46,738 km2 (4673,8 ha), mientras que en 2023 fueron 4,068 km2 (406,8 ha). Esta ampliación nos ha permitido fortalecer el monitoreo, restauración y protección de hábitats clave que desarrollamos, consolidando la contribución que realizamos a la sostenibilidad y al desarrollo armonioso de los territorios en los que estamos presentes.

Entre los desafíos más relevantes que asumimos en 2024, fue contar con presupuesto adicional para la implementación de medidas más integrales que vayan más allá de los compromisos de las Resoluciones de Calificación Ambiental (RCA) de los proyectos. Entre ellas se cuenta la contratación de servicios y sistemas que nos permitan reducir los impactos ambientales que se puedan implementar operativamente en los sitios, dependiendo de su tecnología para producir energía.

II. ÁREAS Y ESPECIES MONITOREADAS

Mantenemos un sistema de monitoreo sobre especies clasificadas en diferentes categorías de conservación. Las que se encuentran dentro de la Lista Roja del Panel Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IUCN) se señalan a continuación:

EN	VU	NT	LC	DD
EN PELIGRO	**VULNERABLE**	**CASI AMENAZADA**	**PREOCUPACIÓN MENOR**	**DATOS INSUFICIENTES**
Zorro de Darwin	Taruca o huemul del norte	Golondrina de mar negra	Bandurria	Golondrina de mar chica
	Ciprés de las Guaitecas	Golondrina de mar de collar	Torcaza	
		Golondrina de mar peruana		
		Pudú		

Principales iniciativas

a. Monitoreos voluntarios en parques solares

- **Parques Fotovoltaicos (solares) Coya, Tamaya y Capricornio, Región de Antofagasta**. Desde 2024, en estos tres parques se está realizando un monitoreo de golondrinas de mar, de frecuencia mensual por un periodo de tres años. Está enfocado en cuatro especies de golondrinas incluidas en el Reglamento de Clasificación de Especies (RCE) que habitan en esta región y que, además, integran el Plan RECOGE (Recuperación, Conservación y Gestión) de golondrinas de mar del norte de Chile.
- **Parque Fotovoltaico Libélula, Región Metropolitana.** En la etapa previa a la construcción de este parque se identificó que entre las afectaciones directas que ocasionará su instalación está la reducción de dos especies clasificadas en categoría de conservación: el algarrobo (prosopis chilensis, vulnerable) y el guayacán (porlieria chilensis, vulnerable).

  Utilizamos la metodología de compensación por ganancia neta en biodiversidad, que implica compensar las 47 hectáreas que se verán afectadas con la reforestación de 215,5 hectáreas con las dos especies afectadas, un proceso que calculamos ocurrirá entre 2025 y 2026. Con la vida útil del proyecto, esta superficie será cuidada hasta que se consolide un bosque de preservación.
- **Parque Fotovoltaico Los Loros, Región de Atacama.** En 2024 se realizó la plantación de 1,1 hectáreas de la especie Adesmia argyrophylla, considerada vulnerable según la categoría de conservación. El proyecto fue revisado por el Servicio Agrícola y Ganadero (SAG) de la región.

b. Parques eólicos

- **Parque Eólico Monte Redondo, Región de Coquimbo.** Dentro del área que ocupa esta operación, existe una plantación de 10,67 hectáreas con diversas especies nativas, algunas de ellas en categoría de conservación, que ha sido revisada parcialmente por la Corporación Nacional Forestal de la Región de Coquimbo.
- **Parque Eólico San Pedro, Chiloé, Región de Los Lagos.** En esta operación se está realizando el monitoreo de avifauna y de fauna local. Este último incluye a dos especies de mamíferos clasificados en categoría de amenaza: el zorro de Chiloé (en peligro) y el pudú (vulnerable). Adicionalmente, continuamos apoyando la investigación postdoctoral que realiza el Dr. Nicolás Fuentes para el estudio de la taruca (huemul del norte, en peligro de extinción).

b. Centrales Hídricas

- **Central Chapiquiña, Región de Arica y Parinacota**. En esta central existen cerca de 1,4 hectáreas plantadas de queñoa (polylepis rugulosa, vulnerable) una especie en categoría de conservación. La Central tiene un convenio con la Corporación Nacional Conaf, donde se ejecutan estas iniciativas
- **Central Laja, Región del Biobío.** En esta operación gestionamos 47 hectáreas plantadas como parte de los compromisos ambientales asociados tanto a nuestra Central como al Sistema de Transmisión Laja 1. Incluye especies nativas y exóticas, y aún no cuenta con la fiscalización de la autoridad ambiental.

MURAL DEL CLIMA

A lo largo de todo el año, realizamos numerosos talleres de concientización sobre la importancia del cuidado de la biodiversidad y la ciencia detrás del cambio climático, denominados Mural del Clima y el Mural de Biodiversidad. Estos talleres están dirigidos tanto a los equipos internos como a las comunidades.

Nuestro objetivo es reforzar el compromiso con la meta de Cero Emisiones Netas al 2045 y continuar protegiendo la naturaleza en torno a nuestros sitios. Además, buscamos motivar a las personas a adoptar hábitos sostenibles en su vida cotidiana, convirtiéndose en Transition Makers dentro y fuera de nuestras oficinas e instalaciones.

PLANES DE BIODIVERSIDAD 2024 GENERACIÓN RENOVABLE

Nombre del Hábitat protegido	Área protegida (hectáreas)	Especies afectadas	Tipo de impacto	Medidas de restauración
Central Hidroeléctrica Chapiquiña (Región Arica-Parinacota, Chapiquiña)				
Matorral bajo de altitud Reserva de la Biósfera Lauca	350	Polylepis rugulosa (queñoa)	Reversible	• Compromiso voluntario. Plantación de 1,4 ha de queñoas
		Hippocamelus antisensis (taruca)	Reversible	• Compromiso voluntario. Ejecución de estudios de la especie y plan de conservación de una población dentro del área de la Central
Parque Fotovoltaico Coya (Región de Antofagasta, Antofagasta)				
Desierto absoluto	792	Hydrobates markhami (golondrina de mar negra)	Reversible	• Compromiso voluntario. Monitoreo de golondrinas de mar mensual
		Hydrobates hornbyi (golondrina de mar de collar)	Reversible	
		Golondrinas de mar	Reversible	
Parque Fotovoltaico Tamaya (Región de Antofagasta, Antofagasta)				
Desierto absoluto	618	Oceanites gracilis (golondrina de mar chica)	Reversible	• Compromiso voluntario. Monitoreo de golondrinas de mar mensual
		Leucophaeus modestus (gaviota garuma)	Reversible	
		Bartamia longicaudata (batitu)	Reversible	
		Golondrinas de mar	Reversible	
Parque Fotovoltaico Capricornio (Región de Antofagasta, Antofagasta)				
Desierto absoluto	495	Leucophaeus modestus (gaviota garuma)	Reversible	• Compromiso voluntario. Monitoreo de golondrinas de mar mensual
		Bartamia longicaudata (batitu)	Reversible	
		Golondrinas de mar	Reversible	
	33	Leucophaeus modestus (Gaviota garuma)	Reversible	• Compromiso RCA. Monitoreo de avifauna.
Parque Eólico Calama (Región de Antofagasta, Antofagasta)				
Desierto absoluto	2025 ha	Liolaemus torresi (dragón de Torres-Mura)	Reversible	• Compromiso RCA. Señalización y difusión al personal sobre la sensibilidad de la especie

PLANES DE BIODIVERSIDAD 2024 GENERACIÓN RENOVABLE

Nombre del Hábitat protegido	Área protegida (hectáreas)	Especies afectadas	Tipo de impacto	Medidas de restauración
Parque Solar Los Loros (Región de Atacama Tierra Amarilla)				
Matorral desértico	4,5	Adesmia argyrophylla (varilla)	Reversible	• Compromiso RCA. Revegetar con 5.492 plantas. 1,1 ha plantadas en 2024.
		Krameria cistoidea (pacul)	Reversible	• Compromiso RCA. Revegetar con 124 plantas. 1,1 ha plantadas en 2024.
		Eriosyce aurata (sandillón)	Reversible	• Compromiso voluntario. Mantener dos ejemplares de la especie plantados al interior del parque
Parque Eólico Monte Redondo (Región de Coquimbo, Ovalle)				
Matorral desértico	10,7	Porlieria chilensis (guayacán)	Reversible	• Compromiso RCA. Plantación
		Eulychnia castanea (copao)	Reversible	• Compromiso RCA. Plantación
		Trichocereus skottsbergii (quisco de Fray Jorge)	Reversible	• Compromiso RCA. Plantación
		Eriosyce subgibbosa (cactus rosado)	Reversible	• Compromiso RCA. Relocalización de individuos
		Puya chilensis (puya)	Reversible	• Compromiso RCA. Plantación
		Trichocereus chiloensis (quisco)	Reversible	• Compromiso RCA. Plantación
	60	Leucophaeus pipixcan (gaviota de Franklin), Nothoprocta perdicaria (perdiz chilena), Oreopholus ruficollis (chorlo de campo), Thinocorus rumicivorus (perdicita chica), Tadarida brasiliensis (murciélago cola de ratón), Lasiurus cinereus (murciélago ceniciento)	Reversible	• Compromiso RCA. Monitoreo de avifauna y quirópteros
		Lycalopex culpaeus (zorro culpeo), Philodryas chamissonis (culebra de cola larga)	Reversible	• Compromiso RCA. Plan de contingencia y emergencia fauna silvestre
Parque Fotovoltaico Libélula (Región Metropolitana, Chacabuco, Colina)				
Bosque espinoso	17,2	Grammostola rosea (tarántula rosada)	Reversible	• Compromiso RCA. Plan de traslocación de Terafósidos
Central Hidroeléctrica Laja (Región del Bío Bío, Yumbel y Santa Bárbara)				
Bosque esclerófilo, Bosque caducifolio	25,5	Pinus radiata (pino radiata)	Reversible	• Compromiso RCA. Plantación
	21,5	Quillaja saponaria (quillay), Maytenus boaria (maitén), Schinus polygamus (huingán), Lithraea caustica (litre), Luma apiculata (arrayán), Peumus boldus (boldo)	Reversible	• Compromiso RCA. Plantación
Parque Eólico San Pedro (Región de Los Lagos, Chiloé)				
Bosque resinoso	2.300	Batrachyla antartandica (rana jaspeada), Batrachyla taeniata (ranita de antifaz), Rhinoderma darwinii (ranita de Darwin)	Reversible	• Compromiso voluntario. Plan de gestión de la biodiversidad
		Theristicus melanopis (bandurria), Gallinago magellanica (becacina), Scelorchilus rubecula (chucao), Pteroptochos tarnii (hued-hued), Patagioenas araucana (torcaza), Pudu pudu (pudú); Lycalopex fulvipes (zorro de Darwin)	Reversible	• Compromiso voluntario. Monitoreo de avifauna y Monitoreo de Fauna con problemas de conservación
		Liolaemus pictus (lagartija pintada)	Reversible	• Compromiso voluntario. Plan de gestión de la biodiversidad.
	461	Ecosistema de turberas pulvinadas	Reversible	• Compromiso voluntario. Monitoreo de turberas.
	2300	Aextoxicon punctatum (olivillo), Asplenium dareoides, Parablechnum chilense, Hypolepis poepigii (pesebre), Lophosoria quadripinnata (palmilla), Hymenophyllum caudiculatum, Hymenophyllum cuneatum, Hymenophyllum dentatum, Hymenophyllum pectinatum, Hymenophyllum plicatum, Hymenophyllum seselifolium, Hymenophyllum tortuosum, Lycopodium gayanum, Schizaea fistulosa (helecho de la turba), Drimys winteri (canelo), Pilgerodendrum uviferum (ciprés de las Guaitecas)	Reversible	• Compromiso voluntario. Plan de gestión de la biodiversidad

III. MONITOREOS EN MEJILLONES Y TOCOPILLA

En nuestra unidad de negocios GBU Flexible Generation & Retail, que comprende las operaciones de generación térmica y sistemas de almacenamiento, estamos haciendo monitoreos al medio marino en las bahías de Mejillones del Sur y Algodonales (Tocopilla) y en las ciudades de Mejillones y Tocopilla para la componente de calidad del aire.

En el caso de las bahías, monitoreamos la pérdida de adultos equivalente en los sistemas de captación de agua de mar, así como también los efectos adversos sobre la avifauna marina. De acuerdo a los estudios realizados en la Central Tocopilla, se estableció una baja incidencia de la succión de estos sistemas sobre las comunidades del ictioplancton.

Recientemente, se han realizado levantamientos de fauna silvestre asociada a nuevos estudios de líneas base ambientales de nuevos proyectos en los Complejos Térmicos de Mejillones y Tocopilla.

Por otra parte, para controlar el uso de instalaciones portuarias o industriales como puntos de nidificación, se han implementado ahuyentadores sonoros y con tecnología láser para minimizar este impacto.

IV. DESAFÍOS 2025

Para 2025 nos propusimos contar con planes de biodiversidad para cada una de las instalaciones operativas. Las operaciones térmicas de Mejillones y Tocopilla no cuentan con un plan de manejo de biodiversidad, y está planificado elaborarlo durante el año 2025 como parte de un objetivo corporativo del Grupo ENGIE, ya que en Chile no son exigidos por las autoridades locales.

GESTIÓN DE LAS BIODIVERSIDAD UNIDAD DE NEGOCIOS FLEX GEN&RETAIL

Nombre del Hábitat protegido	Área protegida (hectáreas)	Especies afectadas	Tipo de impacto	Medidas de restauración
Complejo Térmico Mejillones (Región de Antofagasta, Mejillones)				
Desierto costero	Sin áreas protegidas	Microlophus atacamensis (corredor de Atacama), Leucophaeus modestus (gaviota Garuma), Pelecanus thagus (pelícano), Haematopus palliatus (pilpilén), Sula variegata (piquero), Numenius phaeopus (zarapito)	Reversible	• Difusión al personal sobre presencia de especies con categoría de conservación y de procedimiento establecido en el caso de hallazgo de fauna silvestre
Complejo Térmico Tocopilla (Región de Antofagasta, Mejillones)				
Desierto costero	Sin áreas protegidas	Pelecanus thagus (pelícano), Leucacarbo bougainvillii (guanay), Phalacrocorax gaimandi (lile), Larostema inca (gaviotín monja), Thalesseus elegans (gaviotín elegante), Spheniscus humboldti (pingüino de Humboldt), Lontra felina (chungungo), Balaenoptera physalus (ballena fin)	Reversible	• Difusión al personal sobre presencia de especies con categoría de conservación y de procedimiento establecido en el caso de hallazgo de fauna silvestre

5.4 Residuos y Agua

I. GESTIÓN DE LOS RESIDUOS

En 2024, nuestras unidades de negocios se enfocaron en la correcta gestión y disposición final de los residuos industriales no peligrosos y residuos peligrosos, a través de empresas que cuentan con los permisos de la autoridad sanitaria, junto con efectuar las declaraciones y reportabilidad correspondiente a través de las distintas plataformas del Estado.

La Compañía estableció que para tener una mejor gestión, cada proyecto debe contar con un Plan de Gestión de Residuos que permita tener un control más adecuado de los residuos desde su generación hasta su disposición final.

a. Residuos no peligrosos

En el caso de nuestras operaciones térmicas, nos incorporamos al sistema de gestión colectivo PROREP para envases y embalajes asociados a importaciones de equipos y materiales de modo de dar cumplimiento a la Ley N°20.920 Ley de Responsabilidad Extendida del Productor y Fomento al Reciclaje. En 2024, se declararon 60 toneladas de envases y embalajes no domiciliarios.

b. Residuos peligrosos

Respecto de los residuos peligrosos no han existido cambios respecto de la gestión realizada a la fecha, siendo almacenados temporalmente dentro de las instalaciones autorizadas para luego enviar a disposición final autorizada.

Residuos (ton/año)	2023	2024	Variación %
Peligrosos	**169,9**	**159**	**-7**
No Peligrosos	**77.992**	**87.749**	**13%**
Total	**78.161,90**	**88.365**	**13%**

Residuos no peligrosos (ton/año)	2023	2024	Variación %
Cenizas	**57.952,80**	**60487,1**	**4,3**
Recicladas	9202,3	7700,5	-16,30%
% recicladas	15,80%	12,73%	
Residuos de construcción	**1.831,00**	**421,7**	**-74,00%**
Recicladas	1.678	421,7	-74,00%
% recicladas	91%	100%%	
Otros	**20166**	**27479**	**36%**
Recicladas	551.8	145,2	-73%
% recicladas	0,03	0,20%	

REUTILIZACIÓN DE RESIDUOS

En la GBU Networks, se han realizado algunas acciones en pro de la reutilización de residuos. Por ejemplo, en la Subestación Liqcau se donaron maderas, pallets y carretes a la Agrupación Desierto Verde, que realiza talleres y actividades para la generación de áreas verdes, y la recolección de tapas de botellas plásticas para donación a asociaciones de beneficencia. Esta reutilización de residuos propicia una menor disposición final a centros autorizados.

II. GESTIÓN DEL AGUA

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

En el marco de la normativa de vertidos de fuentes, las aguas descargadas al mar no pueden superar los 30 °C. Contamos con sistemas de monitoreo que nos permiten asegurar que el agua que devolvemos no sobrepase los límites establecidos en la norma de emisión de RILES.

Contamos con un sistema de mediciones semanales de temperatura del agua en los pozos de descarga que es informado a las autoridades ambientales.

Con el cierre de las unidades generadoras a carbón habrá una disminución de los consumos de agua de mar y descarga de residuos líquidos térmicos al mar, debido a que el principal uso del recurso es en el sistema de enfriamiento. No obstante lo anterior, los Programas de Vigilancia del medio marino se mantendrán ya que estos han sido integrados para evaluar la situación general de la bahías y no las descargas puntuales de las unidades generadoras. El principal impacto a gestionar es la "pérdida de adultos equivalentes de especies con valor comercial". Estamos desarrollando estudios ambientales para optimizar la reutilización del agua del sistema de enfriamiento, de modo de no descargarla de regreso al mar.

a. Consumo de agua

Mantuvimos nuestro niveles de consumo de agua respecto de 2023. La extracción de agua de mar registró un aumento del 7%. Cabe destacar que desde 2015 el agua que extraemos para nuestras operaciones en Mejillones se vende casi en su totalidad en Sierra Gorda. En el caso de los vertidos de agua, en 2024 sólo hubo vertimiento de 809.939 M3 al mar.

b. Medidas en transmisión

Respecto de las instalaciones en operación, en la línea de transmisión 220 kV Chacaya - Mantos Blancos, se realizó el cambio de cadenas de aislación con aisladores siliconados libres de mantenimiento, en un primer tramo y el resto se ejecutará durante 2025. Además, se ha ejecutado el recubrimiento de la aislación de los equipos de la Subestación Antofagasta, con pintura siliconada para eliminar el lavado de aislación, y se reemplazaron las cadenas de vidrio en portales de línea por cadenas de aislación siliconada; se estima pintar la aislación cada 10 años. Con esta solución se espera reducir el consumo de agua desmineralizada que es utilizada para lavado de la línea y de la subestación y obtener una reducción del Opex que se calcula en 25.000 dólares/año.

c. Controles en generación renovable

En el caso de la generación renovable, se estima que el mayor desafío radica en el desarrollo de proyectos en áreas desérticas o en zonas declaradas con escasez hídrica.

Implementamos una Política de Sensibilización en los proyectos en construcción a través de la entrega de trípticos informativos y charlas sobre el cuidado del agua. Adicionalmente, en primera instancia, trabajamos con proveedores autorizados que cuentan con los respectivos permisos, que no exploten ni agoten el recurso.

Agua M³	2023	2024	Var%
Consumo total de agua	31.595.878	31.848.097	0,7%
Extracción total agua de mar	782.490.526	841.786.713	7,5%
Vertidos de agua de mar	751.298	809.939	7,8%

PROYECTO REUTILIZACIÓN DE AGUA

La descarbonización de la matriz energética de Chile y los nuevos desafíos de la adaptación al cambio climático son los promotores para buscar nuevas soluciones sostenibles, como las energías renovables, el almacenamiento de energía y nuevas fuentes de agua no continental para el desarrollo de la industria minera y otras.

En esa dirección, entre los hitos relevantes del ejercicio 2024, se cuenta la obtención de la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) para el proyecto "Reúso de infraestructura de agua industrial" en nuestro Complejo Térmico Mejillones, en la Región de Antofagasta. Desde hace más de 10 años que nuestra Compañía es el principal proveedor de reúso de agua industrial con un suministro de más de 37 millones de metros cúbicos de agua industrial no continental al año en esta región.

El proyecto, aprobado de forma unánime, tiene entre sus características ser sostenible, sinérgico y multipropósito, debido a que aprovecha infraestructura marítima existente, para poner a disposición 7.300 l/s de agua de mar industrial, que puede ser reutilizada como insumo estratégico para el desarrollo presente y futuro de la industria en la Región de Antofagasta.

5.5 Cumplimiento ambiental

En el 2024 no se registraron incidentes ambientales significativos en nuestras operaciones.

Nuestras unidades de generación térmica fueron fiscalizadas en siete oportunidades, sin que en ninguna oportunidad se generarán procesos sancionatorios.

Se fiscalizó el cumplimiento de la Norma de Emisiones para Centrales Termoeléctricas y la Norma de Emisión para Descarga de Residuos Industriales líquidos (RILes) a cuerpos de agua. En todos los casos, la autoridad determinó el cumplimiento de los instrumentos examinados.

En este contexto, los principales desafíos durante este ejercicio estuvieron en la tramitación sectorial de permisos para la expansión de los parques de generación renovable y de nuestra red de transmisión. También se avanzó en las nuevas evaluaciones ambientales para la continuidad operacional de las unidades ciclo combinado de Mejillones y Tocopilla. Adicionalmente, se logró la aprobación de los proyectos BESS y la reutilización de agua en Mejillones.

DEMANDA DE ZOFRI

En noviembre de 2022, Zofri presentó una demanda por daño ambiental y una demanda civil por incumplimiento de contrato e indemnización de perjuicios en contra de ENGIE Energía Chile S.A., la primera por presunto daño e ambiental derivado de la operación por parte de ENGIE de una central Diesel ubicada en un terreno perteneciente a Zofri. La segunda derivada del contrato de arrendamiento celebrado el 28 de noviembre de 1991 entre EDELNOR (que fue el antecesor legal de EE.CL) y Zofri por el terreno donde se ubicaba la antigua Planta de Energía Diesel en Iquique.

El 12 de agosto de 2024, el Tribunal Ambiental emitió su decisión acogiendo la demanda de Zofri, declarando la existencia de daño ambiental y condenando a ENGIE a proceder a la reparación material del mismo. Contra esta decisión ENGIE interpuso un recurso de casación ante la Corte Suprema, con fecha 30 de agosto de 2024, el cual está aún pendiente de resolverse. Respecto de la ejecución del plan, con fecha 9 de octubre de 2024, el Tribunal Ambiental tuvo por cumplida una de las acciones ordenadas en la sentencia, actualmente se está terminando de cerrar la firma de un protocolo que regula el ingreso de ENGIE al sitio para llevar a cabo las medidas ordenadas por la autoridad ambiental.

En cuanto a la demanda civil interpuesta por Zofri, el tribunal la desestimó de plano, ya que consideró que Zofri no aportó pruebas suficientes de que ENGIE incumplió el contrato de arrendamiento. Zofri interpuso un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Iquique, el cual también fue rechazado. Adicionalmente, Zofri interpuso un recurso de casación ante la Corte Suprema y un recurso de inaplicabilidad por inconstitucionalidad ante el Tribunal Constitucional. El procedimiento de recurso de casación se encuentra actualmente suspendido hasta la fecha de la sentencia definitiva del recurso de inaplicabilidad por inconstitucionalidad (actualmente pendiente).

CAMBIOS LEGISLATIVOS

Durante el año 2024 entró en vigencia la modificación del Reglamento del Sistema de Impacto Ambiental (DS N°30/2024 que modificó el DS N°40/2012), siendo uno de los principales cambios que los Estudios o Declaraciones de Impacto Ambiental deberán considerar los efectos adversos del cambio climático en los distintos componentes del medio ambiente.

GOBERNANZA

La ética empresarial es un pilar fundamental de nuestra estrategia corporativa.

142
6.1 Gobierno Corporativo

160
6.2 Gestión de Riesgos

6.1 GOBIERNO CORPORATIVO

12
6.1.1 Marco de Gobernanza

12
6.1.2 Gestión del Cumplimiento 2024

12
6.1.3 Gobierno Corporativo

6.1.1 Marco de Gobernanza

Nuestro gobierno corporativo se rige por un marco normativo interno conformado por políticas, procedimientos y prácticas que están en la base de nuestras decisiones estratégicas y operativas.

Gestionamos nuestro quehacer empresarial con elevados estándares éticos y de sostenibilidad, coherentes con nuestro propósito y el del Grupo ENGIE.

Promovemos un actuar ético tanto en las personas que trabajan en nuestra Compañía como en las empresas que nos proveen de insumos y servicios. Contamos con un **Código de Ética y Conducta en los Negocios** que es una guía para actuar de conformidad con las leyes y reglamentos aplicables en Chile, así como con los valores y compromisos del Grupo ENGIE, en los ámbitos social, corporativo y medioambiental, bajo una tolerancia cero a cualquier discrepancia en relación a la ética y los principios fundamentales que nos rigen.

Actuar para acelerar la transición hacia una economía carbono neutral, a través de soluciones energéticamente más eficientes y más respetuosas con el medio ambiente. Este propósito reúne a la empresa, sus empleados, sus clientes y sus accionistas y concilia el desempeño económico y el impacto positivo en las personas y el planeta.

A nivel interno promovemos nuestros principios y valores, a través de diversas capacitaciones sobre ética, cumplimiento; un esfuerzo que fortalecimos en 2024 con un plan anual de comunicaciones, para reforzar de forma periódica estas temáticas a todos los colaboradores.

En el caso de nuestros proveedores y contratistas, este objetivo lo abordamos en nuestras relaciones contractuales a través de una cláusula específica sobre ética de responsabilidad penal y charlas de sensibilización. Adicionalmente, contamos con procesos de selección de proveedores basados en criterios ESG, sistemas de monitoreo sobre cumplimiento y charlas de sensibilización.

I. ÉTICA CORPORATIVA

Contamos con políticas y prácticas internas que resguardan que nuestro accionar sea coherente con los compromisos que adoptamos y el cumplimiento normativo, entre otras buenas prácticas corporativas. Tenemos instancias y mecanismos internos que velan por este accionar como es el Comité de Ética, el Oficial de Ética, el Gerente de Gobernanza y Responsabilidad Penal Corporativa, además de nuestra área de Auditoría Interna y una plataforma para realizar denuncias que está disponible en la página web para todos nuestros colaboradores, la comunidad, proveedores, ONG y la sociedad en general.

"La ética dentro de la gestión empresarial no es simplemente un anexo de la estrategia corporativa. Muy por el contrario, es una parte fundamental en ella."

Fernando Valdés
Secretario del Directorio.
Gerente de Gobernanza y Responsabilidad Penal Corporativa

a. Adherencia a Códigos

Nuestras prácticas corporativas están adheridas en su totalidad a los principios éticos contenidos en el Código de Ética del Grupo ENGIE, que, a su vez, está basado en las normas internacionales más estrictas para su elaboración, y que son:

- La Convención de las Naciones Unidas contra la corrupción.
- La Convención de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) sobre la lucha contra la corrupción de agentes públicos extranjeros en las transacciones comerciales internacionales; los principios rectores de la OCDE para empresas multinacionales.
- La Carta Internacional de Derechos Humanos, que contiene la Declaración Universal de Derechos Humanos, el Pacto Internacional de Derechos Civiles y Políticos y el Pacto Internacional de Derechos Económicos, Sociales y Culturales.
- Las Convenciones de la Organización Internacional del Trabajo (OIT).

b. Buenas Prácticas

Entre nuestras buenas prácticas destacamos:

Resguardo de los Derechos Humanos: nuestra Compañía tiene un profundo compromiso con los derechos humanos y por eso cuenta con el resguardo de un sistema de vigilancia basado en un Comité de Vigilancia, mecanismos de evaluación de riesgos y canales de denuncias.

Procesos de Due Diligence: implementamos estos procesos antes de suscribir contratos con terceros, incorporar a nuevos colaboradores para cargos críticos en nuestra Compañía y desarrollar proyectos, considerando su potencial afectación a las comunidades vecinas.

Promoción de la Diversidad, Equidad e Inclusión: entendemos que la diversidad, equidad e inclusión no solo enriquecen el trabajo en equipo y la productividad, sino que también fortalecen nuestra posición en el mercado y ante la sociedad. Nuestra Política de Diversidad e Inclusión, BeU@ENGIE impulsa iniciativas concretas, con indicadores y metas, para fomentar una cultura organizacional diversa, inclusiva y libre de discriminación. Además, fomentamos la participación activa de nuestras trabajadoras mediante instancias como organizaciones sindicales con agendas de trabajo permanente, mesas de trabajo tripartitas con autoridades, y comités paritarios activos.

> Implementamos una nueva estructura organizacional adecuada, transversal y efectiva en la prevención y detección de conductas delictivas y cumplimiento.

Francisca Vásquez
Gerenta de Asuntos Legales y Ética

Gestión grupos de interés: identificamos y segmentamos a nuestros grupos de interés, que son personas o colectivos cuyos intereses podrían verse afectados por nuestras actividades. La gestión de cada grupo está a cargo de las gerencias responsables de la relación, siguiendo las políticas y prácticas establecidas por la empresa.

Gestión del conocimiento diverso: reconocemos y valoramos la diversidad de capacidades, conocimientos, condiciones, experiencias y visiones necesarias para desempeñar las distintas funciones requeridas en los diversos niveles de la organización, a través de procesos estructurados y rigurosos. Cada puesto de trabajo cuenta con una descripción clara de responsabilidades, requisitos y competencias, lo que permite una evaluación precisa al momento de seleccionar a las personas que ocuparán cada cargo. Estas evaluaciones incluyen exámenes y requisitos específicos que aseguran que las capacidades de los candidatos sean las adecuadas para el rol en cuestión. Para preservar y desarrollar estas capacidades, implementamos planes de capacitación que fortalecen las competencias técnicas y el crecimiento profesional de nuestro equipo interno. Contamos con áreas especializadas que monitorean y evalúan el desarrollo técnico y profesional, garantizando la mejora continua y el cumplimiento de las exigencias del mercado y la organización. Además, nuestro reglamento interno incluye un anexo específico que detalla las capacidades requeridas para cada cargo, proporcionando un marco formal que guía nuestras prácticas de selección, contratación y desarrollo profesional.

Los procesos de selección y contratación en nuestra Compañía están libres de sesgos. (Más información, página xx)

Gestión de los conflictos de interés: para nuestra Compañía, los conflictos de interés representan no solo el riesgo de afectar la integridad de las personas, sino también de generar un impacto negativo en la organización. Por ello, contamos con una Política de Conflictos de Interés que proporciona directrices claras para manejar estas situaciones.

Al ingresar a la empresa, cada persona recibe una copia de la política y debe firmar una declaración de recepción y conocimiento. También disponemos de formularios específicos para facilitar la declaración de todos los empleados, los cuales se envían anualmente a toda la organización. Además, este tema se aborda en nuestros medios internos y en la charla anual de ética.

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

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

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

II. DERECHOS HUMANOS

Nuestra Compañía tiene un profundo compromiso con los derechos humanos. Cada gerencia corporativa debe velar por el respeto a los compromisos que asumimos en esta materia y con ese objetivo:

- Incorporamos en la relación contractual con los proveedores, contratistas y socios, una disposición que estipula, por parte de ellos, el respeto a los compromisos de ENGIE Energía Chile. 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.
- Revisamos con una frecuencia anual los riesgos de afectar los derechos humanos de modo de establecer un plan de manejo para cada riesgo identificado.
- Evaluamos posibles vulneraciones de los derechos humanos en los nuevos proyectos, como en cualquier nueva relación de negocios y cualquier establecimiento nuevo por parte de ENGIE Energía Chile e integramos la evaluación y las medidas de prevención en el expediente del proyecto, contestando para ello el formulario correspondiente.
- Informamos y resolvemos todos los incidentes relacionados con los Derechos Humanos.
- Informamos anualmente sobre los planes de acción implementados, por medio del informe anual de cumplimiento de ética.

a. Comité de Vigilancia

En cumplimiento de la ley francesa sobre "el deber de vigilancia", el Grupo ENGIE está obligado a mantener un sistema de vigilancia respecto del cumplimiento de materias relacionadas con derechos humanos y libertades fundamentales, medio ambiente y responsabilidad social, y salud y seguridad, por las actividades que realizan las empresas que controla en todo el mundo, tanto respecto de sus propias acciones como también de sus contratistas y proveedores.

En este contexto, el Grupo ENGIE cuenta con un Plan de Vigilancia, cuyo objetivo es identificar riesgos y prevenir las violaciones graves en estas materias. En Chile, para velar por este cumplimiento a nivel local, el año 2023 se creó el Comité de Vigilancia, el cual está compuesto por representantes de cada una de las áreas en que existe este deber.

Durante el año 2024 se realizaron tres sesiones del Comité de Vigilancia.

RECONOCIMIENTO

Participamos en el Tercer Diagnóstico sobre Empresas y Derechos Humanos Chile 2024, que realiza el Programa de Sostenibilidad Corporativa UC

En 2024 logramos aumentar nuestro puntaje de un 9,5/24 en 2023 (promedio empresas IPSA 9,4) a un 12,5/24 en 2024 (promedio empresas IPSA 11).

IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS Y MEDIDAS DE MITIGACIÓN:4 ENFOQUES DE VIGILANCIA

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

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

Sistema de Denuncias

b. Evaluación de riesgos

Durante el año 2024 el Comité de Vigilancia llevó a cabo una evaluación de los riesgos de vulneración a los derechos humanos para las áreas abordadas dentro del Plan del Deber de Vigilancia .

Los principales riesgos levantados dicen relación con las eventuales vulneraciones a los derechos humanos de las comunidades locales cercanas a algún proyecto. Para mitigar estos riesgos se hace un continuo seguimiento de las políticas de nuestra Compañía relacionadas con los aspectos cubiertos por el Plan del Deber Vigilancia que vela exhaustivamente por su cumplimiento.

c. Prevención y capacitación

En 2024, todas las personas que trabajan en la Empresa fueron capacitadas e informadas de la actualización del Modelo de Prevención de Delitos, los principios éticos del Grupo ENGIE y su Plan del Deber de Vigilancia a nivel global, como también, el Comité de Vigilancia a nivel local. Esto se hace por diversos medios, tales como correo electrónico, charlas, capacitaciones y envío de documentos.

d. Mecanismos de denuncias y reparación

Contamos con un canal seguro de denuncias, alojado en nuestra página web, disponible para todos las personas que trabajan en la Compañía, los vecinos de las comunidades aledañas a nuestras operaciones y proyectos, contratistas, proveedores, ONG y la sociedad en general. Se puede ingresar a dicho canal de denuncias a través de la página web.

Toda denuncia recibida a través del canal de denuncias es registrada, gestionada por el Comité de Ética, e investigada cuando corresponde. Dependiendo del resultado de ese proceso, se adoptan planes de acción junto a las medidas de reparación que correspondan.

NUESTRAS PRINCIPALES NORMATIVAS INTERNAS

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).

6.1.2 Gestión del Cumplimiento 2024

En el contexto de la entrada en vigencia de la nueva Ley de Delitos Económicos (N° 21.595) y los cambios que introdujo en la Ley N°20.393 -sobre la Responsabilidad Penal de las Personas Jurídicas-, nuestra Compañía implementó una serie de cambios que incluyeron el diseño de una nueva estructura organizacional focalizada en la prevención y detección de conductas delictivas para que sea adecuada, transversal y efectiva en dar cumplimiento a las nuevas exigencias.

El Directorio de ENGIE Energía Chile S.A. aprobó en agosto 2024 un nuevo Modelo de Prevención de Delitos (MPD), incluyendo su respectivo Manual de Prevención de Delitos y Matriz de Riesgos de Delitos, además de un nuevo Código de Ética y Conducta en los Negocios.

Asimismo, y con el fin de implementar adecuadamente este nuevo Modelo, se designó como Sujeto Responsable al Gerente de Gobernanza y Responsabilidad Penal Corporativa.

Adicionalmente, el Directorio aprobó una nueva Política de Habitualidad, para la debida gestión interna de las operaciones entre partes relacionadas, y el Comité de Directores Independientes designó como Oficial de Cumplimiento al Gerente de Gobernanza y Responsabilidad Penal Corporativa.

I. NUEVO MODELO DE PREVENCIÓN DE DELITOS

Para el diseño y puesta en marcha de nuestro nuevo Modelo de Prevención de Delitos, creamos un grupo de trabajo y licitamos la asesoría externa de abogados expertos en prevención de delitos, adjudicada con la aprobación del Directorio de la Compañía.

Para la actualización de nuestro Sistema de Prevención de Delitos, diseñamos un plan de trabajo cuyas principales actividades incluyeron:

a. Adecuaciones al Modelo de Prevención del Delito

- En agosto de 2024 completamos la Matriz de Riesgos de Comisión de Delitos con la activa participación de las áreas afectadas, los gerentes y los directores.
- Actualizamos el Modelo de Prevención de Delitos en un documento que, entre otras materias, (i) establece los protocolos y procedimientos para prevenir y detectar conductas delictivas en el contexto de las actividades de ENGIE Energía Chile identificadas en la Matriz de Riesgos de Comisión de Delitos; (ii) designa un Sujeto Responsable (SR) de la aplicación de dichos protocolos, con plena independencia y facultades de dirección y supervisión. El SR tendrá acceso directo a la administración de la Compañía, será responsable de informar sobre medidas y planes, y podrá solicitar la adopción de acciones adicionales; y (iii) define un plan inicial de capacitaciones para colaboradores y contratistas, que considera la formación sobre nuestro MPD y Código de Ética..

ROBUSTECIMIENTO DEL COMITÉ DE ÉTICA

Contamos con un Comité de Ética para la revisión de los principales asuntos éticos que ocurran al interior de la Compañía, conformado por la Gerente General, Oficial de Ética y Gerente de Gobernanza y Responsabilidad Penal Corporativa.

En 2024, conforme a nuestro Modelo de Prevención de Delito, este Comité tiene la labor de supervigilar y controlar el funcionamiento del Sistema de Prevención de Delitos, lo que incluye todas las políticas y protocolos implementados por la Compañía, así como el desarrollo de las actividades que pueden impactar nuestro modelo.

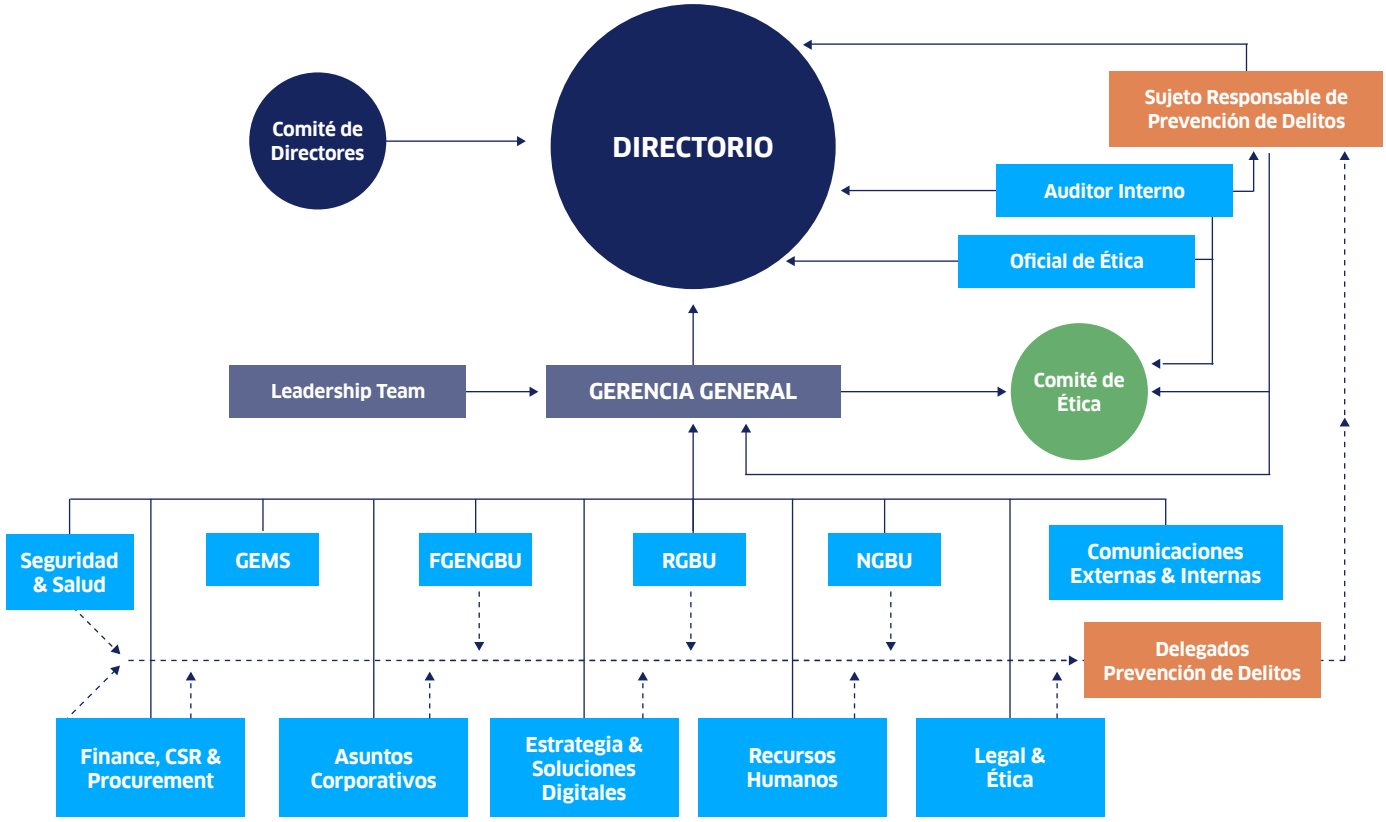
b. Creación o robustecimiento de los canales de denuncias:

- Contamos con un Canal de Denuncias para facilitar la detección de cualquier sospecha y/o certeza de la ocurrencia de algún incumplimiento o infracción dentro de, o en relación con, la Compañía. Lo actualizamos en 2023 y 2024, y se encuentra disponible para todos nuestros grupos de interés y personas que lo requieran.
- Con el objetivo de reforzarlo, durante 2024 rediseñamos su acceso para permitir la notificación de denuncias relativas a (i) acoso laboral y sexual (conforme a las disposiciones de la Ley Karin), (ii) eventuales incumplimientos al Código de Ética, (iii) y eventuales incumplimientos a la Ley N° 20.393.
- Adicionalmente, considera una alternativa de notificación, alojado en el mismo canal de denuncias, conocido como "línea directa a la comunidad", un compromiso que asumimos con instituciones financieras que nos otorgaron financiamiento con requisitos del ámbito ESG.

c. Capacitación a directores, gerentes y colaboradores

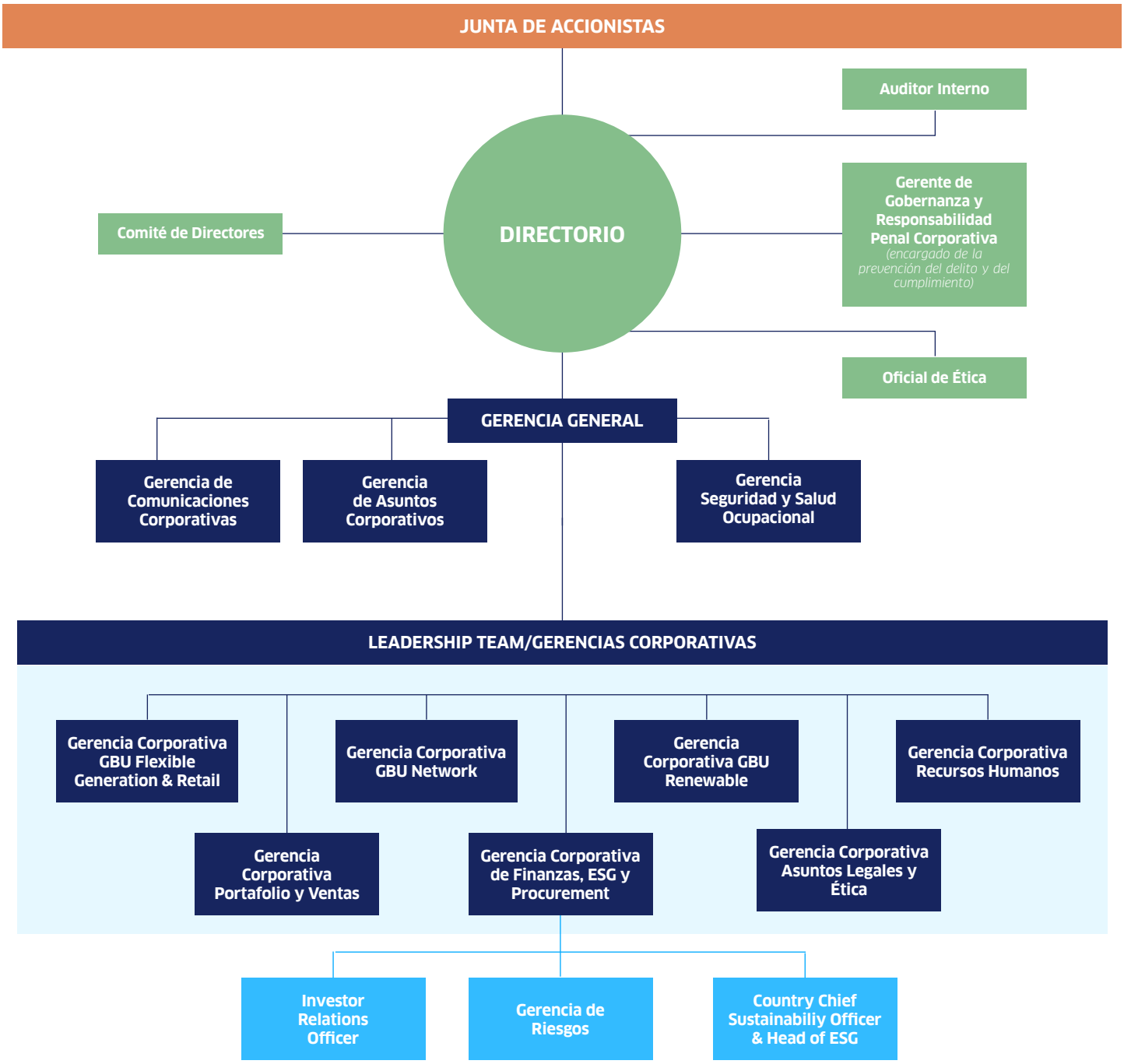
- Durante 2024, iniciamos la implementación de un plan de capacitaciones para colaboradores y contratistas, que incluye formación sobre el MPD y el Código de Ética de EECL.
- Se desarrollaron sesiones de capacitación con colaboradores en relación a las leyes N° 20.393 y N° 21.595 referidas; y tres sesiones de trabajo con los directores .
- Adicionalmente, enviamos comunicaciones internas formales para asegurarnos de un buen entendimiento de las materias clave.

ACTUALIZACIÓN MODELO PREVENCIÓN DE DELITOS



6.1.3 Gobierno Corporativo

a. Estructura



b. Descripción

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.

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.

Gerente de Gobernanza y Responsabilidad Penal Corporativa: conforme a las disposiciones de la Ley 20.393, es responsable de la aplicación del Modelo de Prevención de Delitos de EECL y sus protocolos, quien, entre otras labores, vela por la prevención de los delitos y el cumplimiento normativo en el marco de las actividades de EECL. El Sujeto Responsable reportará al Directorio de EECL al menos semestralmente, acerca de su gestión y sobre el estado y funcionamiento del sistema de prevención de delitos.

Comité Ejecutivo: la gestión diaria de nuestra Compañía está encabezada por la Gerencia General, en conjunto con las gerencias corporativas. Entre sus principales funciones están 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 Gerente de Gobernanza y Responsabilidad Penal Corporativa, 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.

I. DIRECTORIO

El Directorio de nuestra Compañía está integrado por siete directores titulares, de los cuales tres son independientes. Se elige cada 2 años de acuerdo a nuestro Código de Gobierno Corporativo.

a. Nominación

Cada vez que corresponde su renovación, con al menos dos días de anticipación a la celebración de la Junta Ordinaria de Accionistas, a través del sitio web de la Compañía, la gerente general da a conocer a los accionistas la lista de las personas candidatas que aceptaron su nominación y declararon no tener inhabilidades para desempeñar el cargo. También, se incluye la experiencia y perfil profesional de cada candidato, en el caso de que la hayan proporcionado. Sin embargo, esto no considera necesariamente la publicación de sus capacidades, condiciones y visiones.

La Compañía no cuenta con comites de nominación y otras prácticas para la selección de los directores, que son elegidos por los accionistas, que en nuestro caso, son fundamentalmente personas jurídicas que disponen de sus propios medios, políticas internas y gobierno corporativo para llevar a cabo la búsqueda y selección de las personas más ídoneas para representarlos en el Directorio.

En cuanto a la diversidad de su conformación, los accionistas de la Compañía tienen la potestad de elegir a sus representantes en la mesa directiva. 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 y en la alta administración.

b. Directores

Pascal Renaud
Presidente

- Francés
- Ingeniero
- PAS. 21FV15110
- Reelecto
- Periodo de cesación: Abril de 2026

Mireille Van Staeyen

- Belga
- Economista
- PAS. GB1028055,
- Reelecta
- Periodo de cesación: Abril de 2026

Frédéric Halkin

- Belga
- Ingeniero
- PAS. ES992158
- Asume el cargo: 2024
- Periodo de cesación: Abril de 2026

Felisa Ros

- Argentina
- Ingeniera Civil
- PAS. AAG542023
- Reelecta
- Periodo de cesación: Abril de 2026

Carolina Schmidt

- Chilena
- Ingeniera Comercial
- RUT: 7.052.890-8
- Asume el cargo: 2024
- Periodo de cesación: Abril de 2026
- Independiente

Cristián Eyzaguirre

- Chileno
- Economista
- RUT: 4.773.765-6
- Reelecto
- Periodo de cesación: Abril de 2026
- Independiente

Joanna Davidovich

- Chilena
- Economista
- RUT: 14.524.425-0
- Asume el cargo: 2024
- Periodo de cesación: Abril de 2026
- Independiente

DIRECTORES SUPLENTES

Guilherme Ferrari
Brasileño / Ingeniero mecánico y administrador de empresas / Pasaporte de Brasil GB197849/ Reelecto en 2024

Bernard Esselinckx
Brasileño / Ingeniero Civil / Pasaporte de Brasil YC648242/ Reelecto en 2024

César Cornejo
Mexicano / Ingeniero / Pasaporte 119268269 / Asume en 2024

Matias Niebuhr
Argentino / Contador Auditor / RUT 24.670.412-0 / Asume en 2024

Juan Enrique Allard
Chileno / Abogado / RUT: 10.895.601-1/ Reelecto en 2024/ Independiente

Ricardo Fischer
Chileno / Ingeniero / RUT: 6.400.720-3 / Reelecto en 2024 / Independiente

Daniel Vercelli
Chileno / Ingeniero Comercial / RUT: 10.929862-K/ Asume en 2024 / Independiente

Visita del Directorio al Parque Eólico Kallpa (ex Lomas de Taltal)

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	2	4	0	0	0	0	1	0	0	0
Suplentes	7	0	0	0	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	1	4	0	0	1	0
Suplentes	0	0	0	0	3	0	3	0	1	0	0	0

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

c. Matriz de Conocimiento

Nuestro Directorio está integrado por profesionales con una amplia trayectoria y experiencia en distintos ámbitos que podemos resumir en la siguiente matriz

	Pascal Renaud	Mireille Van Staeyen	Frédéric Halkin	Felisa Ros	Carolina Schmidt	Cristián Eyzaguirre	Joanna Davidovich
Administración general	•	•	•	•	•	•	•
Administración en grandes compañías	•	•		•		•	•
Sector industrial						•	•
Sector servicios	•	•	•	•			
Sector de energía	•	•	•	•	•	•	
Sector público					•	•	•
Finanzas	•	•	•			•	
Cambio climático y diálogo con los stakeholders					•		
Digitalización y nuevas tecnologías	•		•	•			•
Regulaciones corporativas y ambientales					•		•

d. Funcionamiento

La labor fundamental del Directorio es 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.

Sesiones y visitas a terreno

La mesa directiva se reúne al menos una vez al mes en sesiones ordinarias que son calendarizadas de una sola vez para todo el año, y cuando se requiere se realizan sesiones extraordinarias. Para la celebración de estas reuniones se necesita un quorum de cuatro directores, según lo establecido en los estatutos de la Compañía. En 2024 se efectuaron 12 sesiones ordinarias y dos sesiones extraordinarias.

Una vez al año visitan nuestras instalaciones operativas acompañados por la gerente general y por los ejecutivos a cargo de la unidad que se visitará. En estas jornadas, revisan el estado y funcionamiento de las instalaciones y también aprovechan de conocer las impresiones del equipo interno, recoger recomendaciones y opiniones de mejoras.

Plataformas digitales

La Compañía facilita la entrega de una serie de herramientas para que los directores puedan tomar sus decisiones con toda la información que requieren. Con ese fin, cuenta con plataformas digitales seguras y confiables para que puedan acceder remotamente a la documentación que requieren, en cualquier momento, las veces que así lo precisen. Con al menos dos días hábiles de antelación, se suben a la plataforma virtual (Sharepoint y Teams) agenda, minuta, informes y las presentaciones que serán abordados en la próxima reunión. A través de la plataforma DocuSign, reciben el acta de la sesión siempre en forma anterior a la próxima reunión. Todos los documentos presentados en la sesión de directorio, quedan alojados en esta plataforma por un periodo indefinido.

Asesorías

Si bien la Compañía no cuenta con una política específica para la contratación de asesores y expertos, en la práctica, este proceso se lleva a cabo conforme a las necesidades identificadas. A través de la Gerencia General, los directores pueden solicitar la contratación de asesorías externas, la elaboración de informes y la realización de estudios sobre las materias que consideren pertinentes.

En otro ámbito, en el caso que lo requieran, pueden realizar denuncias a través de la plataforma que la Compañía dispone en su página web. No se cuenta con un sistema específico para la mesa directiva.

SITUACIONES DE CRISIS

Ante situaciones de crisis, conforme al procedimiento de crisis de la empresa, la o el 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 específicas, en forma remota.

Inducción y capacitación

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, las abordamos a través de charlas de actualización sobre los cambios regulatorios y nuevas normativas que entren en vigencia.

En 2024 se dictaron charlas sobre la nueva Ley sobre Delitos Económicos y sobre el nuevo Modelo de Prevención de Delitos.

Todas las personas que se integran al Directorio participan de 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 y Ética le hace entrega de todos los documentos legales 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 pone a su disposición 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.

v. Principales temáticas

La mesa directiva mantiene una actitud vigilante respecto de los temas concernientes a los impactos positivos y negativos, reales y potenciales, en el ámbito social y ambiental, asociados a nuestra actividad. También, en relación a los riesgos y auditoría interna, entre los principales. Estas temáticas son revisadas durante las sesiones 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, ESG y Procurement, responsable de la gestión de riesgos, el auditor interno, la Gerencia de Gobernanza y Responsabilidad Penal Corporativa); la Gerencia Corporativa de Asuntos Corporativos entre otros.

a) En relación a los riesgos: con una frecuencia al menos trimestral, la Gerencia Corporativa de Finanzas, ESG yProcurement, de acuerdo a lo estipulado en el Código de Gobierno Corporativo, se encarga de informar a la mesa directiva sobre 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 aplicar 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 auditorias y, en el caso que corresponda, las eventuales deficiencias graves que se hubieren detectado y aquellas situaciones irregulares.

c) Cambio Climático: mensualmente, el Directorio se informa sobre la evolución de las emisiones CO_2 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 TEMÁTICAS ABORDADAS POR EL DIRECTORIO Y EL COMITÉ DE DIRECTORES

Expone	Presenta a	Frecuencia de Reuniones	Principales Temáticas Abordadas
GESTIÓN DEL SISTEMA DE DENUNCIAS			
Gerente de Gobernanza y Responsabilidad Penal Corporativa	Directorio	Semestral	• Denuncias de suficiente gravedad y verosimilitud serán puestas en conocimiento del gerente general con una frecuencia semestral, incluyendo asimismo el presupuesto involucrado en la materia y en el programa de actividades.
	Comité de Directores	Semestral	
GESTIÓN DE RIESGOS			
Gerencia Corporativa de Finanzas, ESG y Procurement	Directorio	Al menos trimestral	• Los **riesgos significativos** que afecten el desempeño del negocio. • El adecuado funcionamiento del **proceso de gestión de riesgos.** • **La matriz de riesgo empleada**, así como las principales fuentes de riesgo y metodologías para la detección de nuevos riesgos y la probabilidad de impacto de ocurrencia de aquellos más relevante. • Entrega de recomendaciones del Directorio sobre las **mejoras que serían pertinentes de realizar para gestionar de mejor manera los riesgos** de la Compañía.
	Comité de Directores	Al menos trimestral	
AUDITORÍA INTERNA			
Auditor Interno	Directorio	Al menos dos veces al año, (junio y diciembre) y cada vez que el directorio o el auditor lo consideren necesario	• Aprobación del **Plan Anual de Auditorias.** • Aprobación del **programa anual de revisión de las normativas de cumplimiento.** • **Presupuesto anual** de auditoría. • Resultados de la **gestión de auditoría,** avances gestión planes de acción.
	Comité de Directores	Al menos dos veces al año, (junio y diciembre) y cada vez que el directorio o el auditor lo consideren necesario	
GESTIÓN SOSTENIBILIDAD SOCIAL			
Gerente de Sostenibilidad y Comunidades	Directorio	Al menos una vez al año	• Revisión de las **principales iniciativas desarrolladas en la Gestión Territorial y Plan de Transición Justa**, que aborda los impactos sociales del cierre de las unidades a carbón y la gestión territorial.
	Comité de Directores	Al menos una vez al año	
ESTADOS FINANCIEROS			
Auditora Externa a cargo de la Auditoría de los Estados Financieros	Directorio	Anual	• Presentación de los **Estados Financieros.**
	Comité de Directores	Anual	
REMUNERACIONES PRINCIPALES			
Gerencia Corporativa de Recursos Humanos	Comité de Directores	Anual	• Se realiza una presentación al Comité de Directores encargado de revisar y aprobar la propuesta.

II. 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, con sus respectivos suplentes y sus funciones principales son:

1. Conocer los informes de los auditores externos, el balance y demás estados financieros que se presentan 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. Plantear al directorio una política general de manejo de conflictos de interés, y pronunciarse acerca de las políticas generales de habitualidad.
5. Evaluar 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.

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. También puede solicitar la preparación de informes y estudios internos, a través de la gerente general. En 2024 no se realizaron gastos con cargo a este presupuesto.

Joanna Davidovich

- Chilena
- Economista
- RUT: 14.524.425-0
- Asume el cargo: 2024
- Periodo de cesación: Abril de 2026
- Independiente

Carolina Schmidt

- Chilena
- Ingeniera Comercial
- RUT: 7.052.890-8
- Asume el cargo: 2024
- Periodo de cesación: Abril de 2026
- Independiente

Cristián Eyzaguirre

- Chileno
- Economista
- RUT: 4.773.765-6
- Reelecto
- Periodo de cesación: Abril de 2026
- Independiente

REMUNERACIÓN DIRECTORIO Y COMITÉ DE DIRECTORES

La remuneración de los directores es aprobada por la Junta Ordinaria de Accionistas. Para el periodo 2024, 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.

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	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Cristián Eyzaguirre, Director	103	111
Carolina Schmidt, Directora	78	0
Joanna Davidovich, Directora	78	0
Mauro Valdés, Director	23	111
Claudio Iglesis, Director	25	111
Total Honorarios por Remuneración del Directorio	**307**	**333**

III. PRINCIPALES EJECUTIVOS

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 2024 asumió Pilar Acevedo como Managing Director (MD) de la unidad de negocios GBU Networks en reemplazo de Demián Talavera; Diane de Galbert, como Gerente Corporativa de la nueva área de Estrategia y Soluciones Digitales; y Francisca Vásquez asumió la Gerencia Corporativa de Asuntos Legales y Ética en reemplazo de Fernando Valdés.

Principales ejecutivos por antigüedad	Menos de 3 años		Entre 3 y 6 años		Más de 6 y menos de 9 años		Entre 9 y 12 años		Más de 12 años	
	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres
	1	3	2	2	1	0	0	0	0	0

Principales ejecutivos por rango de edad	Menos de 30 años		Entre 30 y 40 años		Entre 41 y 50 años		Entre 51 y 60 años		Entre 61 y 70 años		Más de 70 años	
	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres
	0	0	0	0	3	3	1	2	0	0	0	0

(*) Ninguno de los y las gerentes corporativos está en una situación de discapacidad.

a. Estructura Salarial

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 2024, los principales indicadores que se consideraron para la definición del incentivo de corto plazo, provinieron del ámbito financiero, ambiental y social. Entre ellos se incluyeron, nuestras metas en Salud y Seguridad y 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 adecúen 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 2024, las personas que ocupan estos cargos, no tenían participación accionaria en la empresa.

Remuneraciones de Gerentes y Ejecutivos Principales (en KUSD)	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Remuneraciones	3.480	3.144
Beneficios de corto plazo	605	1002
Total	**4.085**	**4.146**

1 Isak De Eskinazis

Gerente Corporativo Portafolio y Ventas

- Economista
- RUT: 27.732.473-3
- Turco
- Asume el cargo en 2022

2 Pilar Acevedo

Gerenta Corporativa GBU Networks

- Ingeniera
- RUT: 12.521.297-2
- Chilena
- Asume el cargo en 2024

3 Gabriel Marcuz

Gerente Corporativo GBU Flexible Generation & Retail

- Ingeniero
- RUT: 21.273.633-3
- Argentino
- Asume el cargo en 2021

4 Francisca Vásquez

Gerenta Corporativa Asuntos Legales y Ética

- Abogada
- RUT: 15.580.038-0
- Chilena
- Asume el cargo en 2024

5 Rosaline Corinthien

CEO ENGIE Energía Chile

- Ingeniera
- RUT: 28.103.791-9
- Francesa
- Asume el cargo en 2022

6 Lucy Oporto

Gerenta Corporativa Recursos Humanos

- Sicóloga
- RUT: 15.378.645-3
- Chilena
- Asume el cargo en 2022

7 Eduardo Milligan

Gerente Corporativo de Finanzas Corporativas, ESG, Procurement.

- Economista
- RUT: 25.672.615-7
- Peruano
- Asume el cargo en 2017

8 Juan Villavicencio

Gerente Corporativo GBU Renewables

- Ingeniero
- RUT: 13.831.685-8
- Chileno
- Asume el cargo en 2023

9 Diane de Galbert

Gerenta Corporativa Estrategia y Soluciones Digitales

- Abogada
- RUT: 28.150.058-9
- Francesa
- Asume el cargo en 2024

6.2 GESTIÓN DE RIESGOS

12
6.2.1 Modelo de Gestión de Riesgos

12
6.2.2 Factores de Riesgo

6.2.1 Modelo de Gestión de Riesgos

ENGIE Energía Chile soporta su gestión de riesgos 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, proyectos de transmisión, etc.). De forma complementaria, 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, sistemas, 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 tercera instancia, por las auditorías internas y externas.

I. 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 efectividad del sistema de gestión de riesgos; revisar regularmente la tolerancia al riesgo de la Compañía y su exposición a los riesgos; y 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.

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.

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.

II. DETECCIÓN DE RIESGOS

La metodología ERM consiste en un ejercicio desarrollado en estrecha colaboración entre los dueños de cada riesgo ("Risk Owners"), asistidos por la unidad de Control de Gestión, y los gerentes corporativos de cada unidad de negocios, con el objetivo de identificar, describir, medir y acordar planes de mitigación para los principales riesgos enfrentados por la Compañía en un horizonte de tres años. El número de riesgos medidos es de alrededor de 40.

Para desarrollar el ejercicio se determina (i) **el perímetro**, en este caso, ENGIE Energía Chile y filiales, (ii) la **línea base** con respecto a la cual se miden los impactos, que en 2024 consistió en el presupuesto de la Compañía con un horizonte de tres años, (iii) **sensibilidades** (caso pesimista y caso extremo) para dimensionar las desviaciones con respecto a los objetivos del plan de mediano plazo, (iv) **impacto financiero** de cada sensibilidad con respecto a la línea base y (iv) **pérdida esperada** que corresponde al impacto financiero de cada riesgo ponderado por su probabilidad de ocurrencia.

El ejercicio ERM comienza por la identificación de categorías de riesgos. El Grupo ENGIE tiene siete categorías de riesgo mandatorias, a saber (i) financiera, (ii) de personas, (iii) ciberseguridad, (iv) medio-ambiente, (v) de contrapartes, (vi) seguridad patrimonial y (vii) ética. Además, durante el ejercicio de ERM en 2024, se identificaron cuatro categorías de riesgo principales incluyendo (i) riesgos regulatorios, (ii) riesgos relacionados con la ejecución de la estrategia, (iii) riesgos operacionales y (iv) riesgos relacionados con la construcción de proyectos.

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.

Para la gestión de cambios de la regulación existente o nueva regulación, se desarrolló e implementó una plataforma de gestión de requisitos legales, separada por línea de negocio, donde se levantan las matrices de requerimientos regulatorios que deben cumplir los sitios operacionales y que es actualizada periódicamente cada 6 meses en función de los cambios normativos en los ámbitos de calidad, seguridad y salud, medioambiente, seguridad de la información, gestión de activos, eficiencia energética, tributario y laboral.

De esta forma, el proceso de ERM es un proceso dinámico. los dueños de cada riesgo ("Risk Owners") y los gerentes corporativos de las unidades de negocios, asistidos por la unidad de Control de Gestión, identifican, describen y miden los impactos de los riesgos y acuerdan planes de acción para su mitigación. Durante el año, se hace un seguimiento periódico del cumplimiento y grado de efectividad de los planes de acción, lo que puede dar origen a cambios en las estrategias de mitigación. También se evalúa la evolución de cada riesgo; es decir, si su impacto o su probabilidad de ocurrencia han aumentado, se han mantenido o han disminuido. Así como se evalúa la efectividad de los planes de acción, también se evalúan los potenciales efectos de los riesgos en caso de inacción por parte de la Compañía y las posibles oportunidades que podrían presentar los eventos de riesgo identificados.

III. UNIDADES DE GESTIÓN DE RIESGOS

En cuanto a quiénes son los encargados de la gestión de riesgos en la Compañía, podemos identificar:

- Cada líder o gerente (dueño del riesgo o Risk Owner) quien es responsable en todo momento de gestionar los riesgos de su área bajo la metodología ERM. Como parte de su función, le corresponde identificar los riesgos, así como analizar, evaluar y proponer un plan de mitigación para gestionarlos y valorar su eficacia.
- La unidad de Control de Gestión quien debe colaborar con los Risk Owners, proporcionar una visión exhaustiva de los riesgos y monitorear el cumplimiento y efectividad de los planes de acción acordados. El área de Control de Gestión hace un levantamiento cualitativo y cuantitativo de los macro-riesgos identificados y prepara sensibilidades con sus posibles efectos durante el proceso de presupuesto que se cierra en octubre de cada año.
- La unidad de Soporte Metodológico de Riesgos del área de Procesos quien 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.
- Cada Líder de Sitio o Gerente, quien es el encargado de realizar las etapas de valoración del riesgos bajo la metodología PRM. Esto involucra la identificación, análisis y evaluación de riesgos, y propuestas de planes de mitigación para reducir 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 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. Para 2024, se creó un Roadmap para estandarizar en ENGIE Chile la metodología del Grupo ENGIE, abarcando las 3 GBUs Renovables, Flex Gen & Retail, y Network, así como sus etapas (Desarrollo, Construcción y Operación y

SUCESIÓN Y ESTRUCTURAS SALARIALES

Nuestra Compañía cuenta con planes de sucesión para todos los cargos críticos incluida la posición del CEO, que se gestiona directamente desde el Grupo ENGIE. 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 identificadas a personas externas que las podrían asumir. Adicionalmente, contamos con una estrategia actualizada de desarrollo de personas, que considera entre sus ejes principales la identificación permanente de profesionales con potencial que pueden asumir cargos en otras áreas de la Compañía. A estos esfuerzos se suma una planificación estratégica para las Contrataciones que considera un plan de atracción de talento. Las herramientas de este plan incluyen un mapa actualizado con profesionales que podrían incorporarse a la empresa 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 búsquedas activas en LinkedIn, generando constantes conversaciones y contactos con los potenciales candidatos.

En relación a las estructuras salariales y políticas de compensación e indemnización del gerente general y demás ejecutivos principales, la administración presenta todos los años una propuesta con estas materias al Comité de Directores, encargado de revisar y aprobar la propuesta.

Nuestra Compañía, al igual que el Grupo ENGIE, cuenta con una Política de Compensaciones y utiliza la metodología HAY, para la evaluación de puestos de trabajo y la definición de estructuras salariales. La Compañía no somete las estructuras salariales, como tampoco las compensaciones e indemnizaciones de sus principales ejecutivos a la aprobación de los accionistas. Respecto a su difusión, en la Memoria Anual se publica la estructura salarial como también la remuneración de los principales ejecutivos.

Mantenimiento), y sus áreas funcionales, tales como, Finanzas, Recursos Humanos, Legal, IT, Comunicaciones, Asuntos Corporativos, GEMS.

- La Unidad de Control Interno – del área de Procesos-, está a cargo del Programa INCOME del Grupo ENGIE, que comprende 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.

IV. PROGRAMAS DE DIVULGACIÓN PARA LA GESTIÓN DE RIESGOS

En ENGIE estamos permanente movilizando a nuestra organización hacia una cultura que incorpora una visión de gestión de 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. En 2024 se implementó un Dashboard de Riesgos, basado en Power BI, para visualizar de forma ejecutiva la consolidación de todos los riesgos de los proyectos y sitios operacionales de la Compañía y de este forma contribuir a una mejor toma de decisiones de los líderes de cada área. 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 de 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, existe un plan periódico de autoevaluaciones de controles (self assessment), según los procesos correspondientes.

AUDITORÍA INTERNA

Nuestra unidad de Auditoría Interna 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.

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.

6.2.2 Factores de Riesgo

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.

Entre los riesgos identificados y monitoreados por nuestra Compañía según la metodología ERM y PRM, podemos mencionar:

- **I Cambio Climático y Transición Energética.**
- **II Riesgos Relacionados al Negocio.**
- **III Riesgos Vinculados a la Situación del País.**
- **IV Riesgos de Mercado.**
- **V Riesgos Vinculados a Derechos Humanos, Incumplimiento y Daños a la Reputación.**
- **VI Riesgos Derivados De Cambios en el Marco Regulatorio.**

I. CAMBIO CLIMÁTICO Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA

a.	b.	c.
Adaptación, Riesgos y Oportunidades	**Plan de Descarbonización y Transición Energética**	**Riesgos sociales vinculados al cierre de unidades**

a. Adaptación, Riesgos y Oportunidades

Nos adherimos tempranamente a los compromisos y objetivos del Grupo ENGIE de alcanzar al 2045 el 'Neto Cero Carbono' en toda la cadena de valor (alcances 1, 2 y 3), estableciendo una trayectoria hacía mantener el aumento de la temperatura global por debajo de los 2 °C, alineada con la ciencia.1

Nuestras primeras acciones contra el calentamiento global comenzaron en 2018 cuando iniciamos un plan de recambio de nuestros activos de generación a carbón en Chile por energías renovables, conformadas por activos de generación y sistemas de almacenamiento (BESS).

Con respecto a nuestra exposición propia al cambio climático, nos estamos enfocando en una estrategia de adaptación climática que nos permita ajustar nuestras operaciones a los efectos del clima real o esperado, para asegurar nuestra continuidad operacional y capacidad de responder a nuestros contratos de venta de energía en el largo plazo.

De acuerdo a un estudio global encargado por el Grupo, el cambio climático afectará la capacidad de producción de energía de los activos renovables. Si el cambio climático altera patrones climáticos, tales como el viento, la radiación solar o las precipitaciones (según el tipo de energía renovable involucrado), esto podría dificultar el cumplimiento de nuestros compromisos de producción mínima.

Para abordar estos riesgos, en 2024 se definió una gobernanza clara del proceso, iniciamos la cuantificación de los riesgos y se definieron los planes de acción de corto y mediano plazo de acuerdo a los distintos escenarios climáticos posibles con alzas de 2, 3 y 4 grados Celsius.

[1]Para mantener el aumento de la temperatura global por debajo de un umbral crítico, como 1.5 °C o 2 °C en comparación con los niveles preindustriales, el planeta tiene un presupuesto de carbono que no puede superar. El presupuesto de carbono se distribuye entre los países y sectores económicos, permitiendo que empresas individuales calculen su presupuesto restante.

b. Plan de Descarbonización y Transición Energética

Nuestra Compañía ha participado activamente en todas las instancias y mesas de trabajo convocadas por el Gobierno. Entre 2019 y 2023, hemos anunciado el cierre o conversión de nueve unidades a carbón con capacidad instalada conjunta de 1.500 MW, resultando en la salida total de la generación con carbón a mediados de 2026, según lo autorizado a la fecha por la Comisión Nacional de Energía. Estas medidas se enmarcan en un plan de rotación de activos que reemplaza generación térmica por energía renovable y considera una serie de iniciativas dirigidas a mitigar el impacto social de este cambio, incluyendo la menor capacidad de generar empleo de los activos renovables. Asimismo, este plan contempla el uso de instalaciones y conexiones en el sitio donde se encontraban las unidades 12 y 13 de Tocopilla, que ya fueron desmanteladas, para la instalación de un sistema de almacenamiento de 660 MWh de energía, BESS Tocopilla, con capacidad instalada de 116 MW. Esta iniciativa contribuirá a la flexibilidad y seguridad tanto del Sistema Eléctrico Nacional como del portafolio de ENGIE.

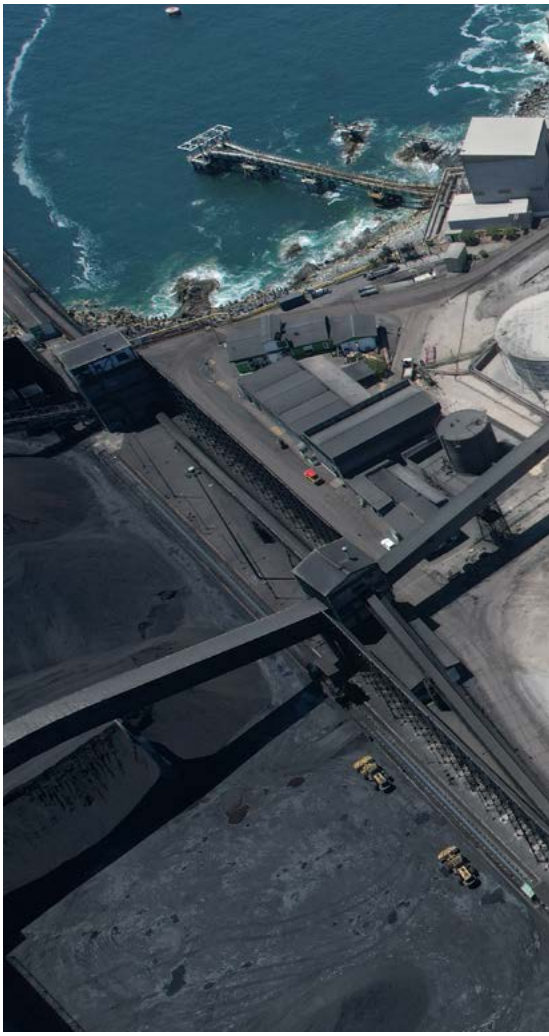
En 2023, en línea con su propósito de actuar para acelerar la transición energética, ENGIE Chile comunicó a la Comisión Nacional de Energía (CNE) la reconversión a gas natural de Infraestructura Energética Mejillones (IEM) y la desconexión de las unidades a carbón 1 y 2 del Complejo Térmico de Mejillones (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.

En mayo de 2024, la Compañía anunció la solicitud de cierre de las unidades CTA y CTH, con capacidad instalada conjunta de 356MW, a la Comisión Nacional de Energía. Posteriormente, la Comisión autorizó dicho cierre para mayo de 2026. 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 2026, 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 1,1 GW de capacidad instalada a carbón y convertido 0,4 GW a gas natural. Las desconexiones provienen de las unidades 12 y 13 del Complejo Térmico Tocopilla (desconectadas en junio de 2019), las unidades 14 y 15 del Complejo Tocopilla (la primera desconectada a fines de junio y la segunda a fines de septiembre de 2022), las unidades CTM1 y CTM2 del Complejo Térmico Mejillones que serán desconectadas hacia fines de 2025 y las unidades CTA y CTH, cuya operación a base de carbón será detenida en 2026 y permanecerán inactivas a la espera de la determinación de su posible reconversión o cierre.

El cierre anticipado de unidades de generación a carbón ha representado pérdidas por deterioro en el valor de activos por un total cercano a los US$1.000 millones netos de impuesto a la renta, las que fueron reconocidas en nuestros estados financieros de 2018, 2019, 2022 y 2023. Se espera que la reconversión a gas natural de la central IEM represente un costo total cercano a los US$75 millones. Nuestro plan de transformación considera la adición de cerca de 2,5 GW de capacidad instalada de energía renovable incluyendo sistemas de almacenamiento de energía BESS, de los cuales 1,4 GW ya han sido adquiridos o conectados entre 2019 y 2024, mientras que otros 1,1 de capacidad renovable y de baterías se encuentra en construcción y se espera que comiencen a inyectar energía al sistema entre 2025 y 2026.

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 a encontrar formas de acelerar nuestro proceso de descarbonización mediante el cierre o reconversión de las unidades remanentes, iniciativas legales de esta naturaleza, tales como el aumento del impuesto a las emisiones de CO2 o impedimentos a la generación eléctrica a partir del uso de gas natural licuado o gas natural, podrían traducirse en menores resultados operacionales, 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.

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, financiamiento y aseguramiento para la explotación de combustibles fósiles, que han redundado en alzas significativas de precio. Conflictos geopolíticos, tales como la guerra entre Rusia y Ucrania, agravan situaciones de escasez de suministro como lo ocurrido en 2022 y los primeros meses de 2023 en que los precios de los combustibles fósiles llegaron a niveles nunca vistos.

La construcción de activos de generación renovable a gran escala en el mundo también ha traído dificultades y mayores costos en la consecución de suministros y su transporte. Además de los efectos de la pandemia COVID 19, la mayor demanda por la construcción de proyectos de energía renovable ha puesto 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. El gran número de permisos ambientales, arqueológicos y sanitarios, entre otros, y la creciente complejidad en su obtención, conlleva mayores dificultades en el diseño y construcción de proyectos, los que pueden ocasionar mayores costos y demoras en la ejecución 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 pueden producir descalces entre las tarifas del portafolio de contratos y los costos variables de la operación.

c. 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 mecanismos 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 de 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 los 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 renovables, y también, en actividades que aporten a la cohesión social.

II. RIESGOS RELACIONADOS AL NEGOCIO.

a.	b.	c.	d.	e.
Combustibles y cadena de suministro	Clientes	Nuevos proyectos	Tecnología y ciberseguridad	Riesgos relacionados con fallas que puedan afectar la disponibilidad de nuestros activos

a.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, o comprar energía en el mercado spot, 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 materializó en 2023 debido a 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 solían realizar en su mayor parte mediante contratos anuales o a plazos menores, con precios vinculados a indexadores tradicionales en el mercado internacional del carbón, tales como API 2, API 10 o Newcastle. En los últimos dos años, estas compras comenzaron a hacerse a menores plazos debido al proceso de descarbonización que coincidió con mayores niveles de inventarios acumulados en 2022

a precios altos debido a la situación de incertidumbre del momento, con extrema sequía en Chile y escasez de suministro de combustibles fósiles a nivel mundial. El precio de los inventarios de carbón es un factor determinante en la decisión del despacho de las unidades de generación a carbón, por lo que los procesos de manejo de inventarios y compras de carbón son claves para lograr la seguridad de suministro de energía y al mismo tiempo reducir los inventarios en concordancia con el proceso de cierre de centrales a carbón. 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 empresa 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, nuestra empresa ha procurado alinear sus costos de producción y suministro de energía con sus ingresos por ventas de energía contratada. Sin embargo, en su plan de transformación energética, ha considerado privilegiar la indexación de tarifas de sus contratos con clientes libres a la variación de los índices de precios al consumidor por sobre la indexación a precios de combustibles, especialmente a partir del año 2021. Esto ha provocado un aumento temporal en la exposición de la Compañía 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 de cobertura de riesgo residual.

Entre 2021 y el primer semestre de 2023 se pudo constatar la materialización del riesgo de alzas en los precios internacionales de los combustibles fósiles junto con años hidrológicos extremadamente secos en nuestro país, 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 fue agravado 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 (3,6 TWh contratados para 2024) y, por ende, su exposición al costo marginal; (ii) sus contratos de suministro de GNL de largo plazo; (iii) la entrada en operaciones de nuevos proyectos de generación de energía renovable que reduce la dependencia en combustibles fósiles, (iv) adquisiciones de activos renovables no contratados en áreas con mayor exposición al costo marginal y (v) el traspaso de los mayores costos a tarifas finales.

b.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 entrare en situación de insolvencia, nuestra capacidad de recuperar los pagos debidos bajo los contratos de suministro podría verse limitada.

Por otra parte, a fines de diciembre de 2024, la cartera de contratos de venta de energía tenía una vida media remanente de 7 años y 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. La Compañía 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 compañía generadora que celebra contratos de suministro con clientes regulados tiene la obligación de realizar pagos compensatorios a los clientes regulados afectados por fallas de suministro cuando dichas fallas sean atribuibles a las compañías generadoras. 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 energía utilizando las líneas de transmisión existentes a las que por ley existe 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 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 específico a la salud y seguridad de los consumidores finales. 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.

c. Nuevos proyectos

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

Retrasos en la construcción o en la entrada en operación comercial de nuevos proyectos podrían afectar nuestro negocio en forma adversa, si bien contamos con seguros y cláusulas de protección en nuestros contratos con proveedores y contratistas. Entre los factores que podrían impactar nuestra capacidad de construir o comenzar operaciones de nuevos proyectos podemos mencionar (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; (v) 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. Nuestro marco de identificación y gestión de riesgos de proyectos, PRM, comités periódicos (steering committees) e informes mensuales de avance de proyectos tienen por objetivo mapear los riesgos de cada proyecto, establecer planes de acción y un monitoreo constante de estos riesgos para procurar que el proyecto avance según el cronograma establecido, dentro de presupuesto y con los estándares de calidad exigidos.

Inversiones de capital requeridas

Nuestro negocio es intensivo en inversiones de capital. Se requieren inversiones 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 nuevas comunidades

Nuestro plan de incorporar 3,5 GW en energías renovables implica un amplio despliegue de 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 y que nos permite mantener un relacionamiento presencial con las autoridades locales, dirigentes sociales y vecinos en general, y responder sus dudas de manera oportuna.

d. Cambio Tecnológico y Ciberseguridad

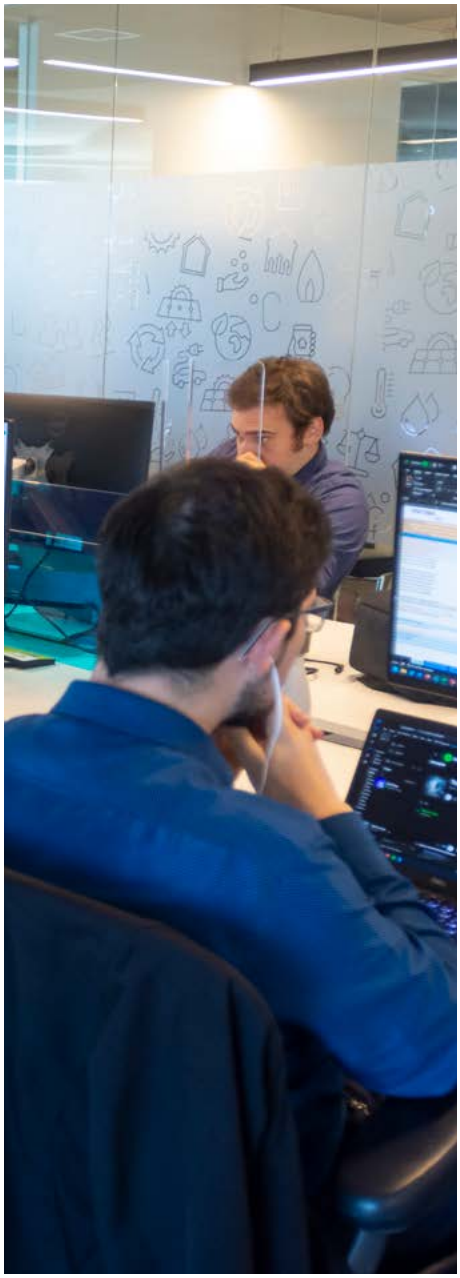
Cambio tecnológico y mayor competencia:

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) cumplió 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 e incumbentes 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 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 nuestros costos de operación, que permitiría compensar la tendencia a menores precios de venta de energía. El país espera alcanzar precios de energía consistentes con una matriz energética predominantemente renovable y con sistemas de transmisión y de almacenamiento adecuados que permitan reducir los riesgos de desacople y de vertimiento de energía que se observan actualmente.

Informáticos o de cíberataques.

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

La gestión de 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.



La ciberseguridad cuenta 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 Managers (gestores de sitios) y Project Managers (gerentes de proyectos).

El 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.

Los riesgos críticos en materia de ciberseguridad son: phishing (suplantación de identidad), ransomware (secuestro de datos) y pérdida de información y disponibilidad. El modelo de Gestión de Riesgos de la Compañía, Enterprise Risk Management (ERM) es utilizado con el objetivo de mantener reputación y valor en los activos del Grupo ENGIE mitigar riesgos, realizar campañas de sensibilización y capacitación obligatoria para todo el personal, talleres, dar soporte en auditorías, 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, entre otros.

La Política de Datos de Personas busca asegurar el debido cumplimiento de las normas y regulaciones relacionadas con los datos personales, con el propósito de ayudar a proteger de una manera eficiente los datos personales de trabajadores, clientes, contratistas y proveedores. Se creó la instancia DATAFRIEND, una comunidad compuesta por diferentes áreas que trabajan con datos.

e. Riesgos relacionados con fallas mecánicas fallas eléctricas, incidentes 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. Asimismo, incidentes ambientales, legales o relacionados con permisos de operación también podrían provocar interrupciones, cierres o 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 nuestros servicios. La mayor dificultad para contratar pólizas de seguro que cubran centrales a carbón y los mayores costos de primas asociadas a la mayor siniestralidad, tanto por razones de operación como por fenómenos geológicos o climáticos fuera de nuestro control, podrían tener un impacto negativo en nuestros negocios, resultados operacionales y condición financiera.

III. RIESGOS RELACIONADOS AL PAÍS

a.	b.	c.	d.	e.
Situación social y económica del país.	Desastres Naturales.	Crisis Crisis Sanitarias: Epidemias, Endemias, Pandemias.	Exposición a la Inflación.	Riesgos Relacionados Con Impuestos.

a. Situación social y económica del país

Nuestro negocio, resultados operacionales y condición financiera dependen 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 y las condiciones económicas del país dependen sustancialmente de la exportación de materias primas como el cobre, las que a su vez dependen de precios internacionales. A medida que los precios bajan, disminuyen las exportaciones de cobre, lo cual reduce la demanda eléctrica de nuestros clientes mineros, pudiendo impactar negativamente nuestras ventas y resultados operacionales. En particular, las ventas de electricidad de la Compañía, incluyendo sus filiales, dependen en un grado importante de la industria minera, especialmente la industria de minería de cobre.

Además, cambios de las condiciones sociales, políticas, normativas y económicas o de las leyes y políticas que rigen el comercio exterior, la fabricación, desarrollo e inversión en otros países incluyendo China, Estados Unidos, Brasil y países de la Comunidad Europea, 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.

Eventos socio-políticos internos, tales como el llamado “estallido social” ocurrido en octubre de 2019, con episodios de violencia y destrucción de activos públicos y privados, pueden causar disrupciones en la industria, el transporte y el comercio, afectando entre otras cosas la demanda por electricidad. Además, se hacen patentes demandas de la

ciudadanía que, en el caso de los eventos de octubre de 2019, llevaron al gobierno a anunciar 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. En noviembre de 2019 el gobierno y los principales partidos políticos acordaron llamar a un plebiscito para determinar la disposición de la ciudadanía a cambiar la constitución política del país, lo que fue aprobado por amplia mayoría. Si bien las nuevas propuestas de constitución presentadas por dos asambleas constituyentes fueron rechazadas por amplia mayoría en septiembre de 2022 y diciembre de 2023, quedando en vigencia el texto de la constitución existente, dichos procesos dieron origen a un período de incertidumbre de cuatro años. Si bien la situación socio-política del país ha vuelto a una relativa normalidad, el llamado estallido social, seguido de la pandemia por coronavirus y de retiros masivos de fondos de pensiones tuvieron 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 las leyes de Mecanismo de Estabilización de Precios para Clientes aprobadas en agosto de 2022 y abril de 2024. (Más información página xx)

b. 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 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".

c. Crisis Sanitarias: epidemias, endemias, pandemias

Una crisis sanitaria, ya sea en la forma de epidemia o pandemia podría tener efectos adversos en nuestro personal, nuestras operaciones, la demanda de energía y la capacidad de pago de nuestros clientes, entre otros múltiples efectos que podrían impactar nuestra condición financiera y resultados operacionales. En caso de una crisis sanitaria relevante, tal como la pandemia COVID-19 que comenzó a manifestarse en Chile en marzo de 2020, la Compañía dispone la formación inmediata de un Comité de Crisis e implementa planes de contingencia con todas las medidas sanitarias correspondientes en los sitios, cumpliendo con las disposiciones de la

autoridad, para asegurar la salud y bienestar de nuestros colaboradores. De la misma forma, se hace seguimiento de las acciones tomadas por nuestras empresas contratistas y proveedores y se exige el cumplimiento de los estándares necesarios para mantener seguros a sus respectivos trabajadores. En caso de una crisis sanitaria, privilegiamos tres líneas de acción: asegurar el bienestar de nuestros trabajadores; asegurar la continuidad operacional de nuestra empresa, fundamental para mantener el suministro eléctrico del país; y 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, nuestros resultados 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.

d. Exposición a la inflación

Aunque las tasas de inflación en Chile se mantuvieron en niveles de un dígito entre 1994 y 2021, esta tendencia cambió a fines de 2021, no solo en Chile, sino en otros países del mundo. Las medidas adoptadas por las autoridades monetarias en distintos países para controlar la inflación 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 y 2024 la inflación en Chile llegó a 3,9% y 4,5%, respectivamente, luego de haber alcanzado 12,8% 2022. En Estados Unidos, la tasa de inflación llegó a 6,5% en 2022, cayendo a 3,4% en 2023 y 2,9% en 2024. 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.

e. Riesgos relacionados con impuestos

El 7 de julio de 2022, el Gobierno de Chile presentó al Congreso un proyecto de ley de reforma tributaria que incluía, entre otras, enmiendas al impuesto sobre la renta y al Código Tributario. En marzo de 2023, la Cámara de Diputados rechazó dicho proyecto. Posteriormente, el Ejecutivo separó las propuestas, aprobándose por el Congreso en Septiembre de 2024 la Ley Nº21.713 sobre Cumplimiento de Obligaciones Tributarias destinado principalmente, a combatir la elusión fiscal y el comercio informal. Actualmente, el gobierno ha indicado que enviará al Congreso un nuevo proyecto de ley en materia de impuesto sobre la renta, cuyo contenido es incierto hasta la fecha.

A fines de agosto de 2024, el Ejecutivo presentó un proyecto de ley para ampliar la cobertura del subsidio eléctrico que financia parte del pago de la tarifa de electricidad de la población más vulnerable. El proyecto fue aprobado por la Cámara de Diputados el 13 de enero de 2025 y actualmente se encuentra en su segundo trámite constitucional, en la Comisión de Minería y Energía del Senado. Para la ampliación del subsidio, el proyecto de ley propone, entre otras medidas aplicar una sobretasa al impuesto a las emisiones de CO2 equivalente a 5 USD/tCO2, aplicable únicamente a las centrales de generación eléctrica conectadas al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), excluyendo a las generadoras de sistemas medianos y sin incorporarla como parte del impuesto a las emisiones de CO2, para evitar su traspaso a clientes regulados. La compañía está a la espera que el proyecto final que sea aprobado para evaluar los impactos definitivos de esta medida.

IV. RIESGOS DE MERCADO

a. Tipo de Cambio	b. Tasas de interés	c. Precio de acciones	d. Crédito	e. Deudores por venta	f. Liquidez

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, depósitos a plazo y fondos mutuos, e instrumentos financieros derivados.

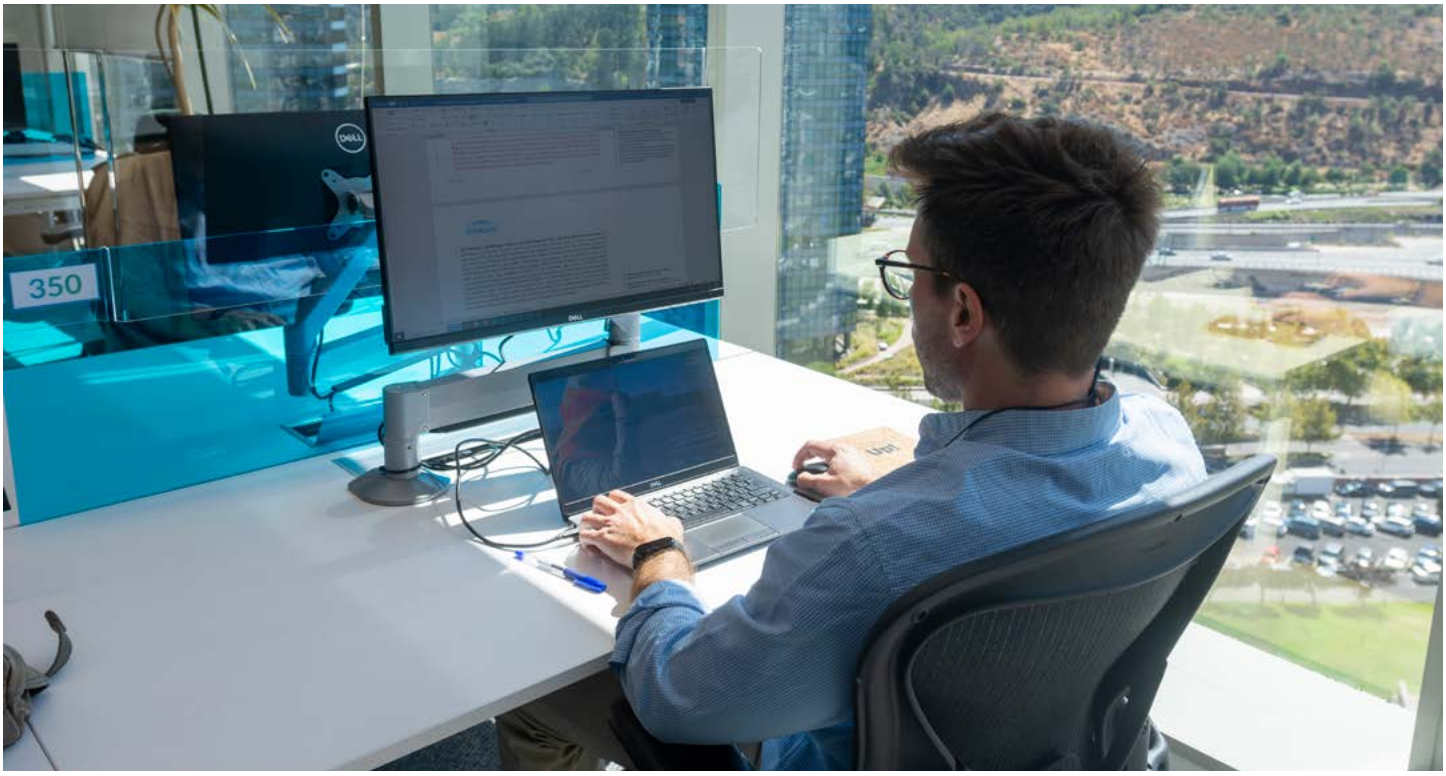
a. Tipo de cambio

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. Nuestros ingresos 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 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 promulgación de las leyes de Estabilización de Tarifas Eléctricas a partir de noviembre de 2019, y las disposiciones técnicas de implementación establecidas en resoluciones exentas de la Comisión Nacional de Energía. Estas leyes y 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. Para financiar la compra de cuentas por cobrar a las compañías generadoras, Chile Electricity PEC SpA colocó bonos en el mercado internacional bajo el formato 144 A/Reg S y realizó colocaciones privadas bajo el formato 4a2 con la participación de Allianz, BID Invest y Goldman Sachs. De esta forma, entre 2021 y 2023, EECL concretó seis ventas de cuentas por cobrar correspondientes al programa PEC-1 por un total nominal de US$272,9 millones, recibiendo recursos en efectivo por US$193,8 millones y reportando un gasto financiero total de US$71,9 millones. Al tratarse de ventas en dólares, a un descuento, y sin recurso a las compañías generadoras, la Compañía pudo reducir su exposición al tipo de cambio y el riesgo de crédito asociado a estas cuentas por cobrar, logrando recuperar liquidez, a costa de un descuento que tuvo el mencionado impacto de US$71,9 millones en los estados financieros de 2021, 2022 y 2023.

El 30 de agosto, 30 de octubre y 28 de diciembre de 2023, así como el 17 de enero, 30 de mayo, 9 de agosto y 30 de septiembre de 2024, tuvieron lugar las siete ventas de documentos de pago emitidos bajo el programa PEC-2, asociado a la Ley MPC, que no estuvieron sujetas a descuentos financieros, y que resultaron en ingresos de caja de US$ 290,7 millones incluyendo intereses.

El 7 de octubre de 2024 la Sociedad alcanzó un acuerdo con Inter-American Investment Corporation ("BID Invest") en conformidad al cual la Sociedad vendió a BID Invest documentos de pago ("DDP") resultantes de la aplicación del mecanismo de estabilización de precios conforme a la Ley 21.472, modificada en virtud de la Ley 21.677 ("PEC 3") y resoluciones exentas asociadas. En esa misma fecha, Chile Electricity Lux MPC II S.a.r.l., una sociedad de propósito especial incorporada bajo las leyes de Luxemburgo, emitió bonos bajo la regla 144-A, regulación S, por cuenta del Fondo de Estabilización de Tarifas (FET), establecido de acuerdo a la ley 21,472 (ley MPC) y administrado por la Tesorería General de la República. El objetivo de esta emisión fue la de financiar parte de la



compra de documentos de pago emitidos por la Tesorería a favor de compañías de generación eléctrica respaldando las cuentas por cobrar a compañías de distribución eléctrica como consecuencia de la estabilización de tarifas. BID Invest compró los documentos de pago a las compañías generadoras mediante una estructura del tipo A/B Bond que contempla un tramo A, financiado directamente por BID Invest por aproximadamente US$161 millones, y un tramo B por aproximadamente US$1.440 millones con recursos provenientes de la emisión de bonos 144 A / Reg S. Estos recursos se usaron el día 24 de octubre de 2024 para realizar la primera compra de documentos de pago bajo el programa PEC-3 a 26 compañías generadoras de electricidad por un monto total de US$1.555 millones. El pago correspondiente a ENGIE Energía Chile, incluyendo su filial Eólica Monte Redondo, ascendió a US$356 millones, con los que se redujo el monto de la cuenta por cobrar a largo plazo, reduciendo significativamente la exposición de este activo a las fluctuaciones del tipo de cambio. Dicha exposición continuará bajando debido a que la Ley 21.667 considera la normalización del mecanismo tarifario, dando término a la acumulación de saldos producto de la estabilización de tarifas.

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 2024, la Compañía mantenía contratos de venta de dólares "forward" con bancos por un monto nocional total de US$144,4 millones con vencimientos mensuales de entre US$ 10,6 y 13,1 millones entre enero y diciembre de 2025, 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. Al 31 de diciembre de 2024, existían contratos de venta de dólares forward por un monto nocional total de US$23,5 millones para cubrir pagos periódicos en UF a contratistas de los proyectos de reconversión a gas natural de la central Infraestructura Energética Mejillones, el proyecto de generación eólica Kallpa, anteriormente denominado Lomas de Taltal, y el proyecto de condensadores síncronos en la Unidad 15 de Tocopilla. Estos derivados fueron tomados con Banco de Chile, BCI y Banco Santander.

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 2024, un 99% 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 2024, los pasivos por arrendamientos denominados en monedas distintas al dólar ascendían a la cantidad de US$91,9 millones.

b. Tasas de interés

El riesgo de tasas de interés es el riesgo generado por cambios en el valor justo de los flujos de caja en los instrumentos financieros del balance, debido a los cambios de las tasas de interés del mercado. La exposición al riesgo de tasa de interés se produce principalmente por la deuda a largo plazo a tasas de interés flotante. La sociedad y sus filiales administran el riesgo de tasas de interés a través de obligaciones a tasa fija o coberturas de tasas de interés (Interest Rate Swaps o IRS), con los que la Compañía acepta intercambiar en forma periódica un monto generado por las diferencias entre una tasa fija y una tasa variable calculadas sobre un monto nocional acordado.

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 2024, un 86,05% de nuestra deuda financiera estaba a tasa fija o cubierta por derivados, mientras que un 13,95% 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$151,6 millones del financiamiento del IFC y DEG).

c. Precio de acciones

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023 EECL y sus filiales no poseían inversiones en instrumentos de patrimonio.

d. 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. Nuestros clientes han demostrado una gran fortaleza para enfrentar ciclos adversos, y 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 por un valor total nominal de US$272,9 millones, recibiendo recursos líquidos por US$193,8 millones y reportando un costo financiero total de US$79,1 millones. 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 emitió Documentos de Pago que la Compañía vendió 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 afectó significativamente la liquidez y el endeudamiento de la Compañía. Siete ventas de Documentos de Pago bajo el programa PEC-2 se concretaron entre el 30 de agosto de 2023 y el 30 de septiembre de 2024, mediante las cuales la Compañía recibió recursos líquidos por un valor total de US$290,7 millones incluyendo intereses. Con la aprobación de la ley PEC-3 y los mecanismos de monetización correspondientes, el 24 de octubre de 2024 se concretó una venta de Documentos de Pago por un valor total de US$356 millones incluyendo intereses. La Compañía espera concretar una segunda y última venta de Documentos de Pago bajo PEC-3 en 2025 por un monto estimado de US$109 millones, con lo que se espera dar término a la acumulación de saldos producida por estabilización de precios de electricidad a clientes regulados.

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 (actualmente 300 KW) 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 aminorado su actividad de comercialización dirigida a este segmento con el fin de equilibrar su portafolio de contratos y reducir su posición compradora en el mercado spot de energía.

e. 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 éste 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.

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.

f. 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 US$108,7 millones al 31 de diciembre de 2024. Cabe notar que este saldo representa una reducción significativa con respecto a 2023 y, luego de la venta de documentos de pago esperada para 2025, este saldo debería llegar a cero.

Al 31 de diciembre de 2024, EECL contaba con recursos en efectivo por US$498,6

millones en forma consolidada, mientras la deuda financiera total nominal llegaba a los US$2.385 millones, incluyendo US$230,4 millones de deuda con vencimiento dentro de un año. El 17 de abril de 2024, la Compañía recibió los fondos de una colocación de bonos bajo la regla 144-A/RegS por US$500 millones con los que pagó anticipadamente US$214,5 millones del bono de US$350 millones con vencimiento en enero de 2025 además de un crédito de corto plazo por US$35 millones.

El 26 de septiembre de 2024, la Compañía efectuó una colocación de bonos en el mercado suizo por un monto total de CHF 190.000.000 (ciento noventa millones de francos suizos), conforme a las normas del artículo 51(2) de la Swiss Financial Services Act de fecha 15 de junio de 2018 "FinSA". Para mitigar la exposición a tipos de cambio de monedas y tasas de interés, la Compañía cerró un contrato del tipo cross-currency swap mediante el cual el monto de capital del bono quedó en un equivalente en dólares de US$225.118.483,41 a una tasa de interés anual fija en dólares de 5,4272%. Los fondos provenientes de ambos bonos se destinarán al financiamiento o refinanciamiento de proyectos elegibles según estos se definen en el Green Financing Framework de ENGIE S.A. Luego de estas colocaciones de bonos y del prepago de deudas, la Compañía quedó con recursos en efectivo para hacer frente a las necesidades de financiamiento de proyectos de energía renovable y de refinanciación de pasivos. Asimismo, entre enero y septiembre de 2024, la empresa monetizó 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, por un valor de US$58,8 millones incluyendo intereses, con lo cual concluyó la monetización de documentos de pago bajo PEC-2. El 24 de octubre de 2024, la Compañía recibió US$356 millones por la primera venta de documentos de pago bajo el programa PEC-3. Los recursos recibidos por estos programas de monetización 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. La Compañía cuenta con clasificaciones de riesgo con grado de inversión y acceso abierto a los mercados financieros.

Las acciones de pago, renovación, y toma de deudas se encuentran detalladas en la Nota 20 de los estados financieros así como en el Análisis Razonado de los Estados Financieros.

V. RIESGOS VINCULADOS A DERECHOS HUMANOS, INCUMPLIMIENTO Y DAÑOS A LA REPUTACIÓN.

a. Políticas y Códigos Internos	b. Derechos Humanos	c. Riesgo Incumplimiento normativo	d. Reputación e Imagen

a. Políticas y códigos internos

En ENGIE Energía Chile contamos con 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 Ética y Conducta en los Negocios que nos encargamos de mantener actualizado. También, tenemos Código de Gobierno Corporativo 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.

b. Derechos humanos

Nuestra Compañía tiene un profundo compromiso con los derechos humanos. Para gestionar su cumplimiento y gestión de riesgos, contamos con un Plan de Deber de Vigilancia y un Comité de Vigilancia,

Cada Gerencia Corporativa debe velar por el respeto a los compromisos que asumimos en esta materia y con ese objetivo, hemos dispuesto las siguientes medidas:

- Incorporar en la relación contractual con los proveedores, contratistas y socios, una disposición que estipula, por parte de ellos, el respeto a los compromisos de ENGIE Energía Chile. 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.
- Evaluar con una frecuencia anual los riesgos de afectar los Derechos Humanos y establecer un plan de manejo para cada riesgo identificado.
- Evaluar posibles vulneraciones de los derechos humanos en los nuevos proyectos, como en cualquier nueva relación de negocios y cualquier establecimiento en una nueva región 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 y resolver 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.

Contamos con un Comité de Vigilancia integrado por representantes de las gerencias de Recursos Humanos, Sostenibilidad y Comunidades, Abastecimiento, Seguridad Laboral, encargado de velar por el cumplimiento de las medidas adoptadas en Chile y del Plan de Deber de Vigilancia en materias de derechos humanos y libertades fundamentales, medio ambiente y responsabilidad social, y salud y seguridad laboral, que debe cumplir el Grupo ENGIE y sus filiales de acuerdo la ley francesa sobre el Deber de Vigilancia.

c. Riesgo de 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.

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.

Prevención del Delito

Gestionamos los riesgos asociados a la corrupción, soborno y otros a través nuestro Modelo de Prevención de Delitos que actualizamos en 2024, para adecuarlo a los nuevos requerimientos de la Ley de

Delitos Económicos y las modificaciones que generó en la Ley 20.393, que establece la responsabilidad penal de las personas jurídicas.

La actualización del modelo entre otras materias,

(i) establece los protocolos y procedimientos para prevenir y detectar conductas delictivas en el contexto de las actividades de ENGIE Energía Chile identificadas en la Matriz de Riesgos de Comisión de Delitos;

(ii) designa un Sujeto Responsable (SR) de la aplicación de dichos protocolos, con plena independencia y facultades de dirección y supervisión. El SR tendrá acceso directo a la administración de la Compañía, será responsable de informar sobre medidas y planes, y podrá solicitar la adopción de acciones adicionales;

(iii) define un plan inicial de capacitaciones para colaboradores y contratistas, que considera la formación sobre el MPD y el Código de Ética de la Compañia.

Robustecimiento de los canales de denuncias:

Contamos con un Canal de Denuncias para facilitar la detección de cualquier sospecha y/o certeza de la ocurrencia de algún incumplimiento o infracción dentro de, o en relación con, la Compañía, el cual fue actualizado y fortalecido durante los años 2023 y 2024, y que se encuentra disponible para todos los colaboradores, accionistas, miembros del Directorio, la comunidad, contratistas, proveedores, ONG y la sociedad en general.

En 2024 rediseñamos su acceso para permitir la notificación de denuncias relativas a (i) acoso laboral y sexual (conforme a las disposiciones de la Ley Karin), (ii) eventuales incumplimientos al Código de Ética, (iii) y eventuales incumplimientos a la Ley 20.393.

Adicionalmente, el canal considera una alternativa de notificación, alojado en el mismo canal de denuncias, en el formato conocido como "línea directa a la comunidad", exigido por instituciones financieras que han otorgado financiamiento a proyectos de generación de la Compañía.

d. 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 e imagen.

VI. RIESGOS DERIVADOS DE CAMBIOS EN EL MARCO REGULATORIO

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 Cap 3.

ANTECEDENTES LEGALES

188
7.1 Antecedentes Legales

191
7.2 Acciones, sus características y derechos

193
7.3 Principales proveedores

194
7.4 Marcas, patentes y franquicias, royalties y/o concesiones a diciembre 2024

196
7.5 Propiedades e instalaciones

198
7.6 Malla Societaria

200
7.7 Subsidiarias Asociadas

209
7.8 Hechos relevantes

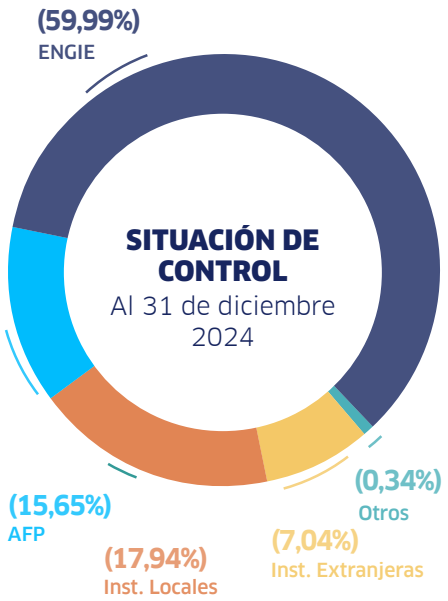
211
7.9 Comentarios de accionistas y del comité de directores

212
7.10 Informe del Comité de Directores

7.1 Antecedentes Legales

I. 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.



Actualmente la inscripción social consta a fojas 8.180, N° 6.673, del Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago del año 2002.

La Sociedad es controlada por ENGIE S.A. (Paris), a través de ENGIE Austral S.A., la que tiene una participación del 59,99% en ENGIE Energía Chile S.A., siendo el 40,01% restante de propiedad de diversos fondos de pensiones (AFP) e inversionistas institucionales locales y extranjeros. En forma indirecta, ENGIE S.A. (Francia) es dueño del 100% de las acciones de ENGIE Austral S.A.

ENGIE S.A. (Francia) es una sociedad anónima francesa cuyas acciones se cotizan en las bolsas de París, Bruselas y Luxemburgo. Su propiedad se encuentra atomizada en cientos de accionistas, destacando el Estado francés con una participación, al cierre de 2024, del 23,64%.

Al cierre de 2024, las personas que ocupan los cargos de ejecutivos principales y directores de la Sociedad no tienen participación accionaria en su propiedad.

No hubo cambios relevantes en la participación accionaria de la Sociedad en el año 2024.

II. PRINCIPALES MODIFICACIONES

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

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

III. IDENTIFICACIÓN DE SOCIOS O ACCIONISTAS MAYORITARIOS

ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD

Nombre de los Mayores Accionistas al 31 de diciembre de 2024	Número de Acciones	Participación
ENGIE Austral S.A.	631.924.219	59,99%
Banco de Chile por cuenta de State Street	25.173.411	2,39%
Compass Small Cap Chile Fondo de Inversion	23.062.292	2,19%
Banco Santander por cuenta de Inversionistas extranjeros	21.143.021	2,01%
Larrain Vial S.A. Corredora de Bolsa	20.068.051	1,91%
BCI Corredores de Bolsa S.A.	16.863.019	1,60%
AFP Habitat S.A. Fondo Tipo C	16.523.824	1,57%
AFP Provida S.A. Fondo Tipo C	13.449.112	1,28%
Larrain Vial Fondo Mutuo Acciones Nacionales	11.861.280	1,13%
BANCHILE Corredores de Bolsa S.A.	11.737.975	1,11%
AFP Habitat S.A. Fondo Tipo A	11.265.838	1,07%
AFP Provida S.A. Fondo Tipo B	10.667.639	1,01%
Otros accionistas	239.570.095	22,74%
Total	**1.053.309.776**	**100,00%**

7.2 Acciones, sus características y derechos

I. CARACTERÍSTICAS

ENGIE Energía Chile S.A. no cuenta con series de acciones.

II. POLÍTICA DE DIVIDENDOS

La política de dividendos de la Sociedad 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.

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. Sobre la destinación de las utilidades del ejercicio 2023, la Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 30 de abril de 2024, acordó no distribuir dividendos con cargo al ejercicio 2023 y destinar la pérdida de éste a ser absorbida por el fondo de utilidades acumuladas de la Sociedad.

II. POLÍTICA DE DIVIDENDOS

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

IV. TRANSACCIONES DE ACCIONES POR PARTES RELACIONADA

TRANSACCIONES EN BOLSA ENGIE ENERGÍA CHILE 2024

Período	Unidades	Monto	Precio promedio $
Enero	13.565.623	11.879.236.522	875,60
Febrero	19.102.880	16.034.291.079	839,10
Marzo	23.681.898	18.755.759.839	792,20
Abril	21.156.998	17.180.889.034	812,58
Mayo	25.715.491	21.220.075.518	824,99
Junio	11.135.698	9.221.807.507	828,21
Julio	17.314.992	14.521.700.730	839,01
Agosto	16.709.048	14.387.452.088	861,04
Septiembre	8.705.517	7.459.001.785	856,80
Octubre	15.250.092	13.534.898.915	887,48
Noviembre	10.277.652	9.092.795.337	884,97
Diciembre	15.254.110	13.504.472.513	885,51

V. NÚMERO DE ACCIONISTAS

Tipo de Accionista	N° de Accionistas	Porcentaje de Participación	N° de Acciones Pagadas
Persona Natural	1.360	0,34%	3,602,909
Persona Jurídica	370	99,66%	1,049,706,867
Total	**1.730**	**100%**	**1,053,309,776**

VI. OTROS VALORES

Al cierre del ejercicio anual, la Sociedad mantiene en circulación bonos emitidos en mercados internacionales bajo distintas regulaciones. En primer lugar, con fecha 17 de abril de 2024, ENGIE Energía Chile completó la emisión de bonos por un total de USD 500.000.000, conforme a las normas de la Regla "144-A" y la Regulación "S" de la Ley de Valores de los Estados Unidos de América. Dichos bonos tienen un plazo de 10 años, con una tasa de interés cupón de 6,375%, pagadera semestralmente a partir del 17 de octubre de 2024, y el capital se amortizará en una sola cuota final el 17 de abril de 2034.

Posteriormente, con fecha 26 de septiembre de 2024, la Sociedad efectuó una nueva emisión y colocación de bonos en mercados internacionales por un monto total de CHF 190.000.000, conforme a las disposiciones del artículo 51(2) de la Swiss Financial Services Act (FinSA). Estos bonos tienen un plazo de 5 años y una tasa de interés anual de 2.1275%.

7.3 Principales proveedores

Al 31 de diciembre de 2024, 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

7.4 Marcas, patentes y franquicias, royalties y/o concesiones a diciembre 2024

Denominación	Tipo Cobertura	Clase(s)	N° Solicitud Fecha Solicitud	Estado	N° Registro Fecha Registro - Fecha Vencimiento
CENTRAL TERMOELÉCTRICA ANDINA S.A.					
CENTRAL TERMOELECTRICA ANDINA	Denominativa Servicios	37 39 40 42	848563 17/12/2008	Registrada	873762 25/01/2010 - 25/01/2030
CTA	Denominativa Servicios	38 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
INVERSIONES HORNITOS S.A.					
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
EÓLICA MONTE REDONDO SPA					
ELÉCTRICA MONTE REDONDO	Denominativa Servicios	4	1044242 31/01/2013	Registrada	1146160 17/12/2014 - 17/12/2024
ELÉCTRICA MONTE REDONDO	Denominativa Servicios	7	1044204 31/01/2013	Registrada	1146157 17/12/2014 - 17/12/2024
ELÉCTRICA MONTE REDONDO	Denominativa Servicios	9	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	4	976952 28/10/2011	Registrada	987763 18/01/2013 - 18/01/2033
EMR	Denominativa Productos	7	976953 28/10/2011	Registrada	1056309 12/11/2013 - 12/11/2033
EMR	Denominativa Productos	9	976954 28/10/2011	Registrada	1181338 05/10/2015 - 05/10/2025

Denominación	Tipo Cobertura	Clase(s)	N° Solicitud Fecha Solicitud	Estado	N° Registro Fecha Registro - Fecha Vencimiento	Etiqueta
E.CL S.A.						
E·CL GREEN	Mixta Servicios	1164325 30/07/2015	1164325 30/07/2015	Registrada	1218377 26/08/2016 - 26/08/2026	
GASODUCTO NOR ANDINO S.A.						
	Etiqueta Productos	4	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	4	943489 08/03/2011	Registrada	917823 30/05/2021 - 30/05/2031	
TRANSMISORA ELÉCTRICA DEL NORTE S.A.						
TEN	Denominativa Servicios	37 39 40 42	1162942 20/07/2015	Registrada	1232831 05/01/2017 - 05/01/2027	
TEN	Mixta Servicios	38 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	

Denominación	TLD	País	Titular	Origen	Fecha Solicitud	Fecha Vencimiento	Estado
INFORME GENERAL DE DOMINIO							
engielaw	cl	Chile	ENGIE	Gestión Prejudicial	30-09-20	07-09-25	Asignado
suezenergy	cl	Chile	ENGIE	Gestión Prejudicial	11-05-22	24-05-25	Asignado
distrinor	cl	Chile	ENGIE Energía Chile S.A.	Gestión Prejudicial	15-03-21	24-05-25	En Renovación
engie-energiachile	cl	Chile	ENGIE Energía Chile S.A.	Otras Gestiones			Asignado
ima	cl	Chile	Instrumentación Menchaca Amadori Industrial Ltda	Administración	23-07-98	18-08-29	Asignado
tennorte	cl	Chile	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Administración	15-07-15	15-07-24	Asignado
tentransmisora	cl	Chile	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Administración	15-07-15	15-07-24	Asignado
transmisoraten	cl	Chile	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Administración	15-07-15	15-07-24	Asignado

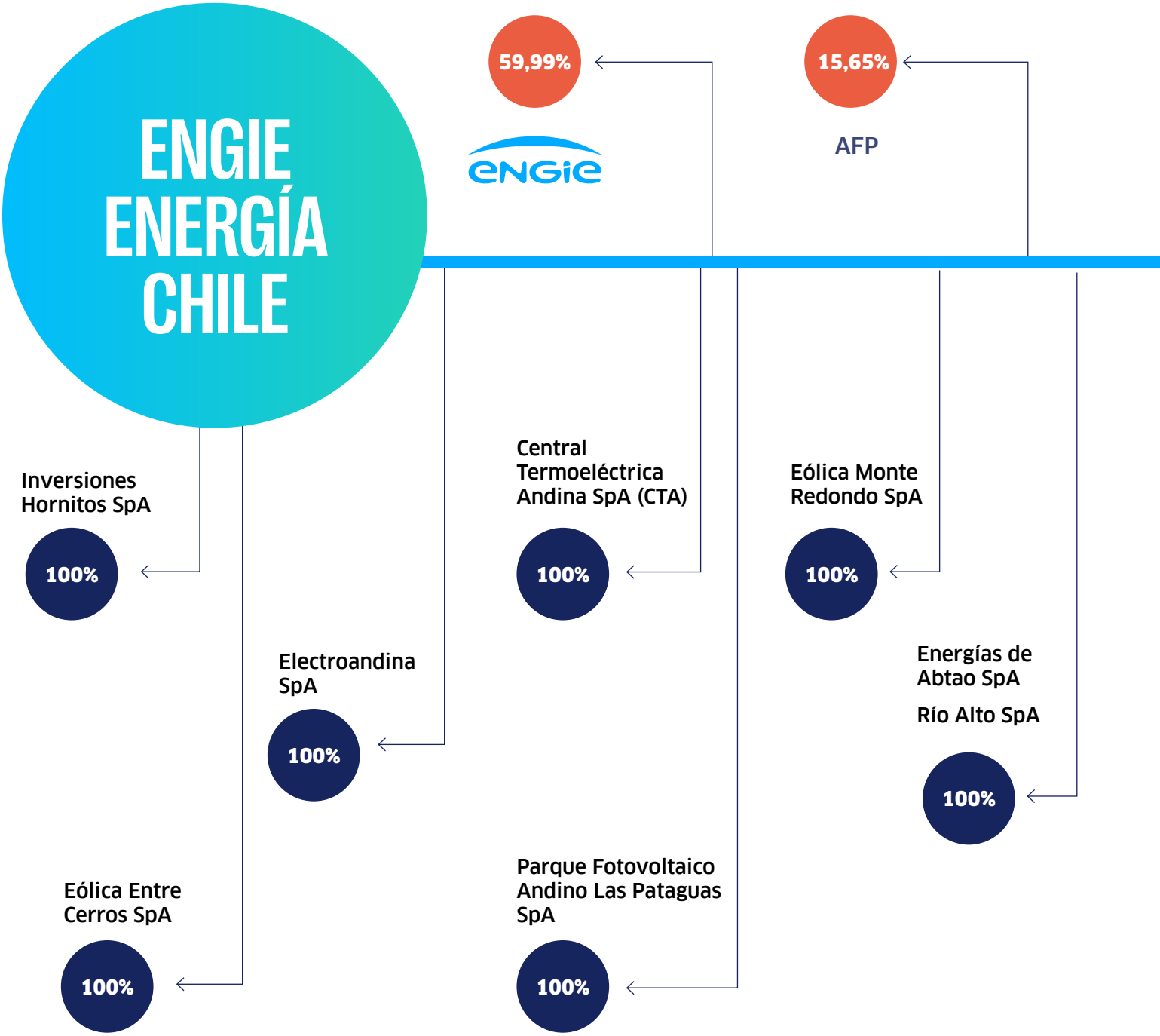
7.5 Propiedades e instalaciones

Item	Nombre	Ubicación
OFICINAS		
Oficina	Edificio Titanium	Isidora Goyenechea 2800, piso 16, Las Condes, Santiago, Chile.
	Oficina Antofagasta	Rómulo Peña n° 4008, Antofagasta, Chile. Teléfono: (56-55) 642
GENERACIÓN ELÉCTRICA		
Centrales Termoeléctrica de Ciclo Combinado	Complejo Térmico Tocopilla	Avda. Dr. Leonardo Guzmán 0780, Tocopilla, Chile. Teléfono: (56-55) 819 176. Región de Antofagasta
Centrales Termoeléctricas	Complejo Térmico Mejillones	Camino a chacaya n° 3910, Mejillones, Chile. Teléfono: (56-55) 658 100 Fax: (56-55) 658 099
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	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
Parques eólicos	Parque Calama	Región de Antofagasta
	Parque Monte Redondo	Región de Coquimbo
	Parque San Pedro	Región de Los Lagos
Construcción en curso	Parque Eólico Lomas de Taltal	Región de Antofagasta
SISTEMA DE ALMACENAMIENTO		
Baterías BEES	BESS Arica	Región de Arica y Parinacota
	BESS Coya	Región de Antofagasta
Construcción en curso	BESS Tamaya	Región de Antofagasta
TRANSPORTE DE GAS		
Gasoducto	Gasoducto Norandino (Chile)	
	Gassoducto (Argentina)	

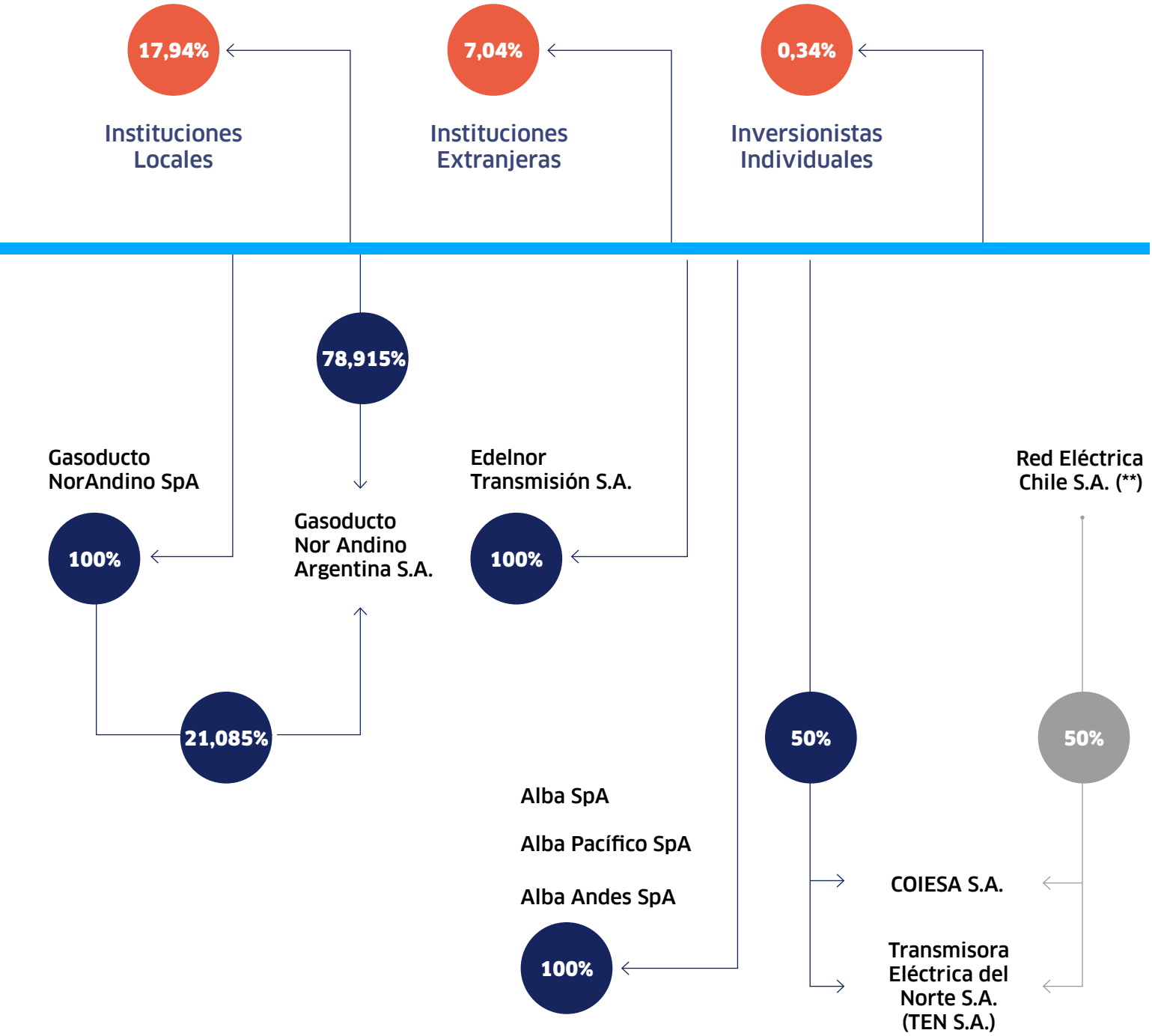
Item	Nombre	Ubicación	Propiedad, arriendo o leasing
ACTIVIDAD PORTURIA			
Puertos	Puerto Andino	Región de Antofagasta	
	Puerto Tocopilla	Región de Antofagasta	
TRANSMISIÓN			
Líneas de Transmisión y Subestaciones (SE)	SE Arica	Región de Arica y Parinacota	
	SE Vitor	Región de Arica y Parinacot	
	SE Iquique	Región de Tarapacá	
	SE Pozo Almonte	Región de Tarapacá	
	Ampliación SE Pozo Almonte	Región de Tarapacá	
	SE Tamarugal	Región de Tarapacá	
	SE Dolores - Ampliación SE Dolores	Región de Tarapacá, Huara	
	SE Nueva Chuquicamata	Región de Antofagasta	
	SE Changos – TEN	Región de Antofagasta	
	SE TEN GIS – TEN	Región de Antofagasta	
	SE Antofagasta	Región de Antofagasta	
	SE El Negro	Región de Antofagasta	
	SE Capricornio	Región de Antofagasta	
	SE Chacaya	Región de Antofagasta	
	SE Crucero	Región de Antofagasta	
	SE El Cobre	Región de Antofagasta	
	SE El Loa	Región de Antofagasta	
	SE Tamaya	Región de Antofagasta	
	SE Cumbre – TEN	Región de Atacama	
	SE Nueva Cardones – TEN	Región de Atacama	
	SE Algarrobal	Región de Atacama	
	SE El Rosal	Región del Biobío, Los Angeles	
Construcción en curso	SE Liqcau	Región de Antofagasta	

7.6 Malla Societaria

(Al 31 de diciembre de 2024)



(**) Red Eléctrica Chile S.A. pertenece a Red Eléctrica de España.


17,94%
Instituciones Locales
7,04%
Instituciones Extranjeras
0,34%
Inversionistas Individuales
78,915%
Gasoducto NorAndino SpA
100%
Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.
21,085%
Edelnor Transmisión S.A.
100%
Red Eléctrica Chile S.A. (**)
50%
50%
Alba SpA
Alba Pacífico SpA
Alba Andes SpA
100%
COIESA S.A.
Transmisora Eléctrica del Norte S.A. (TEN S.A.)

7.7 Subsidiarias Asociadas

I. SOCIEDADES, ASOCIADAS E INVERSIONES EN OTRAS SOCIEDADES

Respecto de las subsidiarias y asociadas (directas e indirectas), de conformidad con la definición de las NIIF o IFRS, informamos lo siguiente:

ELECTROANDINA SpA

Constitución: 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 del Conservador de Bienes Raíces 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

Domicilio: Isidora Goyenechea 2800, Piso 16, Las Condes, Santiago, Chile

Objeto social: el objeto principal de la sociedad es la generación, transmisión y comercialización de energía y otros servicios.

Capital Suscrito: MUSD 50.445

Capital Pagado: MUSD 50.445

Participación: ENGIE Energía Chile S.A. 100%

Administración: recae en ENGIE Energía Chile S.A.

Porcentaje que representa la inversión en el activo de la matriz: 0.84%

Identificación de personas que ocupen cargos similares en matriz y filial: no aplica.

Relación comercial con matriz y filiales de la matriz: durante el ejercicio 2024, EECL mantuvo relaciones comerciales con Electroandina SpA consistentes en la prestación de servicios de operación y mantenimiento, consumo de repuestos y otros. Se espera que en el ejercicio 2025 esta relación se mantenga estable.

Contratos relevantes: contratos de prestación de servicios de operación y mantenimiento, de prestación de servicios de administración y back office, de provisión de repuestos y otros.

CENTRAL TERMOELÉCTRICA ANDINA SpA

Constitución: 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 del Conservador de Bienes Raíces 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

Domicilio: Isidora Goyenechea 2800, Piso 16, Las Condes, Santiago, Chile

Objeto social: el objeto principal de la sociedad es la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

Capital Suscrito: MUSD 30.000

Capital Pagado: MUSD 30.000

Participación: ENGIE Energía Chile S.A. 100%

Administración: recae en ENGIE Energía Chile S.A.

Porcentaje que representa la inversión en el activo de la matriz: 3.25%

Identificación de personas que ocupen cargos similares en matriz y filial: no aplica.

Relación comercial con matriz y filiales de la matriz: durante el ejercicio 2024, EECL mantuvo relaciones comerciales con Central Termoeléctrica Andina SpA consistentes en la prestación de servicios de asesoría y back office en materias financieras, contables, administrativas, legales, recursos humanos, comerciales, regulatorias servicios de operación y mantenimiento, consumo de repuestos, compra de combustibles, descarga de carbón/caliza, y otras. Se espera que en el ejercicio 2025 esta relación se mantenga estable.

Contratos relevantes: Contratos de prestación de servicios de asesoría y back office en materias financieras, contables, administrativas, legales, recursos humanos, comerciales, regulatorias, servicios de operación y mantenimiento, de provisión de repuestos, de descarga de carbón y caliza, y otros.

INVERSIONES HORNITOS SpA

Constitución: 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 del Conservador de Bienes Raíces 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 por acciones

Domicilio: Isidora Goyenechea 2800, Piso 16, Las Condes, Santiago, Chile

Objeto social: el objeto principal de la sociedad es la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

Capital Suscrito: MUSD 180.000

Capital Pagado: MUSD 180.000

Participación: ENGIE Energía Chile S.A. 100%

Administración: recae en ENGIE Energía Chile S.A.

Porcentaje que representa la inversión en el activo de la matriz: 1,27%

Identificación de personas que ocupen cargos similares en matriz y filial: no aplica.

Relación comercial con matriz y filiales de la matriz: durante el ejercicio 2024, EECL mantuvo relaciones comerciales con Inversiones Hornitos SpA consistentes en la prestación de servicios de asesoría y back office en materias financieras, contables, administrativas, legales, de recursos humanos, comerciales, regulatorias, servicios de operación y mantenimiento, consumo de repuestos, compra de combustibles, y otras. Se espera que en el ejercicio 2025 esta relación se mantenga estable.

Contratos relevantes: Contratos de prestación de servicios de asesoría y back office en materias financieras, contables, administrativas, legales, recursos humanos, comerciales, regulatorias, servicios de operación y mantenimiento, de provisión de repuestos, de descarga de carbón y caliza, y otros.

EÓLICA MONTE REDONDO SpA.

Constituida: 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 del Conservador de Bienes Raíces 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.

Domicilio: Isidora Goyenechea 2800, Piso 16, Las Condes, Santiago, Chile

Objeto Social: la sociedad tiene por objeto la generación, transmisión, venta, comercialización y distribución de energía eléctrica.

Capital Suscrito: MUSD 396.101

Capital Pagado: MUSD 396.101

Participación: ENGIE Energía Chile S.A. 100%

Administración: Recae en ENGIE Energía Chile S.A.

Porcentaje que representa la inversión en el activo de la matriz: 1.87%

Identificación de personas que ocupen cargos similares en matriz y filial: no aplica

Relación comercial con matriz y filiales de la matriz: durante el ejercicio 2024, EECL mantuvo relaciones comerciales con Eólica Monte Redondo SpA consistentes en la prestación de servicios de asesoría y back office en materias financieras, contables, administrativas, legales, de recursos humanos, comerciales, regulatorias, servicios de operación y mantenimiento, y otras. Se espera que en el ejercicio 2025 esta relación se mantenga estable.

Contratos relevantes: contratos de prestación de servicios de asesoría y back office en materias financieras, contables, administrativas, legales, recursos humanos, comerciales, regulatorias, de servicios de operación y mantenimiento, y otros.

COMPAÑÍA OPERADORA DE INFRAESTRUCTURAS ELÉCTRICAS S.A.

Constitución: sociedad constituida por escritura pública de fecha 3 de noviembre de 2023 en la Notaría de Santiago de don Iván Torrealba Acevedo. Un extracto de dicha escritura se inscribió a fojas 98.951 No 42.085 del Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago, correspondiente al año 2023, y se publicó en el Diario Oficial con fecha 22 de noviembre de 2023.

Razón Social: Compañía Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A.

Rol Único Tributario: 76.715.352-K

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Cerrada.

Domicilio: Rómulo Peña N°4008, comuna y ciudad de Antofagasta

Objeto social: la sociedad tiene por objeto la supervisión, control y operación en tiempo real de instalaciones eléctricas del Sistema Eléctrico Nacional, tanto propias como de terceros, en coordinación con el Coordinador Eléctrico Nacional y otras entidades del sector. Además, incluye la comercialización de excedentes de fibra óptica para telecomunicaciones y la ejecución de actividades relacionadas con su objeto principal.

Capital Suscrito: USD600.000

Capital Pagado: USD600.000

Participación: ENGIE Energía Chile S.A. 50%

Directorio: Compuesto por los directores titulares don Carlos Alberto Arias, don Robin Cuevas Canales, don Paul Baillarie Rosenmann, don Juan Majada Tortosa, doña Laura de Rivera García de Leániz y don Carlos Puente Pérez; siendo sus respectivos suplentes doña Evelyn Becerra Aravena, don Norberto Moreno Gutierrez, don Sergio Beaumont Vargas, don David Montero Escribano, don Emilio Cerezo Diez, y don Luis Velasco Bodega.

Gerente General: Carlos Figueroa Montesinos.

Porcentaje que representa la inversión en el activo de la matriz: 0.02%

Identificación de personas que ocupen cargos similares en matriz y filial: no aplica.

Relación comercial con matriz y filiales de la matriz: durante el ejercicio comercial terminado el 31 de diciembre de 2024 EECL suscribió contratos relevantes con COIESA para el funcionamiento del sistema de control de activos de transmisión que opera esta última, incluyendo servicios de soporte, plataformas tecnológicas y arriendo de instalaciones. Se espera mantener esto servicios durante el ejercicio 2025.

Contratos relevantes: contratos entre EECL y COIESA para el funcionamiento del sistema de control de activos de transmisión que opera esta última, incluyendo servicios de soporte, plataformas tecnológicas y arriendo de instalaciones.

TRANSMISORA ELÉCTRICA DEL NORTE S.A.

Constitución: coligada constituida por escritura pública de fecha 1 de marzo de 2007, otorgada en la notaría de Santiago de don Juan Ricardo San Martín Urrejola. Un extracto de dicha escritura se inscribió a fojas 9373 N°6856 del Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago correspondiente al año 2007 y se publicó en el Diario Oficial con fecha 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**.**

Domicilio: Isidora Goyenechea 2800, Piso 16, Las Condes, Santiago, Chile

Objeto social: la sociedad tiene por objeto la transmisión y transporte de energía eléctrica, pudiendo 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.

Capital Suscrito: MUSD 72.876

Capital Pagado: MUSD 72.876

Participación: ENGIE Energía Chile S.A. 50%

Directorio: Compuesto por los directores doña Rosaline Corinthien (Presidente), don Demián Talavera, don André Cangucu, don Carlos Puente Pérez, don Juan Majada Tortosa y doña Laura de Rivera.

Gerente General: don David Montero.

Porcentaje que representa la inversión en el activo de la matriz: 2.74%

Identificación de personas que ocupen cargos similares en matriz y filial: no aplica.

Relación comercial entre Engie y TEN: durante el ejercicio 2024 EECL mantuvo relaciones comerciales con Transmisora Eléctrica del Norte S.A consistentes en el pago de peajes por el uso de instalaciones de transmisión; prestación de servicios de asesoría y back office en materias financieras, contables, administrativas, legales, de recursos humanos, comerciales, regulatorias y otras, así como servicios de tecnologías de la información y servicios de mantenimiento. Se espera que en el ejercicio 2025 esta relación se mantenga estable.

Contratos relevantes: contratos de transmisión de energía eléctrica; de prestación de servicios de asesoría y back office en materias financieras, contables, administrativas, legales, de recursos humanos, comerciales, regulatorias y otras; de prestación de servicios de Tecnologías de la Información; y de prestación de servicios de mantenimiento.

EDELNOR TRANSMISIÓN S.A.

Constitución: 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 de fecha 9 de diciembre de 2008, otorgada en la Notaría de Santiago de don 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 año 2008, y se publicó en el Diario Oficial con fecha 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.

Domicilio: Isidora Goyenechea 2800, Piso 16, Las Condes, Santiago, Chile

Objeto social: la sociedad tiene por objeto la 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.

Capital Suscrito: MUSD1.972

Capital Pagado: MUSD1.972

Participación: ENGIE Energía Chile S.A. 100%

Directorio: compuesto por los directores don Eduardo Milligan Wenzel, don Fernando Valdés Urrutia, don Carlos Arias, don Gabriel Marcuz, don Enzo Quezada Zapata y don Demián Talavera.

Gerente General: doña Rosaline Corinthien.

Porcentaje que representa la inversión en el activo de la matriz: 0.25%

Identificación de personas que ocupen cargos similares en matriz y filial: no aplica.

Relación comercial con matriz y filiales de la matriz: durante el ejercicio 2024, EECL mantuvo relaciones comerciales con Edelnor Transmisión S.A consistentes en la prestación de servicios de asesoría e ingeniería de proyectos. Se espera que en el ejercicio 2025 esta relación se mantenga estable.

Contratos relevantes: contrato de prestación de servicios de asesoría e ingeniería de proyectos.

GASODUCTO NOR ANDINO SpA.

Constitución: filial constituida por escritura pública de fecha 4 de marzo de 1997, otorgada en la Notaría de Santiago de don Leonardo Pérez Pousa. Un extracto de dicha escritura se inscribió a fojas 5.926, N°4.661 del Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago correspondiente al año 1997, y se publicó en el Diario Oficial con fecha 10 de marzo de 1997.

Razón Social: Gasoducto Nor Andino SpA.

Rol Único Tributario: 78.974.730-K

Tipo de Entidad: sociedad por acciones.

Domicilio: Isidora Goyenechea 2800, Piso 16, Las Condes, Santiago, Chile

Objeto social: la sociedad tiene por objeto el diseño, construcción, operación y explotación de un gasoducto emplazado entre la República Argentina y la República de Chile, así como en la compra, venta, importación, exportación y transporte de gas natural en la región. Además, incluye la prestación de servicios relacionados y la celebración de contratos o formación de sociedades necesarias para su actividad.

Capital Suscrito: MUSD 12.516

Capital Pagado: MUSD 12.516

Participación: ENGIE Energía Chile S.A. 100%

Administración: Recae en ENGIE Energía Chile S.A.

Porcentaje que representa la inversión en el activo de la matriz: 1.08%

Identificación de personas que ocupen cargos similares en matriz y filial: no aplica.

Relación comercial con matriz y filiales de la matriz: durante el ejercicio 2024, EECL mantuvo relaciones comerciales con Gasoducto Nor Andino SpA consistentes en la prestación de servicios de asesoría y back office en materias financieras, contables, administrativas, legales, de recursos humanos, comerciales, regulatorias y otras. Se espera que en el ejercicio 2025 esta relación se mantenga estable.

Contratos relevantes: contrato de prestación de servicios de asesoría y back office en materias financieras, contables, administrativas, legales, de recursos humanos, comerciales, regulatorias y otras.

SOLAR LOS LOROS SpA.

Constitución: filial constituida por escritura pública de fecha 31 de agosto de 2012, otorgada en la Notaría de Santiago de don Eduardo Avello Concha. Un extracto de dicha escritura se inscribió a fojas 66.137, N° 45.926, del Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago correspondiente al año 2012, y se publicó en el Diario Oficial con fecha 26 de septiembre de 2012.

Razón Social: Solar Los Loros SpA.

Rol Único Tributario: 76.247.976-1

Tipo de Entidad: sociedad por acciones

Domicilio: Isidora Goyenechea 2800, Piso 16, Las Condes, Santiago, Chile

Objeto social: la sociedad tiene por objeto la 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.

Capital Suscrito: MUSD 86.158.790,33

Capital Pagado: MUSD 86.158.790,33

Participación: ENGIE Energía Chile S.A. 100%

Administración: recae en ENGIE Energía Chile S.A.

Porcentaje que representa la inversión en el activo de la matriz: 0.76%

Identificación de personas que ocupen cargos similares en matriz y filial: no aplica.

Relación comercial con matriz y filiales de la matriz: durante el ejercicio 2024, EECL mantuvo relaciones comerciales con Solar los Loros SpA consistentes en la prestación de servicios de asesoría y back office en materias financieras, contables, administrativas, legales, recursos humanos, comerciales, regulatorias, operación y mantenimiento, y otras. Se espera que en el ejercicio 2025 esta relación se mantenga estable.

Contratos relevantes: contrato de prestación de servicios de asesoría y back office en materias financieras, contables, administrativas, legales, de recursos humanos, comerciales, regulatorias, operación y mantenimiento, y otras.

ALBA SpA

Constitución: filial constituida por escritura pública de fecha 3 de septiembre de 2010, otorgada en la Notaría de Puerto Montt de don Hernán Tike Carrasco. Un extracto de dicha escritura se inscribió a fojas 47.216, N°32.778 del Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago correspondiente al año 2010 y se publicó en el Diario Oficial con fecha 10 de septiembre de 2010.

Razón Social: Alba SpA

Rol Único Tributario: 76.114.239-9

Tipo de Entidad: sociedad por acciones

Domicilio: Isidora Goyenechea 2800, Piso 16, Las Condes, Santiago, Chile

Objeto social: la sociedad tiene por objeto la 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.

Capital Suscrito: USD 14.496.830

Capital Pagado: USD 14.496.830

Participación: ENGIE Energía Chile S.A. 100%

Administración: recae en ENGIE Energía Chile S.A.

Porcentaje que representa la inversión en el activo de la matriz: 0.30%

Identificación de personas que ocupen cargos similares en matriz y filial: no aplica.

Relación comercial con matriz y filiales de la matriz: durante el ejercicio 2024, EECL mantuvo relaciones comerciales con Alba SpA consistentes en la prestación de servicios de asesoría y back office en materias financieras, contables, administrativas, legales, de recursos humanos, comerciales, regulatorias, operación y mantenimiento y otras. Se espera que en el ejercicio 2025 esta relación se mantenga estable.

Contratos relevantes: Contrato de prestación de servicios de asesoría y back office en materias financieras, contables, administrativas, legales, de recursos humanos, comerciales, regulatorias, operación y mantenimiento y otras.

ALBA ANDES SpA

Constitución: filial constituida por escritura pública de fecha 3 de septiembre de 2010, otorgada en la Notaría de Puerto Montt de don Hernán Tike Carrasco. Un extracto de dicha escritura se inscribió a fojas 47.247, N° 32.812 del Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago correspondiente al año 2010 y se publicó en el Diario Oficial con fecha 10 de septiembre de 2010.

Razón Social: Alba Andes SpA

Rol Único Tributario: 76.114.229-1

Tipo de Entidad: sociedad por acciones

Domicilio: Isidora Goyenechea 2800, Piso 16, Las Condes, Santiago, Chile

Objeto social: la sociedad tiene por objeto la 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.

Capital Suscrito: USD 2.315.300

Capital Pagado: USD 2.315.300

Participación: ENGIE Energía Chile S.A. 100%

Administración: recae en ENGIE Energía Chile S.A.

Porcentaje que representa la inversión en el activo de la matriz: 0.23%

Identificación de personas que ocupen cargos similares en matriz y filial: no aplica.

Relación comercial con matriz y filiales de la matriz: durante el ejercicio 2024, EECL mantuvo relaciones comerciales con Alba Andes SpA consistentes en el cobro de intereses por préstamo a largo plazo.

Contratos relevantes: no aplica.

ALBA PACÍFICO SpA

Constitución: filial constituida por escritura pública de fecha 3 de septiembre de 2010, otorgada en la Notaría de Puerto Montt de don Hernán Tike Carrasco. Un extracto de dicha escritura se inscribió a fojas 47.217, N° 32.779 del Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago correspondiente al año 2010 y se publicó en el Diario Oficial con fecha 10 de septiembre de 2010.

Razón Social: Alba Pacífico SpA

Rol Único Tributario: 76.114.213-5

Tipo de Entidad: sociedad por acciones

Domicilio: Isidora Goyenechea 2800, Piso 16, Las Condes, Santiago, Chile

Objeto social: la sociedad tiene por objeto la 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.

Capital Suscrito: USD 2.315.300

Capital Pagado: USD 2.315.300

Participación: ENGIE Energía Chile S.A. 100%

Administración: recae en ENGIE Energía Chile S.A.

Porcentaje que representa la inversión en el activo de la matriz: 0.05%

Identificación de personas que ocupen cargos similares en matriz y filial: no aplica.

Relación comercial con matriz y filiales de la matriz: durante el ejercicio 2024, EECL mantuvo relaciones comerciales con Alba Pacifico SpA consistentes al cobro de intereses por préstamo a largo plazo.

Contratos relevantes: no aplica.

ENERGÍAS DE ABTAO SpA

Constitución: filial constituida por escritura pública de fecha 1 de abril de 2014, otorgada en la Notaría de Santiago de doña Olimpia Schneider Moenne- Loccoz. Un extracto de dicha escritura se inscribió a fojas 26.013, N°16.342 del Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago correspondiente al año 2014 y se publicó en el Diario Oficial con fecha 10 de abril de 2014.

Razón Social: Energías de Abtao S.A.

Rol Único Tributario: 76.376.043-K

Tipo de Entidad: sociedad por acciones

Domicilio: Isidora Goyenechea 2800, Piso 16, Las Condes, Santiago, Chile

Objeto social: la sociedad tiene por objeto la 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.

Capital Suscrito: $8.678.871.582

Capital Pagado: $8.678.871.582

Participación: ENGIE Energía Chile S.A. 100%

Administración: recae en ENGIE Engería Chile S.A.

Porcentaje que representa la inversión en el activo de la matriz: 0.21%

Identificación de personas que ocupen cargos similares en matriz y filial: no aplica.

Relación comercial con matriz y filiales de la matriz: durante el ejercicio 2024, EECL mantuvo relaciones comerciales con Energía de Abtao SpA, consistentes en la prestación de servicios de asesoría y back office en materias financieras, contables, administrativas, legales, de recursos humanos, comerciales, regulatorias, operación y mantenimiento, y otras. Se espera que en el ejercicio 2025 esta relación se mantenga estable.

Contratos relevantes: Contrato de prestación de servicios de asesoría y back office en materias financieras, contables, administrativas, legales, de recursos humanos, comerciales, regulatorias, operación y mantenimiento, y otras.

RÍO ALTO SpA

Constitución: filial constituida por escritura pública de fecha 5 de diciembre de 2011, otorgada en la Notaría de Santiago de don Fernando Célis Urrutia. Un extracto de dicha escritura se inscribió a fojas 74.071 N°54.231 del Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago correspondiente al año 2011 y se publicó en el Diario Oficial con fecha 14 de diciembre de 2011.

Razón Social: Río Alto S.A.

Rol Único Tributario: 76.213.834-4

Tipo de Entidad: sociedad por acciones

Domicilio: Isidora Goyenechea 2800, Piso 16, Las Condes, Santiago, Chile

Objeto social: la sociedad tiene por objeto la 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.

Capital Suscrito: $5.973.264.828

Capital Pagado: $5.973.264.828

Participación: ENGIE Energía Chile S.A. 100%

Administración: recae en ENGIE Engería Chile S.A.

Porcentaje que representa la inversión en el activo de la matriz: 0.33%

Identificación de personas que ocupen cargos similares en matriz y filial: no aplica.

Relación comercial con matriz y filiales de la matriz: durante el ejercicio 2024, EECL mantuvo relaciones comerciales con Río Alto SpA consistentes en la prestación de servicios de asesoría y back office en materias financieras, contables, administrativas, legales, de recursos humanos, comerciales, regulatorias, operación y mantenimiento y otras. Se espera que en el ejercicio 2025 esta relación se mantenga estable.

Contratos relevantes: contrato de prestación de servicios de asesoría y back office en materias financieras, contables, administrativas, legales, de recursos humanos, comerciales, regulatorias, operación y mantenimiento y otras.

EÓLICA ENTRE CERROS SpA

Constitución: filial constituida por escritura pública de fecha 22 de diciembre de 2022, otorgada en la Notaría de Santiago de doña María Pilar Gutiérrez Rivera. Un extracto de dicha escritura se inscribió a fojas 109.729 N° 49.037 del Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago correspondiente al año 2022 y se publicó en el Diario Oficial con fecha 6 de enero de 2022.

Razón Social: Eólica Entre Cerros SpA.

Rol Único Tributario: 77.708.483-6

Tipo de entidad: sociedad por acciones

Domicilio: Isidora Goyenechea 2800, Piso 16, Las Condes, Santiago, Chile

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.

Capital Suscrito: $832.497.878

Capital Pagado: $832.497.878

Participación: ENGIE Energía Chile S.A. 100%

Administración: recae en ENGIE Energía Chile S.A.

Porcentaje que representa la inversión en el activo de la matriz: 0.14%

Identificación de personas que ocupen cargos similares en matriz y filial: no aplica.

Relación comercial con matriz y filiales de la matriz: no aplica.

Contratos relevantes: no aplica.

II. OTRAS INVERSIONES

ENGIE Energía Chile no cuenta con inversiones que no revistan el carácter de subsidiarias o asociadas.

7.8 Hechos relevantes

Día y hora	Entidad	Materia
02/04/2024 18:59:28	ENGIE Energía Chile S.A.	Junta ordinaria de accionistas, citaciones, acuerdos y proposiciones.
17/04/2024 12:19:02	ENGIE Energía Chile S.A.	Colocación de valores en mercados internacionales y/o nacionales.
30/04/2024 16:02:11	ENGIE Energía Chile S.A.	Junta ordinaria de accionistas, citaciones, acuerdos y proposiciones.
04/05/2024 19:25:58	ENGIE Energía Chile S.A.	Suscripción o renovación de contratos.
28/08/2024 11:44:14	ENGIE Energía Chile S.A.	Otros.
30/08/2024 17:15:49	ENGIE Energía Chile S.A.	Colocación de valores en mercados internacionales y/o nacionales.
26/09/2024 15:18:06	ENGIE Energía Chile S.A.	Colocación de valores en mercados internacionales y/o nacionales.
08/10/2024 21:44:46	ENGIE Energía Chile S.A.	Suscripción o renovación de contratos Perdida de independencia de juicio de la empresa, socios o personal a cargo de auditoría.

I. RESUMEN

(i) Con fecha 2 de abril de 2024 la Sociedad informó en calidad de Hecho Esencial que el Directorio de EECCL citó a Junta Ordinaria de Accionistas a celebrarse el día 30 de abril de 2024 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 2023, 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.

(ii) Con fecha 17 de abril de 2024 la Sociedad informó en calidad de Hecho Esencial lo siguiente: (i) con la misma fecha señalada, EECL completó la emisión de bonos en los mercados internacionales por un total de USD 500.000.000 (quinientos millones de dólares de los Estados Unidos de América), conforme las normas de la Regla "144-A" y la Regulación "S" de la Ley de Valores de los Estados Unidos de América; (ii) Los bonos tienen un plazo de 10 años y una tasa de interés cupón de 6,375%, pagadera semestralmente a partir del 17 de octubre de 2024. El capital se amortizará en una sola cuota final el día 17 de abril de 2034; y (iii) Las obligaciones emanadas de los bonos no cuentan con garantías y no serán registrados ante la Securities and Exchange Commission (SEC) de los Estados Unidos de América ni ante la CMF de Chile, por lo que no serán objeto de oferta pública ni en los Estados Unidos de América ni en la República de Chile. A esta fecha no existen efectos distintos a los informados relacionados con este hecho.

(iii) Con fecha 30 de abril de 2024 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 2023; (b) Elegir como directores titulares y suplentes a las personas que se indican en el acta de la Junta Ordinaria de Accionistas; y (c) designar como empresa de auditoría externa para el ejercicio 2024 a la firma EY Servicios Profesionales de Auditoría y Asesorías SpA. En tanto, se informó que el Directorio de la Sociedad, en su sesión celebrada con la misma fecha, acordó: (a) Designar como Presidente del Directorio a don Pascal Renaud; y (b) Designar como integrantes del Comité de Directores constituido de conformidad con lo dispuesto en el artículo 50 bis de la Ley 18.046, a doña María Carolina Schmidt Zaldívar, don Cristián Eyzaguirre Johnston y doña Joanna Davidovich Gleiser, todos ellos en calidad de directores

independientes. A esta fecha no existen efectos distintos a los informados relacionados con este hecho.

(iv) Con fecha 4 de mayo de 2024 la Sociedad informó en calidad de Hecho Esencial que con fecha 3 de mayo de 2024, EECL y su filial Central Termoeléctrica Andina SpA (CTA) acordaron con su cliente Corporación Nacional del Cobre de Chile (Codelco) modificar el contrato de suministro eléctrico celebrado entre CTA y Codelco con fecha 21 de junio de 2007 (PPA), junto con el contrato de peaje de la línea que le transmite energía, con el objetivo principal de descarbonizar el suministro objeto del contrato vigente. Acordaron, entre otros, que a partir de 2026 y hasta 2032, se aplicará una nueva tarifa, desvinculando la central de generación de CTA del contrato de suministro. A esta fecha no existen efectos distintos a los informados relacionados con este hecho.

(v) Con fecha 28 de agosto de 2024 la Sociedad informó en calidad de Hecho Esencial que el Directorio de EECL, en sesión celebrada con fecha 27 de agosto de 2024 y previo pronunciamiento favorable del Comité de Directores, acordó aprobar una nueva Política de Operaciones Habituales con Partes Relacionadas de la Sociedad, de conformidad con las disposiciones contenidas en la Norma de Carácter General 501 de la Comisión para el Mercado Financiero. A esta fecha no existen efectos distintos a los informados relacionados con este hecho.

(vi) Con fecha 30 de agosto de 2024 la Sociedad informó en calidad de Hecho Esencial que, con fecha 29 de agosto del mismo año, EECL convino los términos y condiciones para la emisión y colocación de bonos en mercados internacionales, por un monto total de hasta CHF 190.000.000 (ciento noventa millones de francos suizos), los que fueron colocados el día 26 de septiembre de 2024, conforme a las normas del artículo 51(2) de la Swiss Financial Services Act de fecha 15 de junio de 2018 "FinSA".

(vii) Con fecha 26 de septiembre de 2024 la Sociedad informó en calidad de Hecho Esencial que, de conformidad con la información remitida a la CMF mediante Hecho Esencial de fecha 30 de agosto de 2024, con fecha 26 de septiembre de 2024, la Sociedad efectuó una emisión y colocación de bonos en mercados internacionales, por un monto total de CHF 190.000.000 (ciento noventa millones de francos suizos), conforme a las normas del artículo 51(2) de la Swiss Financial Services Act de fecha 15 de junio de 2018 "FinSA". Los bonos contemplan un plazo de 5 años y una tasa de interés anual de 2.1275%. Los fondos provenientes de la colocación se destinarán, en todo o parte, al financiamiento o refinanciamiento de proyectos elegibles según estos se definen en el Green Financing Framework de ENGIE S.A. Los referidos instrumentos no serán registrados en el Registro de Valores a cargo de la CMF. A esta fecha no existen efectos distintos a los informados relacionados con este hecho.

(viii) Con fecha 8 de octubre de 2024 la Sociedad informó en calidad de Hecho Esencial que, con fecha 7 de octubre de 2024, EECL 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.

7.9 Comentarios de Accionistas y del Comité de Directores

Durante el ejercicio 2024 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:

(i) Aprobar la memoria del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2024, 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.

(ii) Designar como empresa de auditoría externa para el ejercicio 2025 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.

(iii) Designar como clasificadoras privadas de riesgo para el ejercicio 2025 a las firmas "Feller Rate Clasificadora de Riesgo Ltda." y "Fitch Chile Clasificadora de Riesgo Ltda".

7.10 Informe del Comité de Directores

I. OBJETO DEL PRESENTE INFORME

Por el presente instrumento, el Comité de Directores de ENGIE ENERGÍA CHILE S.A. (en adelante "EECL" o la "Sociedad"), en cumplimiento de lo dispuesto en el N° 5 del inciso octavo del artículo 50 bis de la Ley N° 18.046, presenta el informe anual de su gestión durante el año 2024, el cual fue aprobado por el Comité en su reunión celebrada con fecha 25 de marzo de 2025.

Este informe trata, en particular, las siguientes materias:

(1) Un resumen de las actividades más relevantes desarrolladas por el Comité durante el período objeto de este informe;

(2) Las operaciones con partes relacionadas examinadas durante el ejercicio 2024;

(3) La aprobación de la nueva Política de habitualidad de operaciones con partes relacionadas de la Sociedad;

(4) Los gastos en que la Sociedad incurrió por cuenta del Comité; y

(5) Las recomendaciones a los accionistas que formula el Comité.

II. ACTIVIDADES REALIZADAS POR EL COMITÉ DE DIRECTORES DURANTE EL AÑO 2024

Durante el año 2024 el Comité de Directores se reunió regularmente y, haciendo uso de sus facultades y cumpliendo con sus deberes legales, de conformidad a 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 2024.

(2) Se reunió 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) Durante los meses de julio y agosto de 2024, el Comité participó activamente en el proceso de actualización del nuevo Modelo de Prevención de Delitos de la Sociedad. En este contexto, se realizaron reuniones de trabajo con el equipo interno y se coordinó directamente con el estudio Prieto Abogados, en calidad de consultor externo. Asimismo, se revisó y discutió la nueva Matriz de Riesgos de Comisión de Delitos, respecto de la cual el Comité solicitó considerar riesgos reputacionales, y adicionalmente se analizó el contenido del nuevo Modelo de Prevención de Delitos 2024. En este mismo periodo, se propuso y acordó la designación de don Fernando Valdés Urrutia como Sujeto Responsable del modelo, con las atribuciones y recursos necesarios para el ejercicio de sus funciones.

(6) Examinó los antecedentes de las órdenes de trabajo emitidas por la Sociedad con cargo a los contratos marco vigentes con empresas relacionadas.

(7) Tomó conocimiento de las operaciones con partes relacionadas aprobadas de manera genérica por el Directorio de la Sociedad en la Política de Habitualidad de operaciones con partes relacionadas, conforme a lo establecido en el literal b) del artículo 147 de la Ley 18.046 y el artículo 171 del Reglamento de Sociedades Anónimas.

(8) Examinó los antecedentes relativos a las operaciones con partes relacionadas que se detallan en el punto siguiente.

IV. OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS.

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 50 bis de la Ley N° 18.046, durante el año 2024 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 ajustados a condiciones de equidad similares a las que habitualmente prevalecen en el mercado:

(1) Modificación del contrato de ingeniería de contraparte con Tractebel para incluir horas adicionales en la revisión de la ingeniería del proyecto eólico Lomas de Taltal.

(2) Contrato marco con Consultora y Asesorías Plataforma Dinámica SpA para el apoyo en el diseño, creación de contenidos e implementación de la estrategia de Transición Justa en Mejillones, en la estrategia de vinculación social y comunitaria de EECL, y en la estrategia de vinculación política de la Sociedad.

(3) Convenio con Electrabel Corporate HQ Benelux en virtud del cual ésta proporcionará a la Sociedad, en calidad de préstamo, 3L-Rings para la turbina a gas de la unidad CTM3, con un valor de internación de € 77.571.

(4) Convenio con ENGIE Lab para implementar plan piloto de 22 robots autónomos de limpieza –BOSON OPUS G2- en distintos sitios del parque fotovoltaico Pampa Camarones.

(5) Comprar gas natural licuado (GNL) a ENGIE Energy Marketing Singapore por la cantidad de hasta 1,7 TBtu, en el precio máximo de hasta US$ 10,5 por millón de Btu; así como comprar y adquirir derechos adicionales de descarga, almacenamiento y regasificación de GNL en el terminal regasificador de GNLM, bajo el esquema previsto en el TUA, por las cantidades requeridas para el GNL a ser suministrado por ENGIE Energy Marketing Singapore.

(6) Contrato con Tractebel para la prestación del servicio de ingeniería de contraparte para la implementación de distintos proyectos renovables (diez) a ejecutar por EECL, por un monto aproximado de MUS$ 23, incorporando a dicho servicio las actividades necesarias para concluir la ingeniería contraparte del contrato de suministro de turbinas eólicas del proyecto Parque Eólico Lomas de Taltal.

(7) Contratar a ENGIE China para la prestación del servicio de inspección en fábrica del proceso de fabricación

y FAT de los componentes de los aerogeneradores provistos por el contratista Goldwind para el proyecto Parque Eólico Lomas de Taltal.

(8) Contratar a ENGIE Information et Technologies para el otorgamiento de licencias del software Darwin el procesamiento y análisis de proyectos solares y eólicos, por un monto total de MUS$ 546 (pagos trimestrales) y con una duración de tres años (con renovación automática hasta cumplirse dicho plazo).

(9) Adjudicar a ENGIE Lab el contrato para el servicio de monitoreo de trasformadores de poder y asesoría técnica para el diagnóstico de su condición de salud, además de disponer de una asesoría técnica especializada y con la opción de comprar equipos de monitoreo.

(10) Contratar con ENGIE Infomation et Technologies para la contratación de la herramienta RaptorMaps, para analizar el estado de los paneles solares, por un plazo de 3 años con renovación automáticas.

(11) Actualizar la estrategia de cobertura de riesgo por la posición larga de EECL respecto del indicador Henry Hub, mediante la contratación de swaps para el año 2024 por el equivalente de hasta 9,5 TBtu de gas, con diversas entidades prestadoras de estos servicios financieros, incluyendo JP Morgan, BNP Paribas y la sociedad relacionada ENGIE Energy Marketing North America.

(12) Contratar con ENGIE Infomation et Technologies el software de proyectos en construcción Procore, para seguimiento de proyectos de generación renovable en construcción, por un plazo de 3 años con renovación automática durante 2024-2026.

(13) Contratar con ENGIE Lab para la contratación de diversos servicios en el proyecto BESS Lile Mejillones. Los referidos servicios incluyen la redacción de las Especificaciones Técnicas para el BESS que formará parte del archivo de Solicitud de Cotizaciones; la elaboración de una plantilla para comparar las órdenes recibidas de los proveedores de BESS; la revisión y comparación de las ofertas recibidas; el envío de un Q&A a cada uno de los proveedores después de la primera revisión; y realizar una primera ronda de aclaraciones con cada proveedor de BESS.

(14) Contratar con ENGIE Lab para la contratación de un servicio de monitoreo de las vibraciones de la turbina vapor CTM3 hasta diciembre de 2024. El servicio considera un soporte remoto para asegurar la correcta instalación del LVMS y garantizar su correcta operación y envío de datos remoto. Además, incluye el seguimiento del comportamiento vibracional durante 6 meses, soporte remoto con respecto al análisis de vibraciones, reportes mensuales con las conclusiones del análisis y, en caso de ser necesario, una línea de emergencia disponible las 24 horas del día. El contrato se llevaría a cabo durante agosto de 2024.

(15) Contratar con ENGIE Lab para la extensión del servicio de monitoreo de las vibraciones de turbina vapor CTM3 por medio de análisis mensuales de la data de vibraciones. El servicio considera, además del informe mensual, respaldo mensual de datos, disponibilidad de línea de ayuda las 24 horas al día, y alquiler mensual de LVMS. El contrato contempla la extensión de los servicios por 6 meses, desde julio a diciembre de 2024.

(16) Contratar con ENGIE Lab para la redacción de un informe y carta ejecutiva consolidando los eventos de CTM3.

(17) Contratar con ENGIE Lab para la prestación de los servicios de evaluación y limpieza anual de catalizadores SCR de la unidad IEM.

(18) Contratar con ENGIE Lab la prestación del servicio de evaluación del generador eléctrico de la unidad 15, incluyendo realizado de inspección y pruebas eléctricas.

(19) Contratar con ENGIE Renouvelables SAS para la prestación por ésta de los servicios de Global Industrial Platform ("GIP"), cuyo objetivo es disponer de una plataforma para mejorar el rendimiento y la competitividad en el desarrollo, implementación, construcción y operación de proyectos renovables, conforme a estándares internacionales propios de mercados en los cuales participa el Grupo ENGIE, para los periodos anuales 2024 y 2025.

(20) Aumentar el valor total del contrato marco en US 800.000 y renovar por el plazo de 2 años contados desde el 1 de enero de 2025 y hasta el 31 de diciembre de 2026, el contrato marco vigente con ENGIE Lab para el soporte en servicios de asesoría experta de EECL.

(21) Aumentar el valor total del contrato marco vigente con Tractebel para el soporte en servicios de ingeniería denominado servicios tipo 1, 2 y 3, en las condiciones propuestas, incrementando dicho valor total en US$ 2.200.000 y manteniendo la vigencia del mismo hasta el 31 de diciembre de 2026.

(22) Contratar con Tractebel para la prestación del servicio de ingeniería de contraparte (ICP) para aerogeneradores en los proyectos eólicos Pemuco y Pampa Fidelia. El servicio consiste en la revisión de planos y documentación técnica de Goldwind durante la etapa de ingeniería de detalles y construcción de los parques eólicos mencionados.

VI. POLÍTICA DE HABITUALIDAD DE OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS.

El Comité de Directores manifestó su opinión favorable respecto de la aprobación de la nueva Política de Operaciones Habituales con Partes Relacionadas de la Sociedad, conforme a los requerimientos contenidos en la Norma de Carácter General 501 de la Comisión para el Mercado Financiero. Esta aprobación se fundamentó en las consideraciones que se indican en la misma Política, las cuales justifican su implementación y respaldan el carácter ordinario y recurrente de las operaciones incluidas en ella.

Asimismo, el Comité manifestó su conformidad con la propuesta de autorizar en forma genérica la ejecución de las operaciones con partes relacionadas comprendidas en los literales a), b) y c) del artículo 147 de la Ley 18.046 sobre Sociedad Anónimas. En particular, respecto de las operaciones comprendidas en el literal a), esto es, "aquellas operaciones que no sean de monto relevante", el Comité manifestó su opinión favorable respecto a aumentar al equivalente de US$ 80.000 el valor global de los actos o contratos que podrán realizarse o celebrarse dentro de cada mes calendario, sin que sea necesario un pronunciamiento específico del Directorio sobre dichas operaciones.

VI. USO DE PRESUPUESTO DE GASTOS.

En relación con el presupuesto de gastos de funcionamiento del Comité aprobado por la Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad celebrada el 30 de abril de 2024 por la cantidad de 5.000 UF, el Comité de Directores durante el período 2024 no realizó gastos con cargo a dicho presupuesto.

VII. RECOMENDACIONES A LOS ACCIONISTAS.

En cumplimiento de lo dispuesto en los números 1) y 2) del inciso octavo del artículo 50 bis de la Ley N° 18.046, el Comité de Directores formula las siguientes recomendaciones a los accionistas:

(1) Aprobar la memoria del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2024, 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 2025 a EY Servicios Profesionales de Auditoría y Asesorías SpA (EY);

(3) Designar como clasificadoras privadas de riesgo para el ejercicio 2025 a "Feller Rate Clasificadora de Riesgo Ltda." y "Fitch Chile Clasificadora de Riesgo Ltda".

METODOLOGÍA, ÍNDICES Y ANEXOS

222
8.1 Metodología

242
8.3 Índice Estándar SASB

228
8.2 Índice NCG 461/ 519

245
8.4 Índice GRI

8.1 Metodología

SOBRE ESTA MEMORIA

ENGIE Energía Chile S.A. presenta su memoria integrada para el período que va desde 1 deenero al 31 de diciembre de 2024.

Su elaboración cumple con los requerimientos establecidos por la Comisión para el Mercado Financiero en la Norma de Carácter General N°519 (que actualizó a la NCG 461). Responde al estándar SASB (Sustainability Accounting Standards Board) para Compañías Eléctricas y Generadores Eléctricos y considera el estándar GRI (Global Reporting Initiative) del año 2021.

Como parte del proceso, se realizó un amplio levantamiento de información y una consulta a los grupos de interés. Los contenidos abordados en este documento fueron validados con los responsables de las áreas especialistas, gerentes corporativos y el Directorio de ENGIE Energía Chile S.A.

En cuanto a su verificación, en el marco de la nueva Directiva de la Unión Europea sobre Informes de Sostenibilidad Corporativa (CSRD), se le exige a las organizaciones una verificación limitada para sus Indicadores Clave de Desempeño (KPIs). En este contexto, todos los KPIs chilenos incluidos en esta memoria, son parte del informe global de CSRD Grupo ENGIE, que han sido sometidos a un proceso de auditoría externa, gestionado de manera centralizada desde la sede del Grupo.

ASUNTOS MATERIALES

Los temas materiales de una organización son los impactos más significativos que esta genera o podría generar sobre la economía, el medio ambiente o las personas, incluyendo los efectos sobre los derechos humanos. Estos impactos, a su vez, pueden ser reflejar la contribución de la compañía contribución, de manera negativa o positiva, al desarrollo sostenible.

ENGIE Energía Chile S.A., en línea con las mejores prácticas y tendencias actuales, adoptó un enfoque de Doble Materialidad, que contempla el cruce de la materialidad de impacto y la materialidad financiera. Así, un asunto de sostenibilidad cumple los criterios de doble materialidad si es material desde la perspectiva del impacto, desde la perspectiva financiera o desde ambas.

Para garantizar que su memoria integrada cumpla con el objetivo de ENGIE Energía Chile S.A., de elaborar un documento que responda las inquietudes de todos sus grupos de interés, el proceso de materialidad consideró una consulta de alto alcance. Esta permitió identificar los requerimientos prioritarios de información de sus stakeholders.

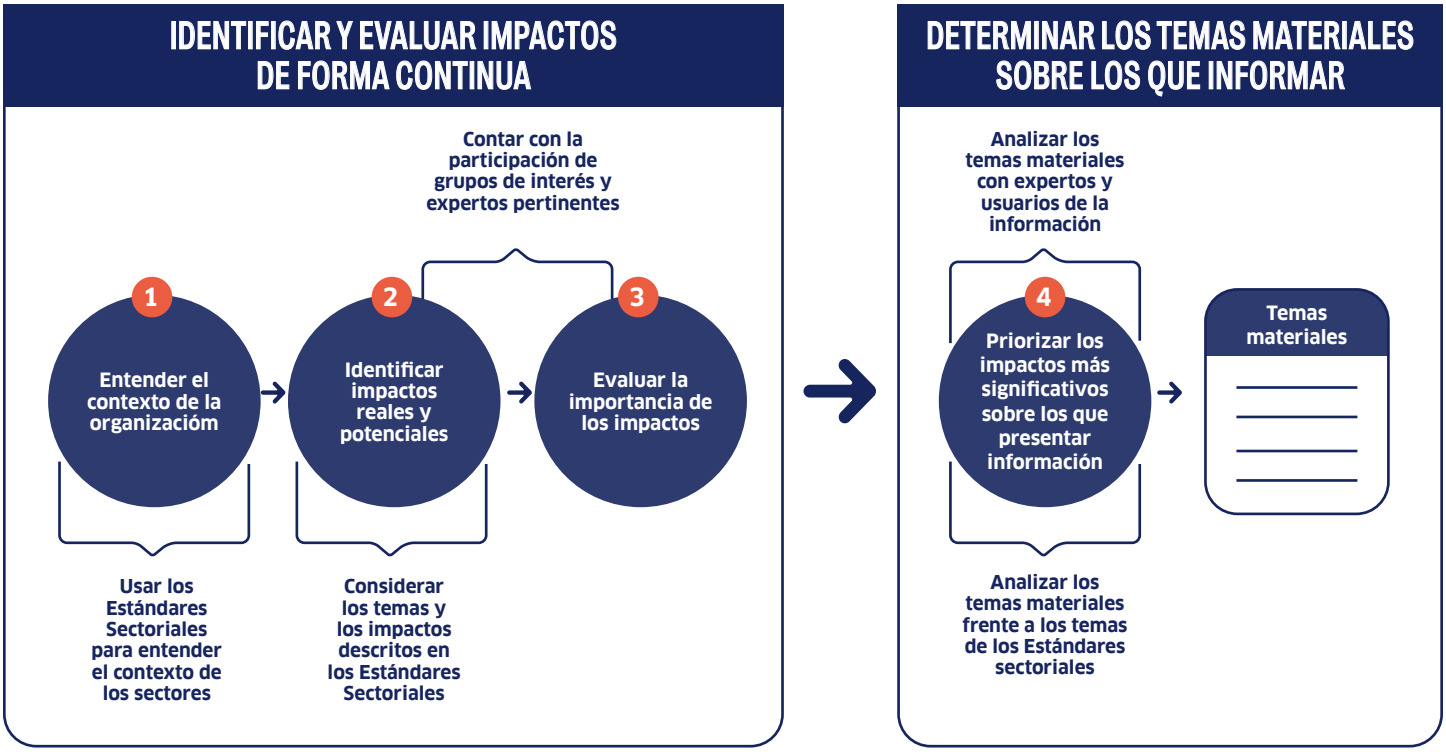
Además, se llevó a cabo un análisis del contexto de sostenibilidad, el cual abarca factores económicos, sociales, ambientales y de gobernanza que influyen en la operación de la compañía y en la generación de valor a largo plazo. Como parte de este análisis, también se identificaron aquellas temáticas contingentes surgidas en el entorno de la industria.

Asimismo, se realizó una revisión de las fuentes de información secundarias y se tomaron en cuenta los requerimientos de información establecidos por el SASB (Sustainability Accounting Standards Board) para Compañías Eléctricas y Generadores Eléctricos, y que las sociedades anónimas deben reportar; y por el TCFD (Task Force on Climate-Related Financial Disclosures).

IDENTIFICACIÓN DE ASUNTOS MATERIALES

Proceso de materialidad

La identificación de los temas materiales reportados en esta Memoria Integrada se llevó a cabo siguiendo un procedimiento de cinco etapas, alineado con los Estándares GRI. Este proceso incluyó un exhaustivo levantamiento de información tanto secundaria como primaria, con la participación de los grupos de interés.



Gracias a este enfoque, fue posible identificar los impactos positivos y negativos, tanto potenciales como reales para el negocio y sus partes interesadas. A continuación, se describen las etapas del proceso:

Etapa 1: Entender el contexto de la organización

Revisión de las características de la organización y el contexto de sostenibilidad, que contempló:

- Revisión de documentos corporativos, incluyendo la Memoria Integrada 2023 de la Compañía y del Grupo ENGIE, así como nuevas políticas corporativas implementadas o actualizadas en 2024.
- Benchmark de los reportes de sostenibilidad y memorias integradas elaborados por otros actores relevantes de la industria, con el objetivo de identificar estrategias, prioridades, modelos y principales acciones en materia de sostenibilidad.
- Normativas y regulaciones aplicables a la actividad de ENGIE Energía Chile S.A.
- Análisis de la cobertura de prensa y de las redes sociales ENGIE Energía Chile S.A. y de la industria, para identificar las principales preocupaciones que estuvieron presentes en la agenda pública.

Etapa 2: Identificar los impactos significativos, reales y potenciales, negativos y positivos.

En este proceso, de distinguieron los impactos negativos y positivos, reales y potenciales tomando como referencias la materialidad que entrega el Estándar SABS para Compañías Eléctricas y Generadores Eléctricos. La materialidad del Grupo ENGIE, que a partir de 2024 comenzó a reportar de acuerdo a los nuevos indicadores CSRD incorporados por la nueva Directiva de la Unión Europea para las memorias financieras.

También, tomamos como referencia los Estándares GRI, en particular, los impactos que presenta el estándar temático GRI 11 Sector Petróleo y Gas, dado que el gas es un combustible utilizado por la compañía.

Etapa 3: Evaluar la importancia de los impactos

Una vez identificados los impactos, estos fueron sometieron a una preselección siguiendo los criterios sugeridos por los Estándares del GRI. En esta línea, los impactos negativos fueron evaluados de acuerdo con los criterios de gravedad, alcance, cualidad (reparable o irreparable) y probabilidad; mientras que los impactos positivos, según relevancia, alcance y probabilidad.

De este proceso surgió una lista reducida de 31 impactos, los que en su totalidad ya son gestionados e informados por ENGIE Energía Chile S.A., debido a que responden a los requerimientos de información solicitados tanto por la normativa de la CMF como a otros compromisos asumidos por Compañía.

Etapa 4: Priorizar los temas materiales

La lista preseleccionada – lista reducida- se sometió a la opinión de los grupos de interés a través de una encuesta que se aplicó mediante entrevistas presenciales y cuestionario digital.

Para indagar en la materialidad de impacto, se consultó a miembros y representantes de las comunidades cercanas a donde ENGIE Energía Chile S.A., y sus proveedores de las distintas categorías desarrollan su actividad.

La materialidad financiera, por otro lado, se abordó con los directores de la empresa, sus principales ejecutivos, y analistas financieros que hacen un seguimiento acabado de la gestión de la Compañía.

Es importante mencionar, además, que los resultados del análisis de materialidad también se incorporan a los procesos de gestión de riesgos de la Compañía. Se realizó un análisis de si los temas materiales identificados y validados estaban cubiertos por los diferentes tipos de riesgos que la Compañía había identificado y estaba gestionando previamente, con el fin de detectar posibles brechas.

Se adjunta tabla.

ITEM	MATERIALIDAD DE IMPACTO			MATERIALIDAD FINANCIERA			GESTIÓN
	Impacto	Negativo / Positivo	Real / Potencial	Impacto	Negativo / Positivo	Real / Potencial	
CONDUCTA Y ÉTICA EMPRESARIAL RESPONSABLE							
Evaluación de proyectos con criterios sociales y ambientales en etapas tempranas.	La evaluación de proyectos con criterios ESG está alineado con objetivos de la empresa, de insertarse como un vecino corporativo con legimitidad para operar.	Positivo +	Real	La evaluación de proyectos con criterios ESG favorece la instalación de proyectos y reduce los riesgos de problemas con la comunidad, principalmente, para una empresa como ENGIE que está expandiendo sus activos de generación de renovables, transmisión y sistemas BESS	Positivo +	Real	Cuenta con una gerencia de Sostenibilidad y Comunidades, que cuenta con un modelo de aproximación tempranana al territorio, asesora a las gerencias en todas las etapas de gestación del proyectos, Cuenta con equipos que trabajan en terreno que cubren todas las comunas donde la empresa tiene operaciones.
Estrategia de negocios que incluya la gestión de los aspectos sociales, ambientales y de gobernanza (ESG), que son monitoreados desde Balanced Scorecard.	Las estrategias de negocio que integran la gestión de aspectos ESG (ambientales, sociales y gobernanza) –incluyendo gobierno corporativo, transparencia, manejo de conflictos de interés, protección de los intereses de todos los accionistas y cumplimiento legal– contribuyen a crear un relaciones de confianza con sus los grupos de interés y a promover la sostenbilidad (ODS 16)	Positivo +	Real	La gestión de los aspectos ESG desde la estrategia de negocios, facilita la comprension de cómo una organización integra la gestión de los impactos en la economía, el medio ambiente y las personas, en su estrategia y en sus operaciones.	Positivo +	Real	ENGIE cuenta con indicadores y metas ESG, incorporadas en los procesos y a los cuales se les hace seguimiento desde el Balanced Scorecard. Adicionalmente, tiene compromisos formales en materias ESG asociados a operaciones crediticias y colocación de bonos. En 2024, creó el rol de Country Chief Sustainbility Officer con reporte al CFO.
Cultura de cumplimiento	Eventos vinculados a incumplimientos normativos, como la Ley de Responsabilidad Penal y la nueva Ley de Delitos Económicos, asociados cohecho, corrupción, lavado de activos, entre otros, pueden ocasionar un grave daño reputacional, generar un quiebre de confianza con autoridades, vecinos y afectar el compromiso de los trabajadores.	Negativo −	Potencial	Los incumplimientos normativos pueden tener como resultado graves y cuantiosas multas, sanciones, gastos en asesorías legales, que pueden ocasionar impactos negativos en los resultados, percepción de riesgo de las clasis	Negativo −	Potencial	Para velar por el cumplimiento ENGIE cuenta con una gerencia dedicada a la gobernanza del cumplimiento y de la ética corporativa, Modelo de Prevención del Delito, Manual de Libre Competencia, Codigo de ética y Conducta en los Negocios junto a políticas y prácticas que buscan fomentar una cultura de cumplimiento. Cuenta con canales de denuncia, capacitación permanente a los trabajadores internos, charlas a los proveedores y contratistas, procesos de debida diligencia entre otros.
CADENA DE VALOR SOSTENIBLE							
Evaluación Proveedores con Criterios ESG **Procesos de debida diligencia en DDHH, ética y cumplimiento**	A través de sus prácticas de abastecimiento las organizaciones pueden aportar al desarrollo sostenible de los proveedores a través de politicas pago oportunos o a tiempo y la promoción de practicas sociales y ambientales.	Positivo +	REAL	Las empresas que gestionan su cadena de valor de manera responsable pueden reducir costes, anticipar riesgos y mejorar la calidad de productos y servicios. La gestión responsable de la cadena de suministro ya es un enfoque prioritario para muchas empresas. La falta de una gestión adecuada de los riesgos medioambientales puede repercutir en gastos considerables. "	Positivo +	REAL	La Compañía cuenta con una Estrategia de Abastecimiento Sostenibleuna desde donde emergen iniciativas de capacitación, traspaso de buenas prácticas, entre otras. Además, utiliza la plataforma de ECOVADIS, para evaluar a los prestadores de servicios e insumos, en los ámbitos de Medio ambiente, Prácticas laborales y Derechos Humanos, Ética y Compras sostenibles. En 2024, avanzó en integrar a sus proveedores principales en su objetivo de lograr su meta Neto Cero para 2045. Adicionalmente tiene proceso de debida diligencia.

ITEM	MATERIALIDAD DE IMPACTO			MATERIALIDAD FINANCIERA			GESTIÓN
	Impacto	Negativo / Positivo	Real / Potencial	Impacto	Negativo / Positivo	Real / Potencial	
TRANSICIÓN ENERGÉTICA							
Expansión de la capacidad instalada en energías renovables **Sistema de almacenamiento de energía** **Descarbonización de los procesos de productivos propios y de sus clientes.**	La transicion energética genera impactos positivos al medio ambiente al incorporar energías limpias en los procesos productivos y con ello contribuir a la mitigacion de los efectos del cambio climático. Considerando la inestabilidad de la generación renovable, los sistemas de almancenamiento son fundamentales para seguridad del sistemas eléctrico y su continuidad operacional.	Positivo	REAL	Las compañías de servicios eléctricos podrían tener que hacer frente a importantes gastos de explotación e inversiones de capital para mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero a medida que las normas medioambientales se vuelven cada vez más estrictas. Si bien muchos de estos costes pueden trasladarse a los clientes de una compañía de servicios públicos, puede que algunos generadores de energía. (SASB)especialmente en los mercados desregulados, no sean capaces de recuperar estos costes.	Positivo	REAL	La Compañía tiene un plan de inversiones para contar con una capacidad instalada de 3,5 GW al 2027. Asumió el desafío de liderar la Transición Energética con el desarollo de soluciones innovadoras, integradas y flexibles, de bajo carbono, seguras y asequibles. En las energías renovables, el gas y los sistemas de almacenamiento (BESS) de energía, juegan un rol fundamental.
Planes de reinserción laboral y condiciones de salida atractivas para trabajadores de las centrales térmicas cerradas.	La transición puede afectar al empleo. Los trabajadores pueden enfrentarse a otros impactos potenciales relacionados con la empleabilidad, la adquisición de nuevas competencias y las oportunidades deseables para su reinserción laboral. El cierre de operaciones sin unas previsiones adecuadas para el desmantelamiento y la rehabilitación también puede convertirlas en una carga económica para gobiernos y comunidades locales. (GRI 11)	Negativo	REAL		Negativo	REAL	Conscientes de los impactos sociales del cierre de nuestras unidades ofrece planes de reconversión laboral y de salida a sus empleados tempranamente convocamos a un proceso.
SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO							
Accidentes laborales	Pueden afectar la salud física y mental de los trabajadores afectados, de sus familias y de sus compañeros de trabajo. Pueden ocasionar un grave daño reputacional y de percepción de las autoridades y de sus grupos de interés externos.	Negativo	Real	La naturaleza del sector (necesario para la vida y las economías modernas, así como un monopolio habitualmente admitido por la sociedad) significa que las actuaciones de las compañías del sector se someten a un importante escrutinio público y reglamentario. Las compañías deberán mantener una cultura de la seguridad para garantizar unas condiciones de trabajo adecuadas para sus trabajadores, garantizar una fuerte productividad operativa, defender opiniones positivas desde la perspectiva de los reguladores y gestionar los posibles riesgos de las sanciones reglamentarias.	Negativo	Real	La compañía cuenta con un Sistema Integrado de Gestión de Salud y Seguridad en el Trabajo (+Simple), que conlleva la gestión de las normas ISO 9001, ISO 14001, ISO 45001, ISO 55001 , ISO 27001 e ISO 37001. La gerencia de Seguridad Laboral, que reporta directamente a la CEO, debe cumplir con un plan de acción anual y metas e indicadores de gestión que se monitorea desde Balance Scorecard
PROMOCIÓN DEL DESARROLLO LOCAL							
Aporte al desarrollo de la economía local y fomento del emprendimiento especialmente en comunas impactadas por el cierre de centrales a carbón.	Las empresas pueden compensar los impactos que genera su operación a través de iniciativas y programas para fomentar la calidad de v	Positivo	Real	La aprobación social de las comunidades en los territorios donde se emplazan las operaciones es fundamental para desarrollarlas sin conflictos sociales.	Positivo		Desde la gerencia de Sostenibilidad y Comunidades, la empresa desarrolla una serie de iniciativas y programas formales para impulsar una mejor calidad para las comunidades aledañas a sus operaciones. Entre ellos, Fondos Concursales, Mesas de Trabajo, entre otros.

ITEM	MATERIALIDAD DE IMPACTO			MATERIALIDAD FINANCIERA			GESTIÓN
	Impacto	Negativo / Positivo	Real / Potencial	Impacto	Negativo / Positivo	Real / Potencial	
CONDICIONES LABORALES BASADAS EN LA EQUIDAD, NO DISCRIMINACIÓN Y DIVERSIDAD							
Condiciones laborales que consideren compensaciones y beneficios competitivos a nivel de mercado, programas de conciliación laboral-personal y flexibilidad laboral.	Las condiciones laborales competitivas, contribuyen a generar climas laborales amables, a la atracción y retención del talento clave y diverso.	Positivo	Real	El desarrollo de las personas es un imperativo para el negocio y para seguir construyendo una organización más fuerte, integradora, eficiente y resiliente.	Positivo		La Compañía cuenta con una estrategias de desarrollo de personas que incluyen la movilidad interna, capacitación de líderes, diversidad para fomentar la participación de las mujeres en todos los roles y áreas operativas, modelo de compensación libres de sesgos, sistemas de beneficios y conciliación.
USO RESPONSABLE DEL AGUA							
Afectación al agua por fallas en los sistemas de control de los vertidos.	Producen un grave daño al medio ambiente, agravando la situación de sequía que enfrenta el país.	Negativo	Real	El sector se enfrenta a crecientes riesgos de suministro y de incumplimiento de la normativa relacionados con el agua, lo que puede requerir inversiones de capital en tecnología o incluso generar activos inmovilizados. A medida que los suministros de agua se reducen en muchas regiones (y la generación de electricidad, la agricultura y el uso comunitario competirán por el suministro de agua en el próximo decenio) puede que las centrales eléctricas sean cada vez más incapaces de funcionar a plena capacidad, o de no hacerlo en absoluto, debido a las limitaciones hídricas específicas de cada región	Negativo	Real	La Compañía cuenta sistemas de monitoreo para los vertidos de agua que extrae desde el mar para sus procesos de enfriamiento. Adicionalmente, cuenta con planes de seguimiento de especies marinas que pueden verse afectadas por sus sistemas de extracción.
GESTIÓN DE LA BIODIVERSIDAD							
Afectación a los ecosistemas por operaciones ubicadas dentro de o junto a zonas protegidas de alto valor por su biodiversidad o por presencia de especies en peligro de extinción.	Producen un grave daño al equilibrio de los ecosistemas.	Negativo	Real	Puede tener como resultado incumplimiento normativos, multas y sanciones, que hoy están recogidas en la nueva Ley de Delitos Económicos.	Negativo	Real	La empresa gestiona su impactos a la biodiversidad a traves de planes de monitoreo y seguimiento en sus operaciones renovables y está expandiendolos a sus operaciones térmicas.
ADAPTACIÓN AL CLIMA, RESILIENCIA Y TRANSICIÓN							
Estrategias de adaptación que aborden las implicaciones financieras y otros riesgos y oportunidades relacionados con el cambio climático	El cambio climático también es una de las mayores amenazas para la estabilidad económica. .Banco Mundial advierte: si no adoptamos medidas de carácter urgente los impactos del cambio climático podrían empujar a la pobreza a 100 millones de personas más en 2030. Estrategias de adaptación al cambio climático puede generar empleos, mejorar el acceso a viviendas y servicios de energía, y estimular el crecimiento económico, entre otros aspectos.	Positivo	Real	"La adaptación al cambio climático podría ser una oportunidad para la financiación sostenible desde el sector privado si se dan las condiciones. "	Positivo	Real	La Compañía en 2024 está enfocada en el diseño. de una Estrategia de Adaptación Climática para fortalecer la continuidad operacional de sus servicios, así como la capacidad de responder a suscompromisos y contratos a largo plazo.

8.2 Índice NCG 461/ 519

TEMAS	SUBTEMA	COMENTARIOS	PÁGINAS
1. Índice de Contenidos			9
2. Perfil de la Entidad	**2.1. Misión, visión, propósito y valores**		147
	2.2 Información histórica		23-24
	2.3 Propiedad		
	2.3.1 Situación de control	Capítulo 7 Antecedentes Legales	192
	2.3.2 Cambios importantes en la propiedad o control	Capítulo 7 Antecedentes Legales	193
	2.3.3 Identificación de socios o accionistas mayoritarios	Capítulo 7 Antecedentes Legales	193
	2.3.4 Acciones, sus características y derechos	Capítulo 7 Antecedentes Legales	195
	2.3.5 Otros valores	Capítulo 7 Antecedentes Legales	196
3. Gobierno Corporativo	**3.1 Marco de Gobernanza**		
	i. Buen funcionamiento del gobierno corporativo	Capítulo 6. Gobernanza// 6.1 Gobierno Corporativo	147 a 153
	ii. Enfoque de sostenibilidad estratégico	Capítulo 2 Estrategia// 2.3 Sostenibilidad en la Estrategia	50
	iii. Detección y prevención de conflictos de interés	Capítulo 6. Gobernanza// 6.1 Gobierno Corporativo	149
	iv. Identificación y relación con grupos de interés	Capítulo 2 Estrategia// 2.3 Sostenibilidad en la Estrategia	52 a 53
	v. Promoción e innovación de I+D	Capítulo 6. Gobernanza// 6.1 Gobierno Corporativo	149
	vi. Detección y reducción de barreras de diversidad e inclusión	Capítulo 6. Gobernanza// 6.1 Gobierno Corporativo	148
	vii. Preservación de la diversidad en la organización	Capítulo 6. Gobernanza// 6.1 Gobierno Corporativo	
	3.1.2.Organigrama	Capítulo 6. Gobernanza// 6.1 Gobierno Corporativo	154
	3.2 Directorio		
	3.2.i Identificación del Directorio	Capítulo 6. Gobernanza// 6.1 Gobierno Corporativo	156
	3.2.ii. Ingresos de sus miembros	Capítulo 6. Gobernanza// 6.1 Gobierno Corporativo	161
	3.2.iii Política de contratación de asesorías	Capítulo 6. Gobernanza// 6.1 Gobierno Corporativo	158
	3.2.iv. Matriz	Capítulo 6. Gobernanza// 6.1 Gobierno Corporativo	157
	3.2.v. Inducción	Capítulo 6. Gobernanza// 6.1 Gobierno Corporativo	158
	3.2.vi. Reunión con unidades de gestión de riesgo	Capítulo 6. Gobernanza// 6.1 Gobierno Corporativo	160
	3.2.vii. Información sobre asuntos ambientales y sociales	Capítulo 6. Gobernanza// 6.1 Gobierno Corporativo	159-160
	3.2.viii Visitas a terreno	Capítulo 6. Gobernanza// 6.1 Gobierno Corporativo	158
	3.2.ix.Evaluación de desempeño	Capítulo 6. Gobernanza// 6.1 Gobierno Corporativo	158
	3.2.x. Número de reuniones (número de sesiones mínimas que de asistir el directorio)	Capítulo 6. Gobernanza// 6.1 Gobierno Corporativo	158
	3.2.xi.Situaciones de crisis	Capítulo 6. Gobernanza// 6.1 Gobierno Corporativo	158
	3.2.xii.Acceso a información remota	Capítulo 6. Gobernanza// 6.1 Gobierno Corporativo	158
	3.2.xiii Conformación del Directorio	Capítulo 6. Gobernanza// 6.1 Gobierno Corporativo	156
	3.2.xiii.a. Directores por sexo	Capítulo 6. Gobernanza// 6.1 Gobierno Corporativo	157
	3.2.xiii.b.Directores por nacionalidad y sexo	Capítulo 6. Gobernanza// 6.1 Gobierno Corporativo	156
	3.2.xiii.c.Directores por rango de edad y sexo	Capítulo 6. Gobernanza// 6.1 Gobierno Corporativo	157
	3.2.xiii.d.Directores por antigüedad y sexo	Capítulo 6. Gobernanza// 6.1 Gobierno Corporativo	157
	3.2.xiii.e. Directores en situación de discapacidad por sexo	Capítulo 6. Gobernanza// 6.1 Gobierno Corporativo	157
	3.2.xiii.f.Brecha salarial	Capítulo 6. Gobernanza// 6.1 Gobierno Corporativo	161
	3.3 Comités de Directorio		
	i. Descripción de Comités	Capítulo 6. Gobernanza// 6.1 Gobierno Corporativo	161
	ii. Integrantes de Comités	Capítulo 6. Gobernanza// 6.1 Gobierno Corporativo	161
	iii. Ingresos por Comité	Capítulo 6. Gobernanza// 6.1 Gobierno Corporativo	161
	iv. Principales actividades	Capítulo 6. Gobernanza// 6.1 Gobierno Corporativo	161

TEMAS	SUBTEMA	COMENTARIOS	PÁGINAS
3. Gobierno Corporativo	v. Asesorías	Capítulo 6. Gobernanza// 6.1 Gobierno Corporativo	161
	vi. Reunión del Comité de Directores con unidades de gestión de riesgo	Capítulo 6. Gobernanza// 6.1 Gobierno Corporativo	161
	vii. Reporte al Directorio	Capítulo 6. Gobernanza// 6.1 Gobierno Corporativo	161
	3.4 Ejecutivos principales: identificación, remuneración y participación accionaria.		
	i. Identificación de ejecutivos principales	Capítulo 6. Gobernanza// 6.1 Gobierno Corporativo	163
	Ii. Remuneraciones	Capítulo 6. Gobernanza// 6.1 Gobierno Corporativo	162
	Iii. Planes de compensación	Capítulo 6. Gobernanza// 6.1 Gobierno Corporativo	162
	iv. Participación en la propiedad	Capítulo 6. Gobernanza// 6.1 Gobierno Corporativo	162
	3.5 Adherencia a códigos nacionales o internacionales	Capítulo 6. Gobernanza// 6.1 Gobierno Corporativo.	148
	3.6 Gestión de Riesgos		
	i. Directrices de gestión de riesgos	Capítulo 6 Gobernanza/ 6.2. Gestión de Riesgos	165
	ii. Riesgos y oportunidades	Capítulo 6 Gobernanza/ 6.2. Gestión de Riesgos	169
	iii. Detección de riesgos	Capítulo 6 Gobernanza/B 6.2. Gestión de Riesgos	166
	iv. Rol del Directorio en el monitoreo de los riesgos	Capítulo 6 Gobernanza/6.2. Gestión de Riesgos	165
	v. Unidad de gestión de riesgos	Capítulo 6 Gobernanza/ 6.2. Gestión de Riesgos	165
	vi. Unidad de Auditoría Interna	Capítulo 6 Gobernanza/6.2. Gestión de Riesgos	168
	vii. Código de Ética	Capítulo 6 Gobernanza/6.2. Gestión de Riesgos	148
	viii. Información y capacitación sobre la gestión de riesgos	Capítulo 6 Gobernanza/ 6.2. Gestión de Riesgos	168
	ix. Canal de denuncias	Capítulo 6 Gobernanza/ 6.2. Gestión de Riesgos	153
	x. Plan de sucesión	Capítulo 6 Gobernanza/ 6.2. Gestión de Riesgos	167
	xi. Revisión de estructuras salariales del Directorio	Capítulo 6 Gobernanza/ 6.2. Gestión de Riesgos	160
	xii. Revisión de políticas de compensación	Capítulo 6 Gobernanza// 6.2 Gestión de Riesgos	161
	xiii. Modelo de Prevención del Delito	Capítulo 6. Gobernanza// 6.1 Gobierno Corporativo	152-153
	3.7 Relación con los grupos de interés y el público en general		
	i Relaciones con los grupos de interés	Capítulo 2 Estrategia// 2.3 Sostenibilidad en la Estrategia	52 a 53
	ii Mejora en la elaboración y difusión de la información	Capítulo 2 Estrategia// 2.2.1 Inversiones y financiamiento	46
	iii Procedimiento para informar a accionistas sobre capacidades y características de nuevos directores.	Capítulo 6. Gobernanza// 6.1 Gobierno Corporativo	156
	iv Participación remota de los accionistas.	Capítulo 2 Estrategia// 2.2.1 Inversiones y financiamiento	46
4. Estrategia	**4.1 Horizontes de tiempo**		
	4.2 Objetivos estratégicos	Capítulo 2 Estrategia// 2.2.1 Avances de nuestra estrategia	37
	4.3 Planes de inversión	Capítulo 2 Estrategia// 2.2.1 Inversiones y financiamiento	46
5. Personas	**5.1 Dotación del personal**		
	5.1.1 Número de personas por sexo	Capítulo 8 Metodología, Índices y Anexos	242
	5.1.2 Número de personas por nacionalidad	Capítulo 8 Metodología, Índices y Anexos	242
	5.1.3 Número de personas por rango de edad	Capítulo 8 Metodología, Índices y Anexos	244
	5.1.4 Antigüedad laboral	Capítulo 8 Metodología, Índices y Anexos	244
	5.1.5 Número de personas con discapacidad	Capítulo 8 Metodología, Índices y Anexos	245
	5.2 Formalidad laboral	Capítulo 8 Metodología, Índices y Anexos	245

TEMAS	SUBTEMA	COMENTARIOS	PÁGINAS
5. Personas	**5.3 Adaptabilidad laboral**	Capítulo 8 Metodología, Índices y Anexos	245
	5.4 Equidad salarial por sexo: Política de Equidad y Brecha Salarial		
	5.4.1 Política de equidad	Capítulo 8 Metodología, Índices y Anexos	246
	5.4.2 Brecha salarial	Capítulo 8 Metodología, Índices y Anexos	247
	5.5 Acoso laboral y sexual	Capítulo 8 Metodología, Índices y Anexos	247
	5.6 Seguridad laboral	Capítulo 8 Metodología, Índices y Anexos	248
	5.7 Permiso postnatal	Capítulo 8 Metodología, Índices y Anexos	248
	5.8 Capacitación y beneficios		
	5.8.i. Políticas de capacitación	Capítulo 8 Metodología, Índices y Anexos	249
	5.8.ii. Monto de recursos monetarios para capacitación	Capítulo 8 Metodología, Índices y Anexos	249
	5.8.iii. Número de personal capacitado	Capítulo 8 Metodología, Índices y Anexos	249
	5.8.iv. Promedio anual de horas de capacitación	Capítulo 8 Metodología, Índices y Anexos	249
	5.8.v. Principales temas de las capacitaciones	Capítulo 8 Metodología, Índices y Anexos	249
	5.8.vi. Beneficios	Capítulo 4 Personas 4.2.4 Relaciones laborales y beneficios	97
	5.9 Política de Subcontratación	Capítulo 4 Personas 4.2.4 Relaciones laborales y beneficios	98
6. Modelo de Negocios	**6.1 Sector industrial**		
	i. Naturaleza de productos y/o servicios de la entidad	Capítulo 1 Somos ENGIE Energía Chile/ 1.1 ENGIE Energía Chile en una mirada	12-13
	ii. Competencia	Capítulo 1 Somos ENGIE Energía Chile/ 1.6 Industria en la que participamos.	20 a 21
	iii. Marco legal	Capítulo 3 Performance. 3.1 Marco Regulatorio	59 a 63
	iv. Entidades reguladoras	Capítulo 3 Performance. 3.1 Marco Regulatorio	59
	v. Grupos de interés	Capítulo 2 Estrategia/2.3.3 Grupos de Interés.	52-53
	vi. Afiliación a gremios	Capítulo 2 Estrategia/2.3.4 Gestión de la Reputación	54
	6.2 Negocios		
	i Principales bienes y servicios	Capítulo 1 Somos ENGIE Energía Chile/ 1.1 ENGIE Energía Chile en una mirada	12-13
	ii Canales de venta y distribución	Capítulo 1 Somos ENGIE Energía Chile/ 1.1 ENGIE Energía Chile en una mirada	12-13
	iii Proveedores que representan el 10% de las compras	Capítulo 7 Antecedentes Legales 7.3 Proveedores	197
	iv Clientes que representen el 10% del ingreso	Capítulo 2 Estrategia/2.1.3 Clientes	198- 199
	v Marcas utilizadas	Capítulo 7 Antecedentes Legales 7.4 Marcas, patentes y franquicias, royalties y/o concesiones	200
	vi Patentes de propiedad	Capítulo 7 Antecedentes Legales 7. Propiedad e instalaciones	200
	vii Licencias, franquicias, royalties y/o concesiones de propiedad	Capítulo 7 Antecedentes Legales 7.4 Marcas, patentes y franquicias, royalties y/o concesiones	200
	viii Otros factores relevantes del negocio		
	6.3 Grupos de interés	Capítulo 2 Estrategia/2.3.3 Grupos de Interés.	52-53
	6.4 Propiedades e instalaciones		
	i. Características de las principales propiedades		
	ii. Descripción de áreas de concesión (empresas extractivas)	N/A	N/A
	iii. Tipo de contrato de propiedades	N/A	N/A

TEMAS	SUBTEMA	COMENTARIOS	PÁGINAS
6. Modelo de Negocios	**6.5 Inversionistas en otras sociedades**		
	6.5.1 Subsidiarias y asociadas	Capítulo 7 Antecedentes Legales 7.7 Subsidiarias Asociadas	204 a 212
	6.5.2 Inversiones en otras sociedades	Capítulo 7 Antecedentes Legales 7.7 Subsidiarias Asociadas	204 a 212
7. Gestión de Proveedores	**7.1 Política de pagos a proveedores**	Capítulo 4 Personas. 4.4.1 Estrategias Abastecimiento Sostenible	106 a 110
	7.1.i Número de facturas pagadas	Capítulo 4 Personas. 4.4.1 Estrategias Abastecimiento Sostenible	107
	7.1.ii Monto total de facturas pagadas	Capítulo 4 Personas. 4.4.1 Estrategias Abastecimiento Sostenible	107
	7.1.iii. Monto total de mora	Capítulo 4 Personas. 4.4.1 Estrategias Abastecimiento Sostenible	107
	7.1.iv Número de proveedores de facturas pagadas	Capítulo 4 Personas. 4.4.1 Estrategias Abastecimiento Sostenible	107
	7.1.v. Acuerdos en el Registro de Acuerdos con Plazo Excepcional	Capítulo 4 Personas. 4.4.1 Estrategias Abastecimiento Sostenible	107
	7.2 Evaluación de proveedores	Capítulo 4 Personas. 4.4.1 Estrategias Abastecimiento Sostenible	106
8. Indicadores de Cumplimiento	**8.1 Cumplimiento legal y normativo**		
	8.1.1 En relación con clientes		
	i. ¿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?	No aplica para ENGIE Energía Chile	
	ii. N° de sanciones ejecutoriadas en ese ámbito en 2024	0	
	iii. Monto en pesos que representaron las sanciones	0	
	8.1.2 En relación con sus trabajadores		
	i. ¿Cuenta con procedimientos destinados a prevenir y detectar incumplimientos regulatorios referidos a los derechos de los trabajadores?	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)	
	ii. N° de sanciones ejecutoriadas en ese ámbito en 2024	Cero	
	iii. Monto en pesos que representaron las sanciones	Cero	
	iv. ¿Ha sido objeto de acciones de tutela laboral?	No	
	8.1.3 Medioambiental		
	i. ¿Cuenta con modelos de cumplimiento o programas de cumplimiento en los términos descritos en la normativa en su sección 8.1.3?	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.	
	ii. N° de sanciones ejecutoriadas del Registro Público de Sanciones de la Superintendencia de Medio Ambiente o de aquel órgano equivalente en jurisdicciones extranjeras	ENGIE no ha tenido sanciones de la Superintendencia del Medio Ambiente. En el año 2024 se comunicaron 2 sentencias de Tribunales ambientales por daño ambiental: i) ENGIE en la ex Central Diesel Iquique (FGBU) ii) EMR en la CH Laja (RGBU)	
	Iii. Total de multas	ENGIE no ha pagado multas en el año 2024	

TEMAS	SUBTEMA	COMENTARIOS	PÁGINAS
8. Indicadores de Cumplimiento	Iv. N° programas de cumplimientos aprobados	No hay programas de cumplimiento ambiental en el año 2024.	
	v. N° Planes de reparación por daño ambiental presentados	2 planes de reparación aprobados por el Tribunal Ambiental	
	vi. N° programas de cumplimientos ejecutados satisfactoriamente	No hay programas de cumplimiento ambiental en el año 2024.	
	vii. N° Planes de reparación por daño ambiental ejecutados satisfactoriamente	En desarrollo los 2 planes de reparación por daño ambiental.	
	8.1.4 Libre competencia		
	i.¿Cuenta con procedimientos destinados a prevenir y detectar incumplimientos regulatorios que puedan afectar la 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.	
	ii. N° de sanciones ejecutadas en este	Cero	
	iii. Monto en pesos que representaron las sanciones		Cero
	8.1.5 Otros: 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.		
	¿Cuenta con procedimientos destinados a prevenir y detectar incumplimientos regulatorios a la Ley N°20.393?	En materia de cumplimiento, como se indicó, precedentemente, durante agosto de 2024 la Compañia actualizó su Modelo de Prevención de Delitos, como parte del Sistema de Prevención de Delitos existente desde hace varios años. En consecuencia, actualmente disponemos de: un Sistema de Prevención del Delito implementado en conformidad a los requisitos y exigencias de la Ley 20.393, que nos permite identificar y prevenir los riesgos potenciales asociados a los delitos asociados a la Ley Nº 20.393 que estabelce la Responsabilidad Penal de las Personas Jurídicas. Adicionalmente, existe un Sujeto Responsable (Encargado de Prevención de Delitos), un canal seguro de denuncias alojado en nuestro websitw. Realizamos charlas anuales dirigidas a la organización y sus contratistas para mantener a las personas actualizadas sobre dichas materias y también respecto a los recientes cambios legales relacionados con la Ley 20.393. Adicionalmente, todos nuestros contratos con terceros cuentan con una cláusula que trata de responsabilidad penal de las personas jurídicas.	
	N° de sanciones ejecutadas en el ámbito de la Ley Nº 20.393	Cero	
	Monto en pesos que representaron las sanciones	Cero	
9. Sostenibilidad	**9.1 Indicadores por tipo de industria**		
	9.2 Verificación independiente de los datos ESG	En cuanto a su verificación, en el marco de la nueva Directiva de la Unión Europea sobre Informes de Sostenibilidad Corporativa (CSRD), se le exige a las organizaciones una verificación limitada para sus Indicadores Clave de Desempeño (KPIs). En este contexto, todos los KPIs chilenos incluidos en esta memoria, son parte del informe global de CSRD Grupo ENGIE, que han sido sometidos a un proceso de auditoría externa, gestionado de manera centralizado desde la sede del Grupo.	
10. Hechos relevantes o esenciales		Capítulo 7 Antecedentes Legales 7.8 Hechos relevantes	214
11. Comentarios de accionistas y del comité de directores		Capítulo 7 Antecedentes Legales 7.9. Comentarios Accionistas y del Comité de Directores.	215 a 219
12. Informes financieros			263

ANEXOS ÍNDICE NCG 461/ 519

5.1. DOTACIÓN

5.1.1 NÚMERO DE PERSONAS POR SEXO

Cargo, Responsabilidad o Función	Total de Hombres	Total de mujeres
Alta Gerencia	8	4
Gerencia	52	17
Jefatura	161	39
Operario	333	10
Fuerza de Venta	7	9
Admninistrativo	12	25
Auxilar		
Otros profesionales	216	173
Otros técnicos	26	5
TOTAL	**815**	**282**

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

Cargo, Responsabilidad o Función	Sexo		Chilena		Alemana		Argentina		Bélgica		Boliviana		Brasileña	
	H	M	H	M	H	M	H	M	H	M	H	M	H	M
Alta Gerencia	8	4	3	2			3							
Gerencia	52	17	37	10		1		1	1	1			2	1
Jefatura	161	39	145	33	1		2	1	1					
Operario	333	10	327	9										
Fuerza de Venta	7	9	7	9										
Administrativo	12	25	12	23										
Auxilar														
Otros profesionales	216	173	192	147			1	1	2	1	1	1	1	
Otros técnicos	26	5	26	4										
TOTAL	**815**	**282**	**749**	**237**	**1**	**1**	**6**	**3**	**4**	**2**	**1**	**1**	**3**	**1**

5.1.1 NÚMERO DE PERSONAS POR SEXO

Cargo, Responsabilidad o Función	China		Colombiana		Salvadoreña		Española		Francesa		Italiana		Mexicana	
	H	M	H	M	H	M	H	M	H	M	H	M	H	M
Alta Gerencia										2				
Gerencia			1	2			3		1	1	1			
Jefatura			2		1								2	1
Operario	1		2				1							
Fuerza de Venta														
Administrativo										1				
Auxilar														
Otros profesionales		1	2	4						1			3	
Otros técnicos														
TOTAL	**1**	**1**	**7**	**6**	**1**	**0**	**4**	**0**	**1**	**5**	**1**	**0**	**5**	**1**

Cargo, Responsabilidad o Función	Panameña		Peruana		Portuguesa		Checa		Turca		Uruguaya		Venezolana	
	H	M	H	M	H	M	H	M	H	M	H	M	H	M
Alta Gerencia			1						1					
Gerencia			2		2								2	
Jefatura		1	1	1									6	2
Operario													2	1
Fuerza de Venta														
Administrativo														1
Auxilar														
Otros profesionales			2	3		1	1					1	11	12
Otros técnicos														1
TOTAL	**0**	**1**	**6**	**4**	**2**	**1**	**1**	**0**	**1**	**0**	**0**	**1**	**21**	**17**

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 51y 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	2	3	2	1			
Gerencia			17	5	21	8	8	4	6			
Jefatura	1	1	48	14	68	20	34	4	10			
Operario	6	2	120	7	101	1	72		34			
Fuerza de Venta	1		2	3	1	2	1	4	1		1	
Administrativo	1		4	4	2	15	4	5	1	1		
Auxilar												
Otros profesionales	14	25	103	99	63	42	29	5	6	2	1	
Otros técnicos	1	1	4	2	3	2	7		10		1	
TOTAL	**24**	**29**	**298**	**134**	**263**	**92**	**158**	**24**	**69**	**3**	**3**	**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	2	4	1		1		1		3	
Gerencia	24	14	9	2	4		4	1	11	
Jefatura	46	22	36	7	11	3	11	3	57	4
Operario	53	2	40	3	24	5	39		177	
Fuerza de Venta	2	1	1	2					4	6
Administrativo	3	6	4	5		5	1	3	4	6
Auxilar										
Otros profesionales	122	129	35	22	16	8	13	3	30	11
Otros técnicos	4	2	3	1	2		2		15	2
TOTAL	**256**	**180**	**129**	**42**	**58**	**21**	**71**	**10**	**301**	**29**

5.1.5 NÚMERO DE PERSONAS EN SITUACIÓN DE DISCAPACIDAD

Número de personas en situación de discapacidad, por sexo y categoria de funciones	Hombres	Mujeres	Total 2023
Alta Gerencia			
Gerencia		1	1
Jefatura	1		1
Operario			
Fuerza de Venta			
Admninistrativo	1		1
Auxilar			
Otros profesionales			
Otros técnicos			
TOTAL	2	1	3

5.2. FORMALIDAD LABORAL

5.2.1 NÚMERO DE PERSONAS CON CONTRATO INDEFINIDO, A PLAZO FIJO Y POR OBRA O FAENA

EMPLEADOS INDEFINIDOS	
Hombres	Mujeres
Total Hombres: 815	Total Mujeres: 282
% Total Hombres: 100%	% Total Mujeres: 100%

EMPLEADOS POR OBRA O FAENA	
Hombres	Mujeres
Total Hombres:0	Total Mujeres:0
% Total Hombres:0	% Total Mujeres:0

EMPLEADOS A PLAZO FIJO	
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 (*)

5.3.1 NÚMERO DE PERSONAS POR SEXO Y PORCENTAJE QUE REPRESENTAN EL TOTAL DE QUIENES ESTÁN ACOGIDOS A LAS SIGUIENTES MODALIDADES

PERSONAS CON JORNADA ORDINARIA	
Hombres	**Mujeres**
Total Hombres: 815	Total Mujeres: 282
% Respecto al total de Hombres: 100%	% Respecto al total de Mujeres: 100%

PERSONAS CON JORNADA DE TIEMPO PARCIAL	
Hombres	**Mujeres**
Total Hombres: 0	Total Mujeres: 0
% Respecto al total de Hombres: 0%	% Respecto al total de Mujeres: 0%

PERSONAS CON TELETRABAJO COMPLETO	
Hombres	**Mujeres**
N° Total de Hombres: 1	Total Mujeres: 1
% Respecto al total de Hombres: 0,12%	% Respecto al total de Mujeres: 0,35%

PERSONAS CON TELETRABAJO PARCIAL	
Hombres	**Mujeres**
N° Total de Hombres: 292	N° Total de Mujeres: 208
% Respecto al total de Hombres: 35,83%	% Respecto al total de Mujeres: 73%

PERSONAS CON PACTOS DE ADAPTABILIDAD PARA TRABAJADORES CON RESPONSABILIDAD FAMILIARES	
Hombres	**Mujeres**
N° Total de Hombres: 3	Total Mujeres: 4
% Respecto al total de Hombres: 0,36%	% Respecto al total de Mujeres: 1,42%

PERSONAS CON BANDAS DE HORAS PARA QUIENES TENGAN AL CUIDADO NIÑOS Y NIÑAS DE HASTA 12 AÑOS	
Hombres	**Mujeres**
N° Total de Hombres: 0	N° Total de Mujeres: 0
% Respecto al total de Hombres: 0%	% Respecto al total de Mujeres: 0%

5.4 EQUIDAD SALARIAL POR SEXO

5.4.1. POLÍTICA DE EQUIDAD

Describa brevemente si cuenta con políticas que tuvieren como objetivo velar por una compensación equitativa entre los trabajadores de la entidad, de conformidad con sus roles y responsabilidades, y señale expresamente si se hubieren definido planes y/o metas para reducir las inequidades que pudieran existir en esa materia. Indique las metas que se hubiere autoimpuesto.	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. • Niveles o grados de la posición: se realiza una evaluación de cada cargo, bajo la metodología HAY. • 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. • 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.

5.4.2. BRECHA SALARIAL (EN MEDIA Y MEDIANA) POR CATEGORÍA DE CARGO

Tipo de Cargo	Media Brecha Salarial	Mediana Brecha Salarial
Alta Gerencia	88%	83%
Gerencia	89%	95%
Jefatura	92%	93%
Operario	93%	90%
Fuerza de Venta	94%	92%
Administrativo	99%	99%
Otros profesionales	99%	93%
Otros técnicos	99%	94%
TOTAL	**94,65**	**89,56**

5.5. ACOSO LABORAL, SEXUAL Y VIOLENCIA EN EL TRABAJO (**)

Item	Respuesta
Porcentaje de la dotación capacitada en el protocolo de prevención del acoso sexual, laboral y la violencia en el trabajo de la compañía	92%
Porcentaje de la dotación capacitada en el procedimiento de investigación y sanción al que quedan sometidas dichas conductas que hubiere sido implementado por la entidad	92%

Información sobre denuncias	Denuncias presentadas por hombres	Denuncias presentadas por mujeres
N° total de denuncias de acoso sexual	**0**	**1**
N° de denuncias de acoso sexual presentadas ante la empresa	0	1
N° de denuncias de acoso sexual presentadas ante la Dirección de Trabajo	0	0
N° total de denuncias de acoso laboral	**5**	**5**
N° de denuncias de acoso laboral presentadas ante la empresa	5	5
N° de denuncias de acoso laboral presentadas ante la Dirección de Trabajo	0	0
N° total de denuncias por violencia en el trabajo	**0**	**0**
N° de denuncias de violencia en el trabajo presentadas ante la empresa	0	0
N° de denuncias de violencia en el trabajo presentadas ante la Dirección del Trabajo	0	0

(*) Con vigencia inmediata, la CMF actualizó en octubre de este año el alcance de este numeral. El nuevo texto indicado por la autoridad es el siguiente: Deberá informar separado por sexo, el número de personas con jornada ordinaria de trabajo, con jornada a tiempo parcial, con teletrabajo parcial, con teletrabajo completo, con pactos de adaptabilidad para trabajadores con responsabilidades familiares y con bandas de horas para personas que tengan al cuidado niños o niñas de hasta 12 años, así como el porcentaje del total de trabajadores de la entidad que representan esas personas para cada una de esas modalidades.

(**) Con vigencia inmediata, la CMF actualizó en octubre de este año el alcance de este numeral, al reemplazar el segundo párrafo del enunciado original por el siguiente: Deberá divulgar el porcentaje del total de personal que fue capacitado sobre esas materias durante el año respecto del protocolo de prevención del acoso sexual, laboral y la violencia en el trabajo y del procedimiento de investigación y sanción al que quedan sometidas dichas conductas que hubieren sido implementadas por la entidad. Junto con ello, deberá divulgar el número de denuncias de acoso sexual, acoso laboral y violencia en el trabajo, separando las cifras por el sexo de quien presentó la denuncia y distinguiendo aquellas presentadas ante la misma entidad y ante la Dirección del Trabajo u organismo equivalente.

5.6 SEGURIDAD LABORAL

Seguridad Laboral	2023	2024
Tasa de accidentabilidad por cada cien trabajadores	0,21	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	0
Meta Tasa de enfermedades	0	0
Promedio de días perdidos por accidente durante el año	5	0
Meta promedio de días perdidos	0	0

5.7. PERMISO POSTNATAL

Item	Respuesta
¿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?	Buscamos que nuestros colaboradores puedan vivir esta etapa contranquilidad. 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,el año pasado implementamos el Paternity Leave, que es un beneficio que extiende el permiso parental legal por nacimiento de un hijo de 5 días a 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.
Número de días que establece esa política	Respuesta.
¿Tiene esa política entre sus objetivos fomentar la corresponsabilidad parental?	Sí tiene, se responde más arriba.

PORCENTAJE DE PERSONAS, SEPARADAS POR SEXO, QUE HUBIEREN HECHO USO DE PERMISOS DE POSTNATAL, CONSIDERANDO EL NÚMERO TOTAL DE PERSONAS ELEGIBLES PARA HACER USO DE TALES PERMISOS

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	89%	86%
Venezuela	11%	7%
Brasileña		7%

PORCENTAJE DE PERSONAS, SEPARADAS POR SEXO, QUE HUBIEREN HECHO USO DE PERMISOS DE POSTNATAL, CONSIDERANDO EL NÚMERO TOTAL DE PERSONAS ELEGIBLES PARA HACER USO DE TALES PERMISOS

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	
Gerencia	0	0	
Jefatura	252	28	
Operario	252	28	
Fuerza de Venta	0	28	
Admninistrativo	0	0	
Otros profesionales	630	28	
Otros técnicos	0	0	

5.8. CAPACITACIÓN Y BENEFICIOS

Ítem	2024
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.	970kusd
Porcentaje del ingreso anual total que se destinó a educación y desarrollo profesional para las personas que trabajan en la entidad	0,05%
El número total de personal capacitado	1096
Porcentaje de personal capacitado en relación a la dotación total	100%

PROMEDIO ANUAL DE HORAS DE CAPACITACIÓN QUE EL PERSONAL DESTINÓ, POR CUENTA DE LA ENTIDAD, A ACTIVIDADES DE CAPACITACIÓN, CLASIFICADO POR SEXO Y CATEGORÍA DE FUNCIONES

Tipo de Cargo	Promedio Anual de horas de capacitación Hombres	Promedio Anual de horas de capacitación Mujeres
Alta Gerencia	53,70	64,80
Gerencia	41,60	41,00
Jefatura	36,00	47,60
Operario	6,20	5,90
Fuerza de Venta	75,90	98,80
Administrativo	6,70	33,20
Auxilar	0,00	0,00
Otros profesionales	26,90	24,20
Otros técnicos	5,60	11,60
Total horas	**17023**	**8,812**
Promedio horas	**20,9**	**31,4**

5.9 POLÍTICA 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?	En ENGIE Energía Chile 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: • Garantizar la seguridad de todos, proporcionando un lugar de trabajo y entorno seguros dondequiera que operemos. • Mitigar los riesgos en las actividades subcontratadas. • Organizar el intercambio y la comparación para respaldar la difusión de las mejores prácticas en todo el mundo. • Facilitar sinergias para impulsar el rendimiento y mejorar/ simplificar la gestión de relaciones con los proveedores. • 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, cumplimiento de la normativa laboral y de los principios y normativa ética de la Compañía.

PLAN DE SUCESIÓN

La empresa debe responder si cuenta con procedimientos para establecer un Plan de Sucesión, el cual incorpore la identificación entre los trabajadores de la entidad u otros externos, a potenciales reemplazantes del gerente general y demás ejecutivos principales. Deberá señalar si ese Plan de Sucesión permite reemplazar oportunamente al gerente general y demás ejecutivos principales, y traspasar sus funciones e información relevante, ante su ausencia imprevista, minimizando el impacto que ello tendría en la organización.	En ENGIE Energía Chile, todos los cargos críticos tienen un plan de sucesión. Todas las personas que son sucesores tienen planes de desarrollo que tiene como objetivo el desarrollo de la posición actual y la futura. 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. A nivel global, en 2024 el Grupo ENGIE, lanzó una nueva estrategia de Desarrollo de las Personas, donde uno de los pilares es el Plan de Sucesión, siendo clave la performance del colaborador, sus aspiraciones relacionados a su ambición personal, su motivación y su interés en una movilidad, y su potencial, que se mide en base a 5 criterios: Inspira a otros, Desarrolla Relaciones, Conduce al cambio, se Atreve y se Adapta continuamente. Esta estrategia tiene como objetivo construir una organización más fuerte, más eficiente y más integradora, donde cada trabajador pueda desarrollar todo su potencial, acelerando su crecimiento para liderar la transición energética.

7.1 PAGO A PROVEEDORES

7.1.2 INDICADORES REFERIDOS AL PAGO DE FACTURAS

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:	Hasta 30 días	Entre 31 y 60 días	Más de 60 días
"(i) Número de facturas pagadas: el número de facturas pagadas durante el año a proveedores por cada uno de los rangos ya señalados.	74.270	1.065	559
"(ii) Monto total (millones de pesos): la suma del valor de las facturas pagadas durante el año por cada uno de los rangos ya señalados.	1.238.861	22.826	63.297
(iii)) Monto total intereses por mora en pago de facturas: la suma del valor de los intereses que se pagaron o deberán pagar por mora o simple retardo por las facturas emitidas durante el período reportado.	0	0	0
(iv) Número de proveedores: la cantidad de proveedores al que corresponden las facturas pagadas durante el año en cada uno de los rangos ya señalados.	4.232	415	200

Ítem	2024
v. Número de acuerdos inscritos en el Registro de Acuerdos con Plazo Excepcional de Pago que lleva el Ministerio de Economía cuando corresponda.	0

8.3 Índice Estándar SASB

TEMA	CÓDIGO	PARÁMETRO DE CONTABILIDAD	CATEGORÍA	UNIDAD DE MEDIDA	PÁGINA	MÉTRICA 2024
Emisiones de gases de efecto invernadero y planificación de los recursos energéticos	IF-EU-110a.1	(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 (%)	130	2,2 MtCO2eq
	IF-EU-110a.2	Emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) asociadas a los suministros de energía	Cuantitativo	Toneladas métricas (t) de CO_2-e	130	2,2 MtCO2eq
	IF-EU-110a.3	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	128-132	En ENGIE Energía Chile estamos impulsando la transición energética en el país a través de un plan de descarbonización de nuestra matriz energética que iniciamos en 2019. Este proceso conlleva reemplazar de cerca 1,5 GW de capacidad instalada térmica en base a carbón por 2 GW de unidades generadoras de energías renovables y por sistemas de almacenamiento de energía. 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). Con la desconexión de nuestras unidades a carbón nuestra huella de carbono ha mantenido una tendencia a la baja al igual que la intensidad de las emisiones Alcance 1 y gases contaminantes en general. De esta manera, nos acercamos a nuestra meta de lograr la Neto Cero Emisiones al 2045. En 2024, de manera excepcional, tuvimos un incremento en nuestras emisiones directas (Alcance 1) porque durante el ejercicio 2024 ingresaron a producción unidades que en 2023 estaban en mantenimiento.
	IF-EU-110a.4	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 (%)		No Aplica. El mercado chileno no tiene esta regulación
Calidad del aire	IF-EU-120a.1	Emisiones a la atmósfera de los siguientes contaminantes: 1) NOx (excepto el N2O), 2) SOx, 3) material particulado (PM10), 4) plomo (Pb) y 5) mercurio (Hg); el porcentaje de cada uno de ellos en o cerca de zonas densamente pobladas	Cuantitativo	Porcentaje de cada uno de ellos en o cerca de zonas densamente pobladas		0
		NOx		Toneladas métrica (t), porcentaje (%)		(1) NOx 1036 (ton/año)
		SOx				(2) SOx 590 (ton/año)
		MP				(3) MP 39 (ton/año)
		Pb (plomo)				(4) Pb . Al cierre de la memoria, no contábamos con ese indicador.
		Hg (mercurio)				(5) Hg 21 (ton/año)

TEMA	CÓDIGO	PARÁMETRO DE CONTABILIDAD	CATEGORÍA	UNIDAD DE MEDIDA	PÁGINA	MÉTRICA 2024
Gestión del agua	IF-EU-140a.1	(1) Total de agua extraída. 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 (%)	141	(1) 841.786.713 M3
						(2) 31.848.097
						0%
	IF-EU-140a.2	Número de incidentes de no conformidad relacionados con permisos, estándares y reglamentos de cantidad o calidad del agua	Cuantitativo	Número		0
	IF-EU-140a.3	Descripción de los riesgos de la gestión del agua y análisis de las estrategias y las prácticas para mitigarlos	Debate y Análisis	n/a	141	En nuestros procesos productivos utilizamos principalmente agua de mar, que luego se reintegra. Contamos con sistema de monitoreo que nos permiten asegurar que el agua que devolvemos no sobrepase los 30ºC, de acuerdo a los requerimientos legales. El agua dulce la utilizamos para consumo humano y lo proveen las empresas sanitarias. En el marco de la normativa de vertidos de fuentes, las aguas descargadas al mar no pueden superar los 30 ˚C. En ENGIE Energía Chile, contamos con un sistema de mediciones semanales de temperatura del agua en los pozos de descarga que es informado a las autoridades ambientales. La totalidad de nuestras unidades, cumplen con los límites establecidos en el DS90/2000.
Gestión de las cenizas del carbón	IF-EU-150a.1	Cantidad de residuos generados por la combustión del carbón (RCC), porcentaje reciclado	Cuantitativo	Toneladas métricas (t)	140	60.487,1
				porcentaje (%)		12,73%
	IF-EU-150a.2	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		Dos vertederos autorizados, con un potencial de riesgo bajo, con una integridad estructural satisfactoria. Reciben las cenizas de nuestros Complejos Térmico Tocopila y de Mejillones. Con el cierre de nuestra unidades a carbón en Tocopilla, este vertedero recibió su ultima disposición de cenizas en 2022
Asequibilidad de la energía	IF-EU-240a.1	Tarifa eléctrica promedio al por menor para clientes (1) residenciales, (2) comerciales y (3) industriales	Cuantitativo	Velocidad		La compañía no participa en el sector de venta a clientes residenciales. Para el segmento comercial e industrial, los contratos se encuentran afectos a obligaciones de confidencialidad.
	IF-EU-240a.2	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		No Aplica. ENGIE Energìa Chile no tiene clientes residenciales.
	IF-EU-240a.3	Número de cortes de suministro eléctrico de los clientes residenciales por falta de pago, porcentaje reconectado antes de 30 días	Cuantitativo	Número, porcentaje (%)		No Aplica. ENGIE Energìa Chile no tiene clientes residenciales.
	IF-EU-240a.4	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		Dada la naturaleza del negocio de generación, dependemos de activos de terceros para la transmisión y distribución de la energía generada.
Salud y seguridad de la fuerza laboral	IF-EU-320a.1	(1) Tasa total de incidentes registrables (TRIR),	Cuantitativo	Velocidad		(1) Tasa total de incidentes registrables (TRIR). No
		(2) Tasa de mortalidad				(2) Tasa de Mortalidad 0
		(3)Tasa de frecuencia de cuasi accidentes (NMFR)				(3) Tasa de Frecuencia 1,38

TEMA	CÓDIGO	PARÁMETRO DE CONTABILIDAD	CATEGORÍA	UNIDAD DE MEDIDA	PÁGINA	MÉTRICA 2024
Eficiencia del uso final y demanda	IF-EU-420a.1	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 %		No Aplica. ENGIE Energía Chile.
	IF-EU-420a.2	Porcentaje de carga eléctrica suministrada con tecnología de red eléctrica inteligente	Cuantitativo	Porcentaje % por megavatios hora (MWh)		No Aplica. ENGIE Energía Chile no dispone de redes inteligentes.
	IF-EU-420a.3	Ahorro de electricidad por parte de los clientes, gracias a las medidas de eficiencia, por cada mercado.	Cuantitativo	Megavatios hora (MWh)		N/A En ENGIE Energía Chile, no estamos desarrollando por el momento, servicios de eficiencia energética.
Seguridad nuclear y gestión de las emergencias	IF-EU-540a.1	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		No Aplica. ENGIE Energìa Chile no dispone de fuentes de energia nuclear en su matriz energética.
	IF-EU-540a.2	Descripción de las iniciativas para gestionar la seguridad nuclear y la preparación ante situaciones de emergencia	Debate y Análisis	N/A		No Aplica. ENGIE Energìa Chile no dispone de fuentes de energia nuclear en su matriz energética.
Resistencia de la red eléctrica	IF-EU-550a.1	Número de incidentes de no conformidad de los estándares o reglamentos de seguridad física o cibernética	Cuantitativo	Número		N/A. Como empresa generadora no contamos con clientes a nivel residencial.
	IF-EU-550a.2	(1) Índice de duración de la interrupción media del sistema (SAIDI),	Cuantitativo	Minutos, número		N/A. Como empresa generadora no contamos con clientes a nivel residencial.
		(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

CÓDIGO	PARÁMETROS DE ACTIVIDAD	CATEGORÍA	UNIDAD DE MEDIDA	PÁGINA	RESPUESTAS
IF-EU-000.A	Número de: clientes (1) residenciales, (2) comerciales e (3) industriales atendidos	Cuantitativo	Número		142
	N° Clientes residenciales				N/A. Como empresa generadora no contamos con clientes a nivel residencial.
	N.Clientes comerciales				N/A. Como empresa generadora no contamos con clientes a nivel residencial.
	N Clientes industriales				142
IF-EU-000.B	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)		0
	Clientes residenciales				0
	Clientes comerciales				0
	Clientes industriales				12.466.000
IF-EU-000.C	Longitud de las líneas de transmisión y distribución	Cuantitativo	Kilómetros (Km)	12	1.990
IF-EU-000.D	Total de electricidad generada, porcentaje por principal fuente de energía, porcentaje en los mercados regulados9	Cuantitativo	Megavatios hora (MWh) Porcentaje %	12	5.200.000
	Carbón				34%
	Gas				34%
	Energías renovables				32%
	Diesel				0
IF-EU-000.E	Total de electricidad comprada al por mayor	Cuantitativo	Megavatios hora (MWh)		7.539.000

8.4 Índice GRI

Declaración de uso	ENGIE Energía Chile ha elaborado el informe conforme a los Estándares GRI para el período comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre del mismo año.
GRI 1 usado	GRI 1: Fundamentos 2021
Estándares Sectoriales GRI aplicables	GRI 11 Petróleo y Gas

ESTÁNDAR GRI / OTRA FUENTE	CONTENIDO	PÁGINAS/COMENTARIOS
CONTENIDOS GENERALES		
GRI 2: Contenidos generales 2021	**2-1** Detalles organizacionales	12-13
	2-2 Entidades incluidas en la presentación de informes de sostenibilidad	2024
	2-3 Periodo objeto del informe, frecuencia y punto de contacto	Frecuencia anual. El periodo de esta memoria es 2024
	2-4 Actualización de la información	No hay actualizaciones
	2-5 Verificación externa	No cuenta con una verificación externa.
	2-6 Actividades, cadena de valor y otras relaciones comerciales; por horas no garantizadas, a tiempo compleoto; a tiempo parcial.	12-13. 21-22
	2-7 Empleados	252-253-257
	2-8 Trabajadores que no son empleados	No pública
	2-9 Estructura de gobernanza y composición	143 a 163
	2-10 Designación y selección del máximo órgano de gobierno	155-156
	2-11 Presidente del máximo órgano de gobierno	El presidente del directorio no ocupa ni desempeña cargos ejecutivos.
	2-12 Función del máximo órgano de gobierno en la supervisión de la gestión de los impactos	El Directorio aprueba las políticas, estrategias de la compañía. Más información en la página 147 - 154
	2-13 Delegación de la responsabilidad de gestión de los impactos	158-159-160
	2-14 Función del máximo órgano de gobierno en la presentación de informes de sostenibilidad	El Directorio aprueba la memoria integrada
	2-15 Conflictos de interés	149- 216-219
	2-16 Comunicación de inquietudes críticas	158-159-160
	2-17 Conocimientos colectivos del máximo órgano de gobierno	157
	2-18 Evaluación del desempeño del máximo órgano de gobierno	Nuestro Directorio no cuenta con un sistemaformal de evaluación de desempeño colectivo y/o individual. Las necesidades y ámbitos de capacitación que pudiera requerir, las abordamos a través de charlas de actualización sobre los cambios regulatorios y nuevas normativas que entren en vigencia.
	2-19 Políticas de remuneración	161-162
	2-20 Proceso para determinar la remuneración	161-162
	2-21 Ratio de compensación total anual	No se publica
	2-22 Declaración sobre la estrategia de desarrollo sostenible	04-jul
	2-23 Compromisos y políticas	Las políticas de la Compañía son aprobadas por el Directorio. Están disponibles en la página web, en la página de inversionistas.

ESTÁNDAR GRI / OTRA FUENTE	CONTENIDO	PÁGINAS/COMENTARIOS
CONTENIDOS GENERALES		
GRI 2: Contenidos generales 2021	**2-24** Incorporación de los compromisos y políticas	160
	2-25 Procesos para remediar los impactos negativos	51
	2-26 Mecanismos para solicitar asesoramiento y plantear inquietudes	54
	2-27 Cumplimiento de la legislación y las normativas	152-153
	2-28 Afiliación a asociaciones	52-53
	2-29 Enfoque para la participación de los grupos de interés	52-53
	2-30 Convenios de negociación colectiva	95

ESTÁNDAR	CONTENIDO	UBICACIÓN/PÁGINAS
PERFORMANCE		
INDICADOR ENGIE AVANCE PLAN DE DESCARBONIZACIÓN	**3-3 Gestión de los temas materiales**	71
	EE 1 Incorporación nuevos proyectos de energías renovables	71-72-73
	EE 2 Cierre de unidades	68
PERSONAS		
INDICADOR ENGIE TRANSICIÓN JUSTA	**GRI 402 Relaciones trabajador empresa 2016**	
	3-3 Gestión de los asuntos materiales	83
	402-1 Plazos mínimos de notificación sobre cambios operativos	83-84
	GRI 404: Formación y enseñanza	
	404-2 Programas para mejorar las competencias de los empleados y programas de ayuda a la transición	83-84
	EE. 3 Planes de Salida	83-84
SALUD Y SEGURIDAD EN EL TRABAJO	**SALUD Y SEGURIDAD EN EL TRABAJO**	
	3-3 Gestión de los asuntos materiales	119
	403-1 Sistema de gestión de la salud y la seguridad en el trabajo	120-124
	403-2 Identificación de peligros, evaluación de riesgos e investigación de incidentes	124
	403-4 Participación de los trabajadores, consultas y comunicación sobre salud y seguridad en el trabajo	122
CONDICIONES	**GRI 401 Empleo**	
	3.3 Gestión de los asuntos materiales	86
	401-1 Nuevas contrataciones de empleados y rotación de personal	
	401-2 Prestaciones para los empleados a tiempo completo que no se dan a los empleados a tiempo parcial o temporales	
	401-3 Permiso parental	97
	GRI 404:Formación y enseñanza 2016	
	404-1 Media de horas de formación al año por empleado	

ESTÁNDAR	CONTENIDO	UBICACIÓN/PÁGINAS
PERSONAS		
ABASTECIMIENTO SOSTENIBLE	**GRI 204 Proveedores**	
	3.3 Gestión de los asuntos materiales	106
	204-1 Proporción de gasto en proveedores locales	107
	414-1 Nuevos proveedores que han pasado filtros de selección de acuerdo con los criterios sociales	106
DIVERSIDAD E INCLUSIÓN	**GRI 405: Diversidad e igualdad de Oportunidades**	
	3.3 Gestión de los asuntos materiales	83
	405-1 Diversidad de órganos de gobierno y empleados	83-84
	405-2 Relación entre salario base y remuneración de mujeres y de hombres	
	Indicador Gestión. Territoral	
	3.3 Gestión de los asuntos materiales	83-84
	EE 3 Promoción del empleo Local y el emprendimiento.	83-84
PLANETA		
EMISIONES DE GEI	**GRI 305: Emisiones 2016**	
	3-3 Gestión de los asuntos materiales	129
	305-1 Emisiones Directas (alcance 1)	130
	305-2 Emisiones indirectas de GEI al generar energía (alcance 2)	130
	305-3 Otras emisiones indirectas de GEI (alcance 3)	131
	305-4 Intensidad de las emisiones de GEI	130
	305-5 Reducción de las emisiones de GEI	130
	305.7 Óxidos de nitrógeno (NOX), óxidos de azufre (SOX) y otras emisiones significativas al aire	132
BIODIVERSIDAD	**GRI 304 Biodiversidad**	
	3-3 Gestión de los asuntos materiales	135
	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	136-137
	304-2 Impactos significativos de las actividades, productos y servicios en la biodiversidad	136-139
	304-3 Hábitats protegidos o restaurados	136-139
	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	136
RESIDUOS	**GRI 306 Residuos**	
	3-3 Gestión de los asuntos materiales	
	306-1 Generación de residuos e impactos significativos relacionados con los residuos	140
	306-2 Gestión de impactos significativos relacionados con los residuos	140
	306-3 Residuos generados	140
	306-4 Residuos no destinados a eliminación	140
	306-5 Residuos destinados a eliminación	140
	404-1 Media de horas de formación al año por empleado	

ESTÁNDAR	CONTENIDO	UBICACIÓN/PÁGINAS
PLANETA		
AGUA	**GRI 303: AGUA**	
	3-3 Gestión de los asuntos materiales	
	303-1 Interacción con el agua como recurso compartido	En los sitios de Mejillones y Tocopilla, se utiliza agua de mar como agua de enfriamiento principal y secundario para enfriar los vapores provenientes de las turbinas de vapor y equipos auxiliares. El agua descargada que viene con una mayor temperatura es retoranada al mar.
	303-2 Gestión de los impactos relacionados con el vertido de agua	Las aguas descargadas al mar deben cumplir con el DS 90 Norma de Emisión para la Regulación de Contaminantes Asociados a la Descargas de Residuos Líquidos a Aguas Marinas y Continentales Superficiales, la cual es monitoreada semanalmente.
	303.3 Extracción del Agua	141
	303-4 vertidos	141
	303-5 Consumo de agua	141
ENERGÍA	**GRI 3: ASUNTOS MATERIALES 2021**	
	302.1 Consumo energético dentro de la organización	133
	302-2 Consumo de energía fuera de la organización	133
	302-3 Intensidad energética	133
	302-4 Reducción del consumo energético	133
GOBERNANZA		
GOBERNANZA	**GRI 3: ASUNTOS MATERIALES 2021**	
	3.3 Gestión de los asuntos materiales	147-148-150
	Indicador ENGIE promoción altos estándares éticos	
	EE 7 Procesos de debida diligencia para las nuevas contrataciones	150-151
	GRI 206: Competencia desleal 2016	
	206-1 Acciones jurídicas relacionadas con la competencia desleal y las prácticas monopólicas y contra la libre competencia	No hay acciones competencias desleales
	GRI 205 Anticorrupción 2016	
	205-1 Operaciones evaluadas en función de los riesgos relacionados con la corrupción	152-153
	205-2 Comunicación y formación	153

ANEXOS ÍNDICE GRI

DOTACIÓN

2.7 EMPLEADOS POR REGIÓN

Región	Empleados fijos		Empleados temporales (1)		Empleados por horas no garantizadas		Empleados a tiempo completo		Empleados a tiempo parcial	
	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres
Región de Arica y Parinacota	25	3					25	3		
Total	**28**						**28**			
Región de Tarapacá	18	2					18	2		
Total	**20**						**20**			
Región de Antofagasta	442	65					443	65		
Total	**507**						**508**			
Región de Atacama	5						5			
Total	**5**						**5**			
Región de Coquimbo	2						2			
Total	**2**						**2**			
Región de Valparaíso										
Total										
Región Metropolitana	308	209					307	209		
Total	**517**						**516**			
Región de O'Higgins										
Total										
Región del Maule										
Total										
Región del Biobío	9						9			
Total	**9**						**9**			
Región de Ñuble	1	1					1	1		
Total	**2**						**2**			
Región de La Araucanía		1						1		
Total	**1**						**1**			
Región de Los Ríos										
Total										
Región de Los Lagos	5	1					5	1		
Total	**6**						**6**			
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 2024
	Hombres	Mujeres	Menores de 30 años	Entre 30 y 50 años	Mayores de 50 años	
Región de Arica y Parinacota	2			2	2	1
Región de Tarapacá	2	1		1	2	3
Región de Antofagasta	23	16	12	27	39	31
Región de Atacama	3			3	3	1
Región de Coquimbo						1
Región de Valparaíso						0
Región Metropolitana	51	56	16	84	7	107
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	1			1	1	4
Región de Aysén						0
Región de Magallanes						0
Total	**83**	**73**	**28**	**118**	**10**	**156**

401-3 PERMISO PARENTAL

Ítem	2024		
	Hombres	Mujeres	Total
Empleados que han tenido derecho al permiso parental, por género.	16	9	25
Empleados que se han acogido al permiso parental, por género.	15	9	24
Empleados que han regresado al trabajo en el periodo objeto del informe después de terminar el permiso parental, por género.	15	4	19
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.	15	4	19
Empleados que han regresado al trabajo en el periodo objeto del informe después de terminar el permiso parental, por género.	15	4	19
Tasas de regreso al trabajo y de retención de los empleados que se acogieron al permiso parental, por género.	100	44%	76%

CAPACITACIÓN Y DESEMPEÑO

404-1 PROMEDIO HORAS DE FORMACIÓN AL AÑO POR EMPLEADO

Categoría de cargo	Promedio de horas de formación al año por cargo y género					
	2023			2024		
	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total
Gerencia	16,6	28,5	820,04	47,7	52,9	49,4
Jefatura	56,2	32,5	2152,46	36	47,6	38,3
Operario	63,3	15,1	392,46	6,2	5,9	6,2
Fuerza de Venta	11,8	24,7	1047,84	75,9	98,8	88,8
Administrativo	19,6	8,8	482,16	6,7	33,2	24,6
Otros profesionales	0	0	0	0	0	0
Otros técnicos	26	13,5	668,2	26,9	24,2	25,7
Otros profesionales	39,5	9,8	260,7	5,6	11,6	6,6
Total	42,6	28,5	5823,86	20,9	31,4	23,6

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%
Auxilar	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	2024
Hombres	740	815
Mujeres	225	281
TOTAL	**965**	**1.096**

TOTAL ANUAL DE INVERSIÓN EN CAPACITACIÓN (EN USD)

2023	2024
$676.691.854 (USD)	970kusd

RELACIONES LABORALES

SINDICALIZACIÓN

Sindicalización	2023	2024
Número de sindicatos	7	7
% sindicalizados	67,60%	66,50%
Cobertura de los convenios colectivos (número de personas)	1003	1091
Número de años sin huelga	19	20

CONVENIOS COLECTIVOS VIGENTES

Sindicatos (Identificación)	N° de Socios	GBU Representada	Desde	Hasta	Tipo de Negociación
Sindicato ENGIE Energía Chile N°1 de Tocopilla	104	FlexGen - GEMS - Net - Res	01-08-24	31-07-27	Reglada
Sindicato ENGIE Energía Chile N°2 de Tocopilla	82	FlexGen - GBS - Net - RES - T&G	01-02-24	31-01-27	Anticipada
Sindicato Nacional de Trabajadores de ECL	42	GBS - NET - Res - T&G	01-07-23	30-06-26	Anticipada
Sindicato De La Empresa Eléctrica del Norte Grande S.A.	95	FlexGen - GBS - GEMS - Net- Res - T&G	01-07-23	30-06-26	Anticipada
Sindicato de Ingenieros y Profesionales ENGIE Energía Chile	126	FlexGen - GBS - GEMS - Net - Res - T&G	01-07-23	30-06-26	Anticipada
Sindicato de Supervisores de ENGIE Energía Chile S.A.	185	FlexGen - GBS - GEMS - Net - Res - T&G	18-09-24	17-09-27	Reglada
Sindicato Trabajadores Empresa Eléctrica del Norte Grande	95	FlexGen - Net - Res - T&G	01-07-23	30-06-26	Anticipada

PARTICIPACIÓN DE SINDICATOS POR GBU

Sindicatos (Identificación)	GEMS	Net	Res	T&G	TH
Sindicato 1	2,90%	2,90%	15,40%	0,00%	78,80%
Sindicato 2	0,00%	31,70%	4,90%	12,20%	51,20%
Sindicato Edel Arica.Par	0,00%	16,70%	66,60%	16,70%	0,00%
Sindicato Edelnor S.A.	6,30%	4,20%	10,60%	30,50%	48,40%
Sindicato Ing. Eje.	10,30%	33,30%	36,50%	11,10%	8,80%
Sindicato Supervisores	4,30%	13.5%%	25,40%	10,30%	46,50%
Sindicato Trab. Edel II R	0,00%	31,60%	1,00%	2,10%	65,30%

ESTADOS FINANCIEROS

256
Estados Financieros

372
Declaración de Responsabilidad

369
Informe del Auditor Independiente

Índice

Estados de Situación Financiera Consolidados Clasificado 260

Estados de Resultados Integrales Consolidados por Función 262

Otros Resultados Integrales Consolidados 263

Estados de Flujo de Efectivo – Directo 264

Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado Neto 266

NOTA 1 – INFORMACIÓN GENERAL 268

NOTA 2 – BASES DE PRESENTACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS 268

2.1 Bases de Preparación 268

2.2 Nuevas normas IFRS, Interpretaciones y Enmiendas del Comité de Interpretaciones de IFRS 269

2.3 Responsabilidad de la Información, Juicios y Estimaciones Realizadas 275

2.4 Entidades Filiales 276

2.5 Inversiones Contabilizadas por el Método de la Participación 276

2.6 Principios de Consolidación 277

2.7 Cambios en las políticas contables materiales 277

2.8 Moneda Funcional y de Presentación 277

2.9 Periodo Contable 277

2.10 Conversión de Moneda Extranjera 278

NOTA 3 – CRITERIOS CONTABLES APLICADOS 278

3.1 Propiedades, Plantas y Equipos 278

3.2 Combinación de Negocio y Plusvalía 279

3.3 Otros Activos No Financieros No Corrientes 280

3.4 Activos Intangibles 280

3.5 Deterioro de Activos 281

3.6 Activos arrendados 282

3.7 Instrumentos Financieros 282

3.8 Inventarios 289

3.9 Activos No Corrientes Mantenidos para la Venta y Actividades Interrumpidas 289

3.10 Provisiones 289

3.11 Clasificación del Valor Corriente y No Corriente 290

3.12 Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos 290

3.13 Reconocimiento de Ingresos y Gastos 291

3.14 Ganancia (Pérdida) por Acción 292

3.15 Dividendos..... 292
3.16 Efectivo y Equivalentes al Efectivo..... 292
3.17 Segmentos de Operación..... 292
3.18 Pasivos y Activos Contingentes..... 292
NOTA 4 – REGULACION SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO..... 293
4.1 Descripción del Negocio..... 293
4.2 Información de Regulación y Funcionamiento del Sistema Eléctrico..... 293
4.3 Tipos de clientes..... 293
4.4 Principales Activos..... 294
4.5 Energías Renovables..... 294
NOTA 5 – REORGANIZACIONES SOCIETARIAS..... 295
5.1 Adquisición de filiales..... 295
NOTA 6 – EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO..... 295
6.1 Disponible..... 295
6.2 Depósitos a Plazo..... 296
6.3 Efectivo y Equivalentes al Efectivo..... 297
NOTA 7 – OTROS ACTIVOS FINANCIEROS..... 297
NOTA 8 - OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS CORRIENTES..... 298
NOTA 9 – CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR..... 298
9.1 Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes..... 299
9.2 Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes..... 299
NOTA 10 – CUENTAS POR COBRAR, CUENTAS POR PAGAR Y TRANSACCIONES CON ENTIDADES RELACIONADAS..... 303
10.1 Remuneración de Personal Clave de la Gerencia..... 303
10.2 Personal Clave de la Gerencia..... 304
10.3 Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente..... 304
10.4 Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente..... 305
10.5 Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes..... 305
10.6 Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, No Corrientes..... 305
10.7 Transacciones con Entidades Relacionadas..... 306

NOTA 11 – INVENTARIOS CORRIENTES 308
NOTA 12 – IMPUESTOS CORRIENTES 309
NOTA 13 – OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS, NO CORRIENTE 309
NOTA 14 – INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL METODO DE LA PARTICIPACIÓN 310
NOTA 15 – ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE PLUSVALÍA 311
NOTA 16 – PLUSVALÍA 312
NOTA 17 – PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS 313
NOTA 18 – ACTIVOS POR DERECHO DE USO 319
NOTA 19 – IMPUESTOS DIFERIDOS 320
19.1 Los activos por impuestos diferidos al cierre incluyen los siguientes conceptos 321
19.2 Los pasivos por impuestos diferidos al cierre incluyen los siguientes conceptos 322
19.3 Conciliación Tasa Efectiva 323
19.4 Resultado Tributario de las Filiales Nacionales al término del periodo 324
NOTA 20 – OTROS PASIVOS FINANCIEROS 324
NOTA 21 – DERIVADOS Y OPERACIONES DE COBERTURA 330
NOTA 22 – PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS 333
NOTA 23 – GESTION DE RIESGOS 334
23.1 Riesgos de Mercado 335
23.2 Riesgo de Precio de Acciones 337
23.3 Riesgo de Precio de Combustibles 337
23.4 Riesgo de Crédito 338
23.5 Activos Financieros y Derivados 339
23.6 Riesgo de Liquidez 340
23.7 Seguros 340
23.8 Clasificación de Riesgo 341
NOTA 24 – CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR 341
NOTA 25 – PROVISIONES CORRIENTES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS 343
NOTA 26 – OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS 343
NOTA 27 – OTRAS PROVISIONES NO CORRIENTES 344
NOTA 28 – PROVISIONES NO CORRIENTES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS 345

NOTA 29 – PATRIMONIO 346
29.1 Política de Dividendos 346
29.2 Gestión de Capital 346
NOTA 30 – INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS 347
NOTA 31 – COSTOS DE VENTA 348
NOTA 32 – OTROS INGRESOS Y EGRESOS DE LA OPERACIÓN 348
NOTA 33 – GASTOS DE ADMINISTRACIÓN 349
NOTA 34 – GASTOS DEL PERSONAL 349
NOTA 35 – OTROS GASTOS (INGRESOS) 350
NOTA 36 – INGRESOS FINANCIEROS 350
NOTA 37 – COSTOS FINANCIEROS 350
NOTA 38 – DIFERENCIAS DE CAMBIO 351
NOTA 39 – GANANCIA POR ACCIÓN 352
NOTA 40 – GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS 353
40.1 Garantías Directas 353
40.2 Garantías Indirectas 354
40.3 Cauciones Obtenidas de Terceros 355
40.4 Restricciones 357
40.5 Otras Contingencias 360
NOTA 41 – DOTACIÓN 361
NOTA 42 – SANCIONES 362
NOTA 43 – MEDIO AMBIENTE 362
NOTA 44 – INFORMACION FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES 364
NOTA 45 – HECHOS POSTERIORES 365
ANEXO 1 – SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENGIE ENERGIA CHILE S.A 365
ANEXO 2 – DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA 366

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS CLASIFICADO.

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, expresados en miles de dólares estadounidenses.

Activos	Nota	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Activos Corrientes			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	498.643	301.327
Otros activos financieros corrientes	7-21	11.941	12.441
Otros activos no financieros corrientes	8	215.982	237.668
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	9	217.775	271.171
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	10	2.859	7.407
Inventarios corrientes	11	124.635	139.574
Activos por impuestos corrientes, corriente	12	8.676	16.782
Activos Corrientes, Total		**1.080.511**	**986.370**
Activos No Corrientes			
Otros activos financieros no corrientes	7-21	27.065	5.682
Otros activos no financieros no corrientes	13	65.122	39.417
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	9	90.892	297.584
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	10	17.400	16.017
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	14	138.968	125.397
Activos intangibles distintos de la plusvalía	15	130.631	138.773
Plusvalía	16	32.784	32.784
Propiedades, planta y equipo	17	2.969.246	2.385.034
Activos por derecho de uso	18	117.120	122.900
Activos por impuestos diferidos	19	51.041	108.970
Activos No Corrientes, Total		**3.640.269**	**3.272.558**
Activos, Total		**4.720.780**	**4.258.928**

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados.

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS CLASIFICADO.

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, expresados en miles de dólares estadounidenses.

Patrimonio y Pasivos	Nota	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Pasivos Corrientes			
Otros pasivos financieros corrientes	20-21	287.363	331.704
Pasivos por arrendamientos corrientes	22	4.311	5.387
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	24	270.424	294.249
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	10	45.240	15.568
Pasivos por impuestos corrientes	12	0	15.363
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	25	34.572	31.911
Otros pasivos no financieros corrientes	26	7.973	14.436
Pasivos Corrientes, Total		**649.883**	**708.618**
Pasivos No Corrientes			
Otros pasivos financieros no corrientes	20-21	2.152.132	1.813.530
Pasivos por arrendamientos no corrientes	22	87.532	101.220
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	10	47.854	49.889
Otras provisiones no corrientes	27	187.074	170.524
Pasivo por impuestos diferidos	19	31.348	29.010
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	28	78	43
Otros pasivos no financieros no corrientes	26	82	81
Pasivos, No Corrientes, Total		**2.506.100**	**2.164.297**
Total Pasivos		**3.155.983**	**2.872.915**
Patrimonio			
Capital Emitido		1.043.728	1.043.728
Ganancias acumuladas		126.967	(46.910)
Otras Reservas	29	394.102	389.195
Patrimonio Neto Atribuible a los Propietarios de la Controladora		**1.564.797**	**1.386.013**
Patrimonio Total		**1.564.797**	**1.386.013**
Patrimonio y Pasivos, Total		**4.720.780**	**4.258.928**

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados.

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS POR FUNCIÓN.

Por los años terminados al 31 de diciembre 2024 y 2023, expresados en miles de dólares estadounidenses.

Estado Consolidado de Resultados Integrales por Función	Nota	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Ingresos de actividades ordinarias	30	1.836.464	2.187.837
Costo de ventas	31	(1.433.175)	(1.941.863)
Ganancia bruta		**403.289**	**245.974**
Otros ingresos	32	20.189	20.823
Gastos de administración	33	(57.123)	(48.757)
Otros gastos o ingresos, por función	35	(463)	(613.927)
Ganancia (pérdida) actividades de operación		**365.892**	**(395.887)**
Ingresos financieros	36	83.161	23.414
Costos financieros	37	(130.907)	(127.764)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	14	5.533	3.427
Diferencias de cambio	38	(12.474)	(2.294)
Ganancia (pérdida), antes de Impuesto		**311.205**	**(499.104)**
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	19	(82.914)	88.050
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones Continuadas		**228.291**	**(411.054)**
Ganancia, atribuible a:			
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora		**228.291**	**(411.054)**
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras		0	0
Ganancias por Acción:			
Ganancia (pérdida)		**228.291**	**(411.054)**
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	39	USD 0,217	(USD 0,390)

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados.

OTROS RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS.

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, expresados en miles de dólares estadounidenses.

Otro resultado integral	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Ganancia	**228.291**	**(411.054)**
Coberturas del flujo de efectivo		
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	3.763	(22.129)
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	1.144	5.281
Otro resultado integral	**4.907**	**(16.848)**
Resultado Integral	**233.198**	**(427.902)**
Resultado Integral atribuible a:		
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	233.198	(427.902)
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras	0	0
Resultado Integral Total	**233.198**	**(427.902)**

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados.

ESTADOS DE FLUJO DE EFECTIVO – DIRECTO.

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, expresados en miles de dólares estadounidenses.

Estado Consolidado de Flujo de Efectivo - Directo	Nota	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 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		2.433.874	2.597.419
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		17.813	6.119
Otros cobros por actividades de operación		30	88
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(1.584.169)	(1.965.406)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(78.886)	(77.679)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(37.613)	(37.960)
Otros pagos por actividades de operación		(267)	(202)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) operaciones			
Intereses pagados, clasificados como actividades de operación		(116.307)	(98.350)
Intereses recibidos, clasificados como actividades de operación		1.115	0
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación		(28.988)	(31.800)
Otras entradas (salidas) de efectivo, clasificados como actividades de operación		(31.088)	(46.246)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación		**575.514**	**345.983**

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados.

ESTADOS DE FLUJO DE EFECTIVO – DIRECTO.

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, expresados en miles de dólares estadounidenses.

Estado Consolidado de Flujo de Efectivo - Directo	Nota	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Otros pagos para adquirir participaciones en negocios conjuntos		(1.192)	0
Compras de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		(655.228)	(534.614)
Intereses recibidos		17.553	6.291
Pagos derivados de contratos de futuro, a término de opciones y permuta financiera		(187.687)	(179.162)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		175.856	194.812
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		**(650.698)**	**(512.673)**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		0	50.000
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		825.118	775.000
Préstamos de entidades relacionadas		0	75.000
Pagos de préstamos		(550.522)	(489.894)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros		(3.522)	(4.055)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		0	(75.000)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		**271.074**	**331.051**
Incremento (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		195.890	164.361
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		1.426	4.601
Incremento (disminución) de efectivo y equivalentes al efectivo		**197.316**	**168.962**
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del período	6	301.327	132.365
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	6	**498.643**	**301.327**

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados.

ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO CONSOLIDADO NETO.

Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024, expresado en miles de dólares estadounidenses.

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto al 31 de diciembre de 2024	Cambios en Capital Emitido Acciones Ordinarias	Cambios en Otras Reservas		Cambios en Resultados Retenidos (Pérdidas Acumuladas)	Patrimonio Neto Atribuible a los Propietarios de la Controladora Total	Cambios en Participa-ciones no Controladoras	Cambios en Patrimonio Neto, Total
		Otras Reservas Varias	Reservas de Conversión				
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Patrimonio al 01-01-2024	1.043.728	389.195	0	(46.910)	1.386.013	0	1.386.013
Ganancia	0	0	0	228.291	228.291	0	228.291
Otros Resultados Integrales	0	4.907	0	0	4.907	0	4.907
Total Resultados Integrales	**0**	**4.907**	**0**	**228.291**	**233.198**	**0**	**233.198**
Dividendos	0	0	0	(54.414)	(54.414)	0	(54.414)
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	0	0	0	0	0	0	0
Cambios en Patrimonio	**0**	**4.907**	**0**	**173.877**	**178.784**	**0**	**178.784**
Saldo Final Ejercicio Actual 31-12-2024	**1.043.728**	**394.102**	**0**	**126.967**	**1.564.797**	**0**	**1.564.797**

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados.

ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO CONSOLIDADO NETO.

Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023, expresado 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 Participa-ciones no Controladoras	Cambios en Patrimonio Neto, Total
		Otras Reservas Varias	Reservas de Conversión				
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Patrimonio al 01-01-2023	1.043.728	394.371	0	364.144	1.802.243	0	1.802.243
Ganancia (pérdida)	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 Anterior 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.

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 2024 fueron aprobados en el Directorio de la Sociedad el 28 de enero de 2025. 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.

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 2024 y 2023, 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 2024 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
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 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 enmienda es aplicable por primera vez en 2024, sin embargo, no tiene un impacto en los estados financieros de la entidad.

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

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 periodo sobre el que se informa y el tipo y el efecto de los cambios no monetarios en los importes en libros de esos acuerdos. Se requiere que la información sobre esos acuerdos se presente en forma agregada a menos que los acuerdos individuales tengan términos que no son similares entre sí o que son únicos. En el contexto de las revelaciones cuantitativas de riesgo de liquidez requeridas por la 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 enmienda es aplicable por primera vez en 2024, sin embargo, no tiene un impacto en los estados financieros de la entidad.

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

Enmiendas		Fecha de aplicación obligatoria
IAS 21	Falta de intercambiabilidad	1 de enero de 2025
IFRS 9 e IFRS 7	Clasificación y medición de los instrumentos financieros	1 de enero de 2026
IFRS 1, IFRS 7, IFRS 9, IFRS 10 e IAS 7	Mejoras anuales a las IFRS	1 de enero de 2026
IFRS 9 e IFRS 7	Contratos de electricidad dependientes de la naturaleza	1 de enero de 2026
IFRS 18	Presentación e Información a Revelar en los Estados Financieros	1 de enero de 2027
IFRS 19	Subsidiarias sin Obligación Pública de Rendir Cuentas: Información a Revelar	1 de enero de 2027
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 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 9 e IFRS 7 Clasificación y Medición de los Instrumentos Financieros

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

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

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

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

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

Mejoras anuales a las IFRS

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

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

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

Contratos de electricidad dependientes de la naturaleza

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

1. Aclaran la aplicación de los requisitos del concepto de "uso propio".
2. Permiten la contabilidad de cobertura si estos contratos se utilizan como instrumentos de cobertura.
3. Agregan nuevos requisitos de revelaciones para permitir a los inversores entender el efecto de estos contratos en el desempeño financiero y los flujos de efectivo de una entidad.

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

IFRS 18 Presentación e Información a Revelar en los Estados Financieros

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

Estado de resultados

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

Principales actividades de negocio

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

Medidas de desempeño definidas por la administración

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

Modificaciones resultantes a otras normas contables

Se han realizado modificaciones de alcance limitado a la IAS 7 Estado de Flujos de Efectivo, que incluyen cambiar el punto de partida para determinar los flujos de efectivo de las actividades de operación bajo el método indirecto de "ganancia o pérdida" a "ganancia o pérdida operativa". También se ha eliminado en gran medida la opcionalidad en torno a la clasificación de los flujos de efectivo de dividendos e intereses en el estado de flujos de efectivo.

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

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

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

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

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

IFRS 19 Subsidiarias sin Obligación Pública de Rendir Cuentas: Información a Revelar

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

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

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

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

Obligación pública de rendir cuentas

Una entidad tiene obligación pública de rendir cuentas si:

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

Requisitos de revelación y referencias a otras normas contables IFRS

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

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

Enmiendas esperadas

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

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

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

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 Consejo 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 2024.

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.", “Solar Los Loros SpA”, “Eólica Monte Redondo SpA”, “Alba SpA”, “Alba Andes SpA”, “Alba Pacífico SpA”, “Río Alto SpA.”, “Energías de Abtao SpA”, “Eólica Entre Cerros SpA” y “Parque Fotovoltaico Andino Las Pataguas 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).

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 sociedad Transmisora Eléctrica del Norte S.A. y la sociedad Compañía Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A. es contabilizada por el método de la participación.

Un negocio conjunto es un acuerdo conjunto mediante el cual las partes que tienen control conjunto del acuerdo tienen derecho a los activos netos del acuerdo conjunto. Control conjunto es el acuerdo contractual para compartir el control de un acuerdo, que sólo existe cuando las decisiones sobre las actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control.

Los resultados, activos y pasivos de las asociadas y/o negocios conjuntos son incorporados en estos Estados Financieros utilizando el método de la participación, excepto cuando la inversión es clasificada como mantenida para la venta, en cuyo caso es contabilizada en conformidad con NIIF 5 Activos No Corrientes Mantenidos para la Venta y Operaciones Discontinuadas. Bajo el método de la participación, las inversiones en asociadas y/o negocios conjuntos son registradas inicialmente al costo, y son ajustadas posteriormente en función de los cambios que experimenta, tras la adquisición, la porción de los activos netos de la asociada que corresponde a la Sociedad, menos cualquier deterioro en el valor de las inversiones individuales.

Cuando la participación del Grupo en las pérdidas de una asociada o negocio conjunto excede su participación en éstos, la entidad dejará de reconocer su participación en las pérdidas adicionales. La participación en una asociada o negocio conjunto será el importe en libros de la inversión en la asociada o negocio conjunto determinado según el método de la participación, junto con cualquier participación a largo plazo que, en esencia, forme parte de la inversión neta de la entidad en la asociada o negocio conjunto.

Una inversión en una asociada y/o negocio conjunto se contabilizará utilizando el método de la participación, desde la fecha en que pasa a ser una asociada o negocio conjunto. En el momento de la adquisición de la inversión en una asociada o negocio conjunto cualquier exceso del costo de la inversión sobre y la participación de la Compañía en el valor razonable neto de los activos y pasivos identificables de la participada, se contabilizará como plusvalía, y se incluirá en el importe en libros de la inversión. Cualquier exceso de la participación de la entidad en el valor razonable neto de los activos y pasivos identificables de la participada sobre el costo de la inversión, después de efectuar una reevaluación, será reconocida inmediatamente en resultados en el período en el cual la inversión fue adquirida.

.2.6 Principios de Consolidación

La consolidación de las operaciones de ENGIE ENERGIA CHILE S.A. y filiales se ha hecho línea por línea sobre la base de los siguientes principios básicos:

1. En la fecha de toma de control, los activos adquiridos y los pasivos asumidos de la sociedad filial son registrados a valor razonable, excepto para ciertos activos y pasivos que se registran siguiendo los principios de valoración establecidos en las NIIF. Si el valor razonable de la contraprestación transferida más el valor razonable de cualquier participación no controladora excede el valor razonable de los activos netos adquiridos de la filial, esta diferencia es registrada como plusvalía. En el caso de una compra en términos muy ventajosos, 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. Cabe mencionar que la Sociedad posee el 100% de la participación en todas sus filiales por lo tanto las participaciones no controladoras en los estados financieros son iguales a cero.
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 materiales

Los criterios contables aplicados durante el ejercicio 2024 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, al 31 de diciembre de 2024 y 2023.
- Estados de Cambios en el Patrimonio, por los años terminados al 31 de diciembre de 2024 y 2023.
- Estados de Resultados Integrales Consolidados, por los años terminados al 31 de diciembre de 2024 y 2023.
- Estados de Flujo de Efectivo Directo, por los años terminados al 31 de diciembre de 2024 y 2023.

2.10 Conversión de Moneda Extranjera

La moneda funcional de la Sociedad y todas sus filiales 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	31-12-2024 USD 1	31-12-2023 USD 1
Peso Chileno	996,4600	877,1200
Euro	0,9625	0,9042
Yen	157,2100	140,8950
Peso Argentino	1030,5000	807,9750
Libra Esterlina	0,7978	0,7844
Unidad de Fomento	38,5532	41,9434

NOTA 3 – CRITERIOS CONTABLES APLICADOS

Los principales criterios contables aplicados en la elaboración de los estados financieros consolidados adjuntos, han sido los siguientes:

3.1 Propiedades, Plantas y Equipos

Las propiedades, plantas y equipos son registrados al costo de adquisición y/o de construcción menos depreciación acumulada y pérdidas por deterioro. El costo de propiedad, planta y equipos al 1 de enero de 2009, fecha de transición hacia IFRS, fue determinado a su costo histórico. El costo incluye gastos que han sido atribuidos directamente a la adquisición del activo. El costo de activos autoconstruidos incluye el costo de los materiales, mano de obra directa y cualquier otro costo directamente atribuible al proceso de hacer que el activo sea apto para su operación. Adicionalmente al valor pagado por la adquisición de cada elemento, el costo también incluye, en su caso, los siguientes conceptos:

1. Los gastos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos calificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión.
2. Los costos posteriores. El costo de reemplazar parte de un ítem de propiedad, planta y equipo es reconocido como activo cuando es probable que los beneficios económicos futuros asociados con los elementos del activo fijo vayan a ser percibidos por la compañía, y éstos además puedan determinarse de manera fiable. El valor del componente sustituido se da de baja contablemente.

Los costos de mantenimiento de propiedad, planta y equipos son reconocidos en el resultado cuando ocurren.

Los repuestos estratégicos son clasificados como Propiedad Planta y Equipos, distinguiendo los que serán utilizados para mantenciones mayores y los que son necesarios para responder ante emergencias.

La depreciación es reconocida en el resultado en base a depreciación lineal sobre las vidas útiles económicas de cada componente de un ítem de propiedad, planta y equipo, sin valor residual. Los activos arrendados son depreciados en el periodo más corto entre el arriendo y sus vidas útiles, a menos que sea seguro que la compañía obtendrá la propiedad al final del período de arriendo.

Los terrenos se registran de forma independiente de los edificios o instalaciones que puedan estar asentadas sobre los mismos y tienen una vida útil indefinida y, por lo tanto, no son objeto de depreciación.

Las siguientes son las principales clases de Propiedades, plantas y equipos junto a sus respectivos intervalos de vidas útiles estimadas:

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

El Grupo revisa la vida útil de las Propiedades, Plantas y Equipos al final de cada ejercicio anual sobre el cual se informe.

3.2 Combinación de Negocio y Plusvalía

Las combinaciones de negocios se contabilizan utilizando el método de adquisición. Se mide el costo de una adquisición como el agregado de la contraprestación transferida, la cual es medida al valor justo en la fecha de adquisición, y el monto o cantidad de cualquier participación no controladora en la adquirida. Para cada combinación de negocios, el Grupo elige si medir las participaciones no controladoras en la adquirida a valor razonable o en la parte proporcional de los activos netos identificables de la adquirida. Los costos relacionados con la adquisición se registran como gastos incurridos y se incluyen en gastos administrativos.

Cuando el Grupo adquiere un negocio, evalúa los activos y pasivos financieros adquiridos para su clasificación y designación de acuerdo con los términos contractuales, circunstancias económicas y condiciones pertinentes a la fecha de adquisición. Esto incluye la separación de derivados implícitos de contratos principal por la adquirida.

Cualquier contraprestación contingente a ser transferida por la adquiriente será reconocida a su valor razonable en la fecha de la adquisición.

La contraprestación contingente clasificada como patrimonio no se vuelve a medir y su liquidación posterior es contabilizado dentro del patrimonio neto. La contraprestación contingente clasificada como un activo o pasivo que es un instrumento financiero y está dentro del alcance de la NIIF 9 Instrumentos financieros, se miden a valor justo y sus cambios en valor razonable son reconocidos en el estado de resultados de acuerdo con la NIIF 9.

Otras contraprestaciones contingentes que no están dentro del alcance de la NIIF 9 se miden al valor justo en cada fecha de reporte y los cambios en el valor razonable son reconocidos en estado de resultados.

La plusvalía se mide inicialmente al costo (que es el exceso del agregado de la contraprestación transferida y la cantidad reconocida por las participaciones no controladoras y cualquier participación previa mantenida sobre activos netos identificables adquiridos y pasivos asumidos). Si el valor razonable de los activos netos adquiridos es superior a la contraprestación transferida, el Grupo reevalúa si ha identificado correctamente todos los activos adquiridos y todos los pasivos asumidos y revisa los procedimientos utilizados para medir los montos a reconocer en la fecha de adquisición. Si después de la reevaluación todavía resulta en un exceso del valor razonable de los activos netos adquiridos sobre la contraprestación transferida, entonces la ganancia se reconoce en resultados.

Después del reconocimiento inicial, la plusvalía se mide al costo menos cualquier pérdida por deterioro acumulada. Con el propósito de las pruebas de deterioro, la plusvalía adquirida en una combinación de negocios, desde la fecha de adquisición, se asigna a cada una de las unidades generadoras de efectivo del Grupo que se espera se beneficien de la combinación, independientemente de si otros activos o pasivos de la adquirida se asignan a esas unidades.

Cuando la plusvalía ha sido asignada a una unidad generadora de efectivo (UGE) y parte de la operación dentro de esa unidad se elimina, la plusvalía asociada con la operación eliminada se incluye en el importe en libros de la operación para determinar la ganancia o pérdida en la baja o deterioro. La plusvalía castigada o dada en baja en estas circunstancias se mide basada en los valores relativos de la operación enajenada y la porción de la unidad generadora de efectivo retenida

3.3 Otros Activos No Financieros No Corrientes

La Sociedad incluye dentro de otros activos no financieros no corrientes, aquellos que no clasifican en los rubros de activos tangibles, activos intangibles y activos financieros, que por su naturaleza son de largo plazo.

La Sociedad clasifica aquí todos los proyectos en desarrollo relevantes que se están ejecutando, hasta que comienzan a tener actividades o elementos tangibles, momento en el cual pasan a ser clasificados en Propiedades, Plantas y Equipos.

3.4 Activos Intangibles

Los activos intangibles de relación contractual con clientes corresponden principalmente a contratos de suministro de energía eléctrica, asociados a nuestras filiales Central Termoeléctrica Andina SpA. e Inversiones Hornitos SpA., los cuales se amortizan a contar del año 2011, por un período de 30 años y 15 años respectivamente. El valor presentado por amortización de intangibles de relación contractual con clientes para el período 2010, corresponde al contrato de transporte de gas de nuestra filial Gasoducto Nor Andino SpA. y la amortización es registrada en el rubro costo de venta del estado de resultados, por un período de 11 años.

Los otros activos intangibles identificables corresponden a cesiones y transferencias de derechos, concesiones de líneas de transmisión y otros terrenos fiscales. Estos derechos se registran a su valor de adquisición y su amortización es en base a amortización lineal, en un plazo de 30 años a contar del año 2012.

Intangibles		Vida útil de intangibles	
		Mínima	Máxima
Derechos y Concesiones	20 años	30 años	30 años
Relaciones Contractuales con Clientes	10 años	30 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

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

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.

3.7.3 Pasivos financieros

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.

Pasivos financieros a costo amortizado (préstamos y obligaciones)

Esta es la categoría más relevante para el Grupo. Después del reconocimiento inicial, los préstamos y obligaciones que devengan intereses se miden posteriormente al costo amortizado utilizando el Método del Interés Efectivo, EIR, las ganancias y pérdidas se reconocen en resultados cuando los pasivos se dan de baja, así como a través del proceso de amortización EIR.

El costo amortizado se calcula teniendo en cuenta cualquier descuento o prima en la adquisición y las tarifas o costos que son parte integral de la EIR. La amortización EIR se incluye como costos financieros en el estado de resultados o pérdida.

Baja en cuentas

Un pasivo financiero se da de baja cuando la obligación bajo el pasivo se descarga o cancela o expira. Cuando un pasivo financiero existente se reemplaza por otro del mismo prestamista en términos sustancialmente diferentes, o los términos de un pasivo existente se modifican sustancialmente, dicho intercambio o modificación se trata como la baja del pasivo original y el reconocimiento de un nuevo pasivo. La diferencia en los valores en libros respectivos se reconoce en el estado de resultados.

Los activos financieros y los pasivos financieros se compensan y el monto neto se informa en el estado consolidado de situación financiera si actualmente existe un derecho legal exigible para compensar los montos reconocidos y existe la intención de liquidar sobre una base neta, realizar los activos y liquidar los pasivos simultáneamente.

3.7.4 Derivados y operaciones de cobertura

Instrumentos financieros derivados y contabilidad de cobertura

Reconocimiento inicial y medición posterior

La Sociedad utiliza instrumentos financieros derivados, como contratos de divisas a plazo y swap financieros, de tasas de interés y contratos a plazo de materias primas, para cubrir sus riesgos de divisas, riesgos de tasas de interés y riesgos de precios de materias primas, respectivamente. Dichos instrumentos financieros derivados se reconocen inicialmente a su valor razonable en la fecha en que se celebra un contrato de derivados y posteriormente se vuelven a medir a su valor razonable. Los derivados se contabilizan como activos financieros cuando el valor razonable es positivo y como pasivos financieros cuando el valor razonable es negativo.

Para fines de contabilidad de cobertura, las coberturas se clasifican como:

- Coberturas de valor razonable al cubrir la exposición a cambios en el valor razonable de un activo o pasivo reconocido o un compromiso firme no reconocido.
- Coberturas de flujo de efectivo al cubrir la exposición a la variabilidad en los flujos de efectivo que es atribuible a un riesgo particular asociado con un activo o pasivo reconocido o una transacción pronosticada altamente probable o el riesgo de moneda extranjera en un compromiso de empresa no reconocido.
- Coberturas de una inversión neta en un negocio en el extranjero.

Al inicio de una relación de cobertura, el Grupo designa y documenta formalmente la relación de cobertura a la que desea aplicar la contabilidad de cobertura y el objetivo y la estrategia de gestión de riesgos para emprender la cobertura.

La documentación incluye la identificación del instrumento de cobertura, la partida cubierta, la naturaleza del riesgo que se está cubriendo y cómo el Grupo evaluará si la relación de cobertura cumple con los requisitos de efectividad de la cobertura (incluido el análisis de las fuentes de ineficacia de la cobertura y cómo es el índice de cobertura determinado). Una relación de cobertura califica para la contabilidad de cobertura si cumple con todos los siguientes requisitos de efectividad:

- Existe una "relación económica" entre el elemento cubierto y el instrumento de cobertura.
- El efecto del riesgo de crédito no "domina los cambios de valor" que resultan de esa relación económica.
- El rating de cobertura es del mismo que resulta de la cantidad del elemento cubierto que el Grupo realmente cubre y la cantidad del instrumento de cobertura que el Grupo realmente usa para cubrir esa cantidad de artículo cubierto.

Las coberturas que cumplen con todos los criterios de calificación para la contabilidad de cobertura se contabilizan, como se describe a continuación:

Coberturas de valor razonable

El cambio en el valor razonable de un instrumento de cobertura se reconoce en el estado de resultados como otro gasto. El cambio en el valor razonable de la partida cubierta atribuible al riesgo cubierto se registra como parte del valor en libros de la partida cubierta y también se reconoce en el estado de resultados como otro gasto.

Para las coberturas de valor razonable relacionadas con partidas contabilizadas al costo amortizado, cualquier ajuste al valor contable se amortiza a través de resultados durante el período restante de la cobertura utilizando el método EIR. La amortización de EIR puede comenzar tan pronto como exista un ajuste y, a más tardar, cuando la partida cubierta deje de ajustarse por los cambios en su valor razonable atribuibles al riesgo cubierto.

Si la partida cubierta se da de baja, el valor razonable no amortizado se reconoce inmediatamente en resultados.

Cuando un compromiso en firme no reconocido se designa como una partida cubierta, el cambio acumulativo posterior en el valor razonable del compromiso en firme atribuible al riesgo cubierto se reconoce como un activo o pasivo con una ganancia o pérdida correspondiente reconocida en resultados.

Coberturas de flujo de efectivo

La parte efectiva de la ganancia o pérdida en el instrumento de cobertura se reconoce en OCI en la reserva de cobertura de flujo de efectivo, mientras que cualquier parte ineficaz se reconoce inmediatamente en el estado de resultados. La reserva de cobertura de flujo de efectivo se ajusta al menor entre la ganancia o pérdida acumulada en el instrumento de cobertura y el cambio acumulativo en el valor razonable de la partida cubierta.

La Sociedad utiliza contratos de divisas a plazo como coberturas de su exposición al riesgo de divisas en las transacciones previstas y compromisos firmes, así como contratos a plazo de productos básicos por su exposición a la volatilidad en los precios de los productos. La porción ineficaz relacionada con los contratos en moneda extranjera se reconoce como otro gasto y la porción ineficaz relacionada con los contratos de productos básicos se reconoce en otros ingresos o gastos operativos.

La Sociedad designa solo el elemento spot de los contratos a plazo como instrumento de cobertura. El elemento a plazo se reconoce en OCI y se acumula en un componente separado del patrimonio bajo el costo de la reserva de cobertura.

Los importes acumulados en OCI se contabilizan, según la naturaleza de la transacción cubierta subyacente. Si la transacción cubierta resulta posteriormente en el reconocimiento de un elemento no financiero, el monto acumulado en el patrimonio se elimina del componente separado del patrimonio y se incluye en el costo inicial u otro valor en libros del activo o pasivo cubierto. Este no es un ajuste de reclasificación y no se reconocerá en OCI durante el período. Esto también se aplica cuando la transacción de previsión cubierta de un activo no financiero o pasivo no financiero se convierte posteriormente en un compromiso firme para el cual se aplica la contabilidad de cobertura del valor razonable.

Para cualquier otra cobertura de flujo de efectivo, el monto acumulado en OCI se reclasifica a resultados como un ajuste de reclasificación en el mismo período o períodos durante los cuales los flujos de efectivo cubiertos afectan las ganancias o pérdidas.

Si se descontinúa la contabilidad de cobertura de flujo de efectivo, el monto que se ha acumulado en OCI debe permanecer en OCI acumulado si aún se espera que ocurran los flujos de efectivo futuros cubiertos. De lo contrario, el monto se reclasificará inmediatamente a resultados como un ajuste de reclasificación. Después de la interrupción, una vez que se produce el flujo de efectivo cubierto, cualquier cantidad restante en el OCI acumulado debe contabilizarse dependiendo de la naturaleza de la transacción subyacente como se describe anteriormente.

La estrategia de gestión de riesgos financieros de Engie Energia Chile S.A. y sus subsidiarias se enfoca en mitigar el riesgo de tipo de cambio relacionado con ingresos, costos, inversiones de excedentes de efectivo, inversiones en general y deuda denominada en una moneda que no sea el dólar estadounidense.

Los retrasos o cambios en los flujos de pago pueden producir un desajuste entre los flujos de cobertura y la partida cubierta. Para reducir el impacto de estos desajustes en la efectividad de la cobertura, los principales instrumentos cubiertos se complementan con otros instrumentos contratados en su fecha de vencimiento, tales como: (a) depósitos a plazo en UF, (b) acuerdos de repos, (c) extensiones de forwards o (d) nuevos forwards opuestos.

Las coberturas de EECL solo pueden interrumpirse en los siguientes casos:

- La posición del instrumento de cobertura designado caduca y no se prevé ninguna situación o renovación si se vende o liquida, ejerce o cierra.
- La cobertura ya no cumple uno de los requisitos para la contabilidad de cobertura especial.
- Existe evidencia de que la transacción futura prevista que se está cubriendo no se consumará.
- Alguna subsidiaria de la Compañía suspende su designación por separado de las otras subsidiarias.

En los ejercicios cubiertos por los estados financieros la Sociedad sólo utilizó cobertura de flujos de efectivo.

3.8 Inventarios

Este rubro está compuesto principalmente por repuestos para mantenimientos e insumos utilizados en el proceso productivo de generación eléctrica. Estos se registran al costo, sobre la base del método de promedio ponderado. El costo de las existencias excluye los gastos de financiamiento y las diferencias de cambio. El costo de existencias afecta a resultados conforme se consumen.

3.9 Activos No Corrientes Mantenidos para la Venta y Actividades Interrumpidas

La Sociedad clasifica como activos no corrientes mantenidos para la venta las Propiedades, Plantas y Equipos, los intangibles, las inversiones en asociadas, los negocios conjuntos y los grupos sujetos a desapropiación (grupo de activos que se van a enajenar junto con sus pasivos directamente asociados), para los cuales en la fecha de cierre del estado de situación financiera se han iniciado gestiones activas para su venta y se estima que es altamente probable que la misma se concrete durante el período de doces meses siguientes a dicha fecha.

Estos activos o grupos sujetos a desapropiación se valorizan por el menor del monto en libros o el valor estimado de venta deducidos los costos necesarios para llevarla a cabo, y dejan de amortizarse desde el momento en que son clasificados como activos no corrientes mantenidos para la venta.

Los activos que dejen de estar clasificados como mantenidos para la venta, o dejen de formar parte de un grupo de elementos enajenables, son valorados al menor de su valor contable antes de su clasificación, menos las depreciaciones, amortizaciones o revalorizaciones que se hubieran reconocido si no se hubieran clasificado como tales, y el valor recuperable en la fecha en la que van a ser reclasificados a Activos no corrientes.

3.10 Provisiones

La Sociedad reconoce una provisión si:

- Como resultado de un suceso pasado, tiene una obligación legal o implícita.
- Puede ser estimada en forma fiable.
- Es probable que sea necesario un egreso de flujo de efectivo para liquidar dicha obligación.

Las obligaciones existentes a la fecha de los estados financieros, surgidas como consecuencia de hechos pasados de los que pueden derivarse perjuicios patrimoniales de probable materialización para la Sociedad, cuyo monto y fecha de pago son inciertos, se registran como provisiones por el valor actual del monto más probable que se estima habrá que desembolsar para cancelar la obligación.

3.10.1 Beneficios post empleo y otros similares

La Sociedad reconoce en su pasivo, a la fecha de cierre de los estados financieros, el valor actual de la obligación por concepto de indemnización por años de servicios (IAS). La valorización de estas obligaciones se efectúa mediante un cálculo actuarial, el cual considera hipótesis de tasas de mortalidad, rotación de los empleados, tasas de interés, fechas de jubilación, efectos por incrementos en los salarios de los empleados, así como los efectos en las variaciones en las prestaciones derivadas de variaciones en la tasa de inflación. Las pérdidas y ganancias actuariales que puedan producirse por variaciones de las obligaciones preestablecidas definidas se registran directamente en otros resultados integrales. Las pérdidas y ganancias actuariales tienen su origen en las desviaciones entre la estimación y la realidad del comportamiento de las hipótesis actuariales o en la reformulación de las hipótesis actuariales establecidas (Ver Nota 27).

3.11 Clasificación del Valor Corriente y No Corriente

La Sociedad clasifica sus activos y pasivos de acuerdo a sus vencimientos; esto es, como corrientes, aquellos activos y pasivos con vencimiento inferior o igual a doce meses, y como no corrientes, aquellos activos y pasivos con vencimiento superior a un año.

Pasivos cuyo vencimiento es inferior a doce meses, pero cuyo refinanciamiento a largo plazo está asegurado a discreción de la Sociedad, mediante contratos de crédito disponibles de forma incondicional con vencimiento a largo plazo, podrán clasificarse como pasivos no corrientes y su porción del corto plazo en pasivos corrientes.

3.12 Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

Impuesto a la renta corriente

Los activos y pasivos por impuestos a las ganancias corrientes se miden al monto que se espera recuperar o pagar a las autoridades fiscales. Las tasas impositivas y las leyes impositivas utilizadas para calcular el monto son las que se promulgaron o se promulgarán de manera sustancial en la fecha de presentación en los países donde la Sociedad opera y genera ingresos imponibles. El impuesto a las ganancias corriente relacionado con partidas reconocidas directamente en el patrimonio neto se reconoce en el patrimonio neto y no en el estado de resultados. La gerencia evalúa periódicamente las posiciones tomadas en las declaraciones de impuestos con respecto a situaciones en las que las regulaciones fiscales aplicables están sujetas a interpretación y establece disposiciones cuando corresponde.

Impuesto diferido

Los impuestos diferidos se calculan, utilizando el método del pasivo, sobre las diferencias temporales entre las bases imponibles de los activos y pasivos y sus importes en libros para fines de información financiera en la fecha de presentación.

Los pasivos por impuestos diferidos se reconocen por todas las diferencias temporarias imponibles, excepto:

- Cuando el pasivo por impuestos diferidos surge del reconocimiento inicial del goodwill o de un activo o pasivo en una transacción que no es una combinación de negocios y, en el momento de la transacción, no afecta ni a la ganancia contable ni a la ganancia o pérdida imponible.
- Con respecto a las diferencias temporarias imponibles asociadas con inversiones en subsidiarias, asociadas e intereses en acuerdos conjuntos, cuando se puede controlar el momento de la reversión de las diferencias temporarias y es probable que las diferencias temporarias no se reviertan en el futuro previsible.

Los activos por impuestos diferidos se reconocen por todas las diferencias temporarias deducibles, el traspaso de créditos fiscales no utilizados y cualquier pérdida fiscal no utilizada. Los activos por impuestos diferidos se reconocen en la medida en que sea probable que haya ganancias imponibles disponibles contra las cuales se puedan utilizar las diferencias temporarias deducibles, y el traspaso de créditos fiscales no utilizados y pérdidas fiscales no utilizadas, excepto:

- Cuando el activo por impuestos diferidos relacionado con la diferencia temporaria deducible surge del reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción que no es una combinación de negocios y, en el momento de la transacción, no afecta ni la ganancia contable ni la ganancia o pérdida imponible.
- Con respecto a las diferencias temporarias deducibles asociadas con inversiones en subsidiarias, asociadas e intereses en acuerdos conjuntos, los activos por impuestos diferidos se reconocen solo en la medida en que sea probable que las diferencias temporarias se reviertan en el futuro previsible y las ganancias imponibles estarán disponibles contra que las diferencias temporales pueden ser utilizadas.

El valor en libros de los activos por impuestos diferidos se revisa en cada fecha de presentación y se reduce en la medida en que ya no es probable que haya suficientes ganancias imponibles disponibles para permitir la utilización de todo o parte del activo por impuestos diferidos.

Los activos por impuestos diferidos no reconocidos se reevalúan en cada fecha de presentación y se reconocen en la medida en que sea probable que las ganancias imponibles futuras permitan recuperar el activo por impuestos diferidos. Los activos y pasivos por impuestos diferidos se miden a las tasas impositivas que se espera que se apliquen en el año en que se realiza el activo, o se liquida el pasivo, en función de las tasas impositivas (y las leyes impositivas) que se han promulgado o se promulgarán de manera sustancial en la fecha del reporte.

El impuesto diferido relacionado con partidas reconocidas fuera de resultados se reconoce fuera de resultados. Las partidas de impuestos diferidos se reconocen en correlación con la transacción subyacente, ya sea en otro resultado integral o directamente en el patrimonio neto.

3.13 Reconocimiento de Ingresos y Gastos

Los ingresos ordinarios se reconocen cuando se produce la entrada bruta de beneficios económicos originados en el curso de las actividades ordinarias de la Compañía durante el período, siempre que dicha entrada de beneficios provoque un incremento en el patrimonio total que no esté relacionado con las aportaciones de los propietarios de ese patrimonio y estos beneficios puedan ser valorados con fiabilidad. Los ingresos ordinarios se valoran por el valor razonable de la contrapartida recibida o por recibir, derivada de los mismos.

EECL analiza y toma en consideración todos los hechos y circunstancia relevantes al aplicar cada paso del modelo establecido por NIIF 15 a los contratos con sus clientes: (i) identificación del contrato, (ii) identificar obligaciones de desempeño, (iii) determinar el precio de la transacción, (iv) asignar el precio, y (v) reconocer el ingreso.

EECL también evalúa si existen costos adicionales para obtener un contrato, así como los costos directamente relacionados con el cumplimiento del contrato. Los ingresos por contratos con clientes se reconocen cuando el control de los bienes o servicios se transfiere al cliente por un monto que refleja la consideración a la que el Grupo espera tener derecho a cambio de esos bienes o servicios. El Grupo generalmente ha concluido que es el principal en sus acuerdos de ingresos, porque generalmente controla los bienes o servicios antes de transferirlos al cliente.

EECL reconoce los ingresos cuando se han cumplido satisfactoriamente los pasos establecidos en la NIIF 15 y es probable que los beneficios económicos futuros vayan a fluir a la compañía.

Los ingresos ordinarios, corresponden principalmente a ventas de energía, potencia, servicios portuarios, servicios industriales y transmisión eléctrica, los que incluyen los servicios prestados y no facturados al cierre del período, se presentan netos de impuestos, devoluciones, rebajas y descuentos, y son reconocidos cuando el importe de los mismos puede ser medido con fiabilidad, y sea probable que los beneficios económicos futuros vayan a fluir a la compañía. Estos son imputados en base del criterio del devengo.

- Ventas de energía: Se reconoce como ingreso, la energía suministrada y no facturada al último día del mes de cierre, valorizadas según tarifas vigentes al correspondiente período de consumo. Asimismo, el costo de energía se encuentra incluido en el resultado..
- Ventas de servicios: Se reconocen en el resultado en el período en que se prestan dichos servicios.
- Ingresos por intereses: Los ingresos por intereses se reconocen sobre la base de la proporción de tiempo transcurrido, usando el método del interés efectivo.
- Arrendamientos: Para el caso de activos arrendados y reconocidos como arrendamiento financiero, el valor actual de los pagos está reconocido como una cuenta por cobrar. La diferencia entre este importe bruto a cobrar y el valor actual de dicho pago se reconoce como rendimiento financiero. Estos ingresos se reconocen como resultado a través del método lineal, durante el plazo del arrendamiento.

3.14 Ganancia (Pérdida) por Acción

La ganancia básica por acción se calcula como el cociente entre la ganancia (pérdida) neta del ejercicio atribuible a la Sociedad Matriz y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la misma en circulación durante dicho período, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad Matriz en poder de alguna sociedad filial, si en alguna ocasión fuere el caso.

3.15 Dividendos

La política de dividendos de EECL consiste en pagar el dividendo mínimo obligatorio en conformidad a la Ley y los estatutos sociales, pudiendo aprobarse dividendos por sobre el mínimo obligatorio si las condiciones de la compañía lo permiten. Cada año el directorio propone un pago de dividendos según los resultados financieros, los recursos líquidos disponibles y los requerimientos de financiamiento estimados para inversiones de capital. El dividendo propuesto por el directorio debe ser aprobado en Junta Ordinaria de Accionistas, según lo establece la ley.

En relación a las circulares N°1945 y N°1983 de la Comisión para el Mercado Financiero, el directorio de la Sociedad acordó que la utilidad líquida distribuible será la que se refleja en los estados financieros como Utilidad del Ejercicio atribuible a los tenedores de acciones, sin efectuar ajustes sobre las mismas.

En cuanto a las utilidades que no se distribuyan como dividendos provisorios, se podrá proponer a la respectiva Junta Ordinaria de Accionistas su distribución como dividendo definitivo dentro de los treinta días siguientes a la celebración de la respectiva junta.

3.16 Efectivo y Equivalentes al Efectivo

El efectivo y equivalente de efectivo comprende el efectivo en caja, cuentas corrientes bancarias sin restricciones, depósitos a plazo y valores negociables cuyo vencimiento no supere los 90 días, siendo fácilmente convertibles en cantidades conocidas de efectivo y con riesgo poco significativo de cambios a su valor.

3.17 Segmentos de Operación

El negocio principal de la Sociedad es la generación y venta de energía eléctrica. Para ello cuenta con centrales térmicas, de ciclo combinado, solares, eólicas 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 2024, ENGIE ENERGIA CHILE S.A. posee una capacidad instalada de 2.691 MW en el Sistema Eléctrico Nacional, conformando aproximadamente el 7% 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 2.691 MW en el Sistema Eléctrico Nacional (7%) de la potencia bruta total aportada en el sistema, está conformado principalmente por centrales térmicas de ciclo combinado y carboneras.

Las centrales renovables suman una capacidad total de 1.010 MW y se ubican a lo largo del SEN, 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.

4.5 Energías Renovables

En materia de energías renovables, en abril de 2008 se promulgó la Ley 20.257 y fue modificada con la Ley 20.698 que se promulgó en octubre de 2013, que incentivan el uso de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC). El principal aspecto de estas normas es que obliga a los generadores a que al menos un 5% de su energía comercializada provenga de estas fuentes renovables entre los años 2010 y 2014, aumentando progresivamente en 0,5% por año a partir del ejercicio 2015 hasta 2024, donde se alcanzará un 10%, para los contratos celebrados con posterioridad al 31 de agosto de 2007 y con anterioridad al 1 de julio de 2013. Para los contratos firmados con posterioridad al 1 de julio de 2013, la obligación aludida será del 5% al año 2013, con incrementos del 1% a partir del año 2014 hasta llegar al 12% el año 2020, e incrementos del 1,5% a partir del año 2021 hasta llegar al 18% el año 2024, y un incremento del 2% al año 2025 para llegar al 20% el año 2025.

En el año 2013, ENGIE ENERGIA CHILE S.A. inauguró la Planta Fotovoltaica, El Aguila I con una potencia instalada de 2 MWp.

Con fecha 9 de septiembre de 2016 comenzó su operación comercial la Planta Solar Fotovoltaica Pampa Camarones con una potencia instalada de 6 MWp.

Con fecha 17 de abril de 2019 la Sociedad adquirió las filiales “Solar Los Loros SpA” con una potencia instalada de 46 MWp y “Solairedirect Generación Andacollo SpA” con una potencia instalada de 1,3MWp.

Con fecha 01 de julio de 2020 la Sociedad adquirió la filial “Eólica Monte Redondo SpA” sumando a sus activos de generación renovable el Parque Eólico Monte Redondo con una capacidad instalada de 48 MW y la Central Hidroeléctrica Laja con una capacidad instalada de 34,4 MW.

Con fecha 29 de octubre de 2021 entró en operación comercial el Parque Eólico Calama con una capacidad instalada de 152,6 MW.

Con fecha 14 de enero de 2022 entró en operación comercial el Parque Solar Tamaya con una capacidad instalada de 114 MWp.

Con fecha 21 de noviembre de 2022 entró en operación comercial el Parque Solar Capricornio con una capacidad instalada de 87,9 MWp.

Con fecha 15 de diciembre de 2022 la Sociedad adquirió las filiales “Alba SpA”, “Alba Andes SpA”, “Alba Pacífico SpA”, “Río Alto S.A.“ y “Energías de Abtao S.A.” con sus activos de generación renovable Parque Eólico San Pedro I con una capacitad instalada de 36 MW y el Parque Eólico San Pedro II con una capacidad instalada de 65 MW.

Con fecha 24 de marzo de 2023 entró en operación comercial el Parque Solar Coya con una capacidad instalada de 181,25 MWac.

Con fecha 28 de febrero de 2024 entró en operación comercial Bess Coya con una capacidad instalada de 137,8 MW.

Para el cumplimiento de la normativa vigente, la Sociedad adquiere en el mercado los atributos de Energía Renovable No Convencional (ERNC).

NOTA 5 – REORGANIZACIONES SOCIETARIAS

5.1 Adquisición de filiales

5.1.1 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).

5.1.2 Con fecha 19 de julio de 2023 la Sociedad adquirió la filial Eólica Entre Cerros SpA. a Inversiones Bosquemar SpA.

5.1.3 Con fecha 15 de febrero de 2024 la Sociedad adquirió la filial Parque Fotovoltaico Andino Las Pataguas SpA a Andes Solar SpA e Inversiones y Asesorías Isla de Espalmador 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 2024 y 2023, clasificado por tipo de efectivo es el siguiente:

Clases de Efectivo y Equivalente de Efectivo (Presentación)	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Efectivo en Caja	26	32
Saldos en Bancos	53.876	12.783
Depósitos a corto plazo, clasificados como equivalentes al efectivo	444.741	288.512
Total de Efectivo y Equivalente de Efectivo	**498.643**	**301.327**

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 anual %	Vencimiento	31-12-2024 kUSD	Tasa anual %	Vencimiento	31-12-2023 kUSD
Banco BCI	USD	4,40%	13-01-25	3.800	5,34%	15-01-24	5.013
Banco BCI	USD	4,53%	02-01-25	5.509	5,81%	25-01-24	15.029
Banco BCI	USD	4,62%	04-02-25	2.013	5,81%	12-02-24	30.057
Banco BCI	USD	4,68%	13-01-25	5.028		-	0
Banco BCI	USD	4,68%	16-01-25	1.509		-	0
Banco BCI	USD	4,87%	15-01-25	20.181		-	0
Banco BCI	USD	4,87%	22-01-25	40.362		-	0
Banco BTG	USD	4,85%	11-02-25	12.068		-	0
Banco BTG	USD	4,85%	24-02-25	3.014		-	0
Banco Chile	USD	4,85%	22-01-25	40.362	5,20%	04-01-24	9.912
Banco Chile	USD		-	0	5,60%	11-01-24	4.976
Banco Chile	USD		-	0	5,35%	16-01-24	14.877
Banco Chile	USD		-	0	5,75%	25-01-24	9.908
Banco Estado	USD	4,70%	03-03-25	10.006	5,00%	08-01-24	15.025
Banco Estado	USD	4,72%	04-02-25	20.014	5,05%	16-01-24	2.001
Banco Estado	USD	4,75%	14-01-25	37.095	5,13%	16-01-24	10.013
Banco Estado	USD	4,91%	22-01-25	20.183	5,50%	16-01-24	5.025
Banco Estado	USD	5,00%	10-01-25	4.043	5,65%	25-01-24	5.026
Banco Estado	USD		-	0	5,40%	05-02-24	5.007
Banco Estado	USD		-	0	5,60%	12-02-24	4.959
Banco Estado	USD		-	0	5,50%	14-02-24	5.007
Banco Itaú Corpbanca	USD	4,75%	14-01-25	10.024	5,63%	11-01-24	5.829
Banco Itaú Corpbanca	USD	4,80%	18-02-25	8.043	5,50%	25-01-24	5.002
Banco Itaú Corpbanca	USD	4,85%	24-02-25	3.014	5,60%	25-01-24	15.028
Banco Itaú Corpbanca	USD	4,87%	06-01-25	20.181	5,68%	08-02-24	15.028
Banco Itaú Corpbanca	USD	5,00%	17-01-25	20.192		-	0
Banco Santander	USD	4,96%	11-02-25	5.032	5,90%	08-01-24	5.010
Banco Santander	USD	5,08%	17-01-25	20.194	5,80%	17-01-24	5.004
Banco Santander	USD	5,08%	22-01-25	34.321	5,70%	25-01-24	13.551
Banco Santander	USD	5,11%	06-01-25	4.044	5,75%	25-01-24	13.057
Banco Santander	USD	5,12%	14-01-25	30.315	5,80%	25-01-24	15.029
Banco Scotia	USD	4,46%	07-01-25	30.018	5,54%	08-01-24	10.018
Banco Scotia	USD	4,55%	06-01-25	12.006	5,70%	16-01-24	9.053
Banco Scotia	USD	4,75%	04-02-25	5.032	5,70%	19-01-24	5.010
Banco Scotia	USD	4,76%	14-01-25	5.031	5,75%	12-02-24	30.058
Banco Scotia	USD	4,81%	22-01-25	12.107		-	0
Total Consolidado				**444.741**			**288.512**

6.3 Efectivo y Equivalentes al Efectivo

Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	Saldo al 1-1-2024 (1)	Flujos de efectivo de financiamiento			Cambios que no representan flujos de efectivo						Saldo al 1-1-2024 (1)
		Provenientes	Utilizados	Total	Adquisición de filiales	Ventas de filiales	Cambios en valor razonable	Diferencias de cambio	Nuevos arrendamientos financieros	Otros cambios (2)	
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Obligaciones con el público no garantizadas (Nota 20)	840.024	725.118	(268.923)	456.195	0	0	0	0	0	(90.640)	1.205.579
Préstamos que devengan intereses (Nota 20)	1.276.489	100.000	(360.071)	(260.071)	0	0	0	0	0	23.594	1.040.012
Préstamos de empresas relacionadas (Nota 10.5)	15.568	88.094	(91.067)	(2.973)	0	0	0	0	0	32.645	45.240
Total	**2.132.081**	**913.212**	**(720.061)**	**193.151**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**(34.401)**	**2.290.831**

(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 1-1-2023 (1)	Flujos de efectivo de financiamiento			Cambios que no representan flujos de efectivo						Saldo al 1-1-2023 (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	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**

NOTA 7 – OTROS ACTIVOS FINANCIEROS

Corriente

Detalle de Instrumentos	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Forward (1)	11.082	12.391
Fondos Mutuos	859	50
Total Otros Activos Financieros	**11.941**	**12.441**

(1) Ver detalle en Nota 21 – Derivados y Operaciones de Cobertura

No Corriente

Detalle de Instrumentos	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Forward (1)	27.065	5.682
Total Otros Activos Financieros	**27.065**	**5.682**

(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	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Banco Santander Río	USD	859	50
Total Fondos Mutuos		**859**	**50**

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	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Seguros Pagados por Anticipado (1)	13.615	14.220
IVA Crédito Fiscal (2)	190.984	171.011
Anticipos a Proveedores (3)	9.672	49.318
Otros	1.711	3.119
Total	**215.982**	**237.668**

(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	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Facturas y cuentas por Cobrar	210.237	263.649
Deudores Varios Corrientes	163	172
Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	7.375	7.350
Total	**217.775**	**271.171**

9.2 Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes

Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar no Corrientes	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Cuentas por cobrar (*)	90.892	297.564
Otros Deudores Varios	0	20
Total	**90.892**	**297.584**

(*) 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”), 21.472 llamada Mecanismo de Protección al Cliente (“MPC” o “PEC-2”) y 21.667 (“PEC-3”).

Al 31 de diciembre de 2024, el saldo de cuentas por cobrar no corrientes incluía USD 90,9 millones correspondientes a la provisión de saldos por cobrar a compañías de distribución eléctrica calculados según lo establecido en las leyes de estabilización de precios por diferencias de facturación detalladas en el Decreto de Precio de Nudo Promedio Julio 2024, incluyendo intereses devengados por aproximadamente USD 4 millones, y por beneficio al cliente final devengados entre los meses de abril y noviembre de 2024. Además, en la partida de cuentas comerciales por cobrar corrientes, se incluye una provisión de USD 17,7 millones por armonización tarifaria, con lo que el total de saldos a cobrar por los mecanismos de estabilización de precios, llegó a los USD 108,7 millones al cierre de 2024. Este monto representa una fuerte disminución frente a los USD 297,6 millones registrados al 31 de diciembre de 2023 como resultado de la primera venta de saldos bajo el programa PEC-3 el 24 de octubre de 2024, que ascendió a un monto total nominal de USD 347,5 millones más intereses de USD 8,5 millones.

La compañía espera vender el saldo provisionado ascendente a USD 108,7 millones durante 2025 según se establece en las leyes PEC-2 y PEC-3 y de acuerdo a los mecanismos estructurados por BID Invest que se describen en los párrafos siguientes. También se espera que las últimas regularizaciones de tarifas a clientes regulados según lo establecido en la ley PEC-3 y los correspondientes decretos de precio de nudo promedio de enero y julio 2024 pongan fin al proceso de acumulación de saldos que se han producido desde 2020 como producto de la estabilización de tarifas.

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. El 17 de enero de 2024, la compañía realizó la cuarta venta por un valor de USD 9,6 millones más intereses. El 30 de mayo de 2024, la compañía realizó la quinta venta por un valor de USD 38,3 millones más intereses. El 9 de agosto de 2024, la compañía realizó la sexta venta por un valor de USD 9,3 millones más intereses y el día 30 de septiembre recibió de parte de la Tesorería un monto de 56,6 mil dólares más intereses. Con esto, entre 2023 y los primeros nueve meses de 2024, la compañía recibió un total de USD 290,7 millones por concepto de ventas de documentos de pago bajo el mecanismo PEC-2 incluyendo intereses.

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 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 extendió hasta que se topó el fondo con los saldos originados en febrero de 2024.

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 S y 4(a)2. BID Invest designó a Goldman Sachs para liderar la estructuración de la transacción y a JP Morgan e Itaú para liderar la colocación de las notas en conjunto con Goldman Sachs. Los certificados de pago 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.

Considerando las demoras del mecanismo establecido en la Ley N° 21.472 y sus efectos en los clientes y en las empresas, en octubre de 2023 el Ministerio de Energía y la Comisión de Minería y Energía del Senado firmaron un 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. La Ley 21.667 (PEC 3) fue promulgada el 23 de abril de 2024.

Con fecha 7 de octubre de 2024 la Sociedad alcanzó un acuerdo con Inter-American Investment Corporation ("BID Invest") en conformidad al cual, sujeto a ciertas condiciones, la Sociedad venderá a BID Invest documentos de pago ("DDP") que resulten de la aplicación del mecanismo de estabilización de precios conforme a la Ley 21.472, modificada en virtud de la Ley 21.677, 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 21.472, así modificada, la "Ley PEC 3"), la Resolución Exenta número 86 de 2023, modificada por la Resolución Exenta número 334 de 2023 y por la Resolución Exenta número 379 de 2024, todas de la Comisión Nacional de Energía. La Ley PEC 3 creó un fondo de estabilización de tarifas y estableció un nuevo mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas por hasta 5.500 millones de dólares de los Estados Unidos de América, cuya vigencia se extenderá hasta que se extingan los saldos originados por aplicación de dicha ley, lo cual no podrá ser en una fecha posterior al día 31 de diciembre de 2035.

El mismo 7 de octubre de 2024, Chile Electricity Lux MPC II S.a.r.l., una sociedad de propósito especial incorporada bajo las leyes de Luxemburgo, emitió bonos bajo la regla 144-A, regulación S, por cuenta del Fondo de Estabilización de Tarifas (FET), establecido de acuerdo a la ley 21,472 (ley MPC) y administrado por la Tesorería General de la República. El objetivo de esta emisión es el de financiar parte de la compra de documentos de pago emitidos por la Tesorería a favor de compañías de generación eléctrica respaldando las cuentas por cobrar a compañías de distribución eléctrica como consecuencia de la estabilización de tarifas. Dichos documentos de pago contarán con garantía parcial de la República de Chile por un 30% del valor inicial de los documentos vendidos. Mediante el acuerdo alcanzado con BID Invest descrito en el párrafo anterior, BID Invest comprará los documentos de pago a las compañías generadoras mediante una estructura del tipo A/B Bond que contempla un tramo A financiado directamente por BID Invest por aproximadamente USD 161 millones y un tramo B por aproximadamente USD1,440 millones con recursos provenientes de la emisión de bonos 144 A / Reg S.

El bono 144-A/RegS emitido el día 7 de octubre de 2024 tiene una vida promedio de 7,4 años, una tasa de colocación de 5,58% y será repagado con fondos del FET, con cobertura parcial de garantía soberana de la República de Chile. Los recursos provenientes de la emisión de este bono, sumados a los recursos directos proporcionados por BID Invest, se usaron para comprar documentos de pago a 26 compañías generadoras de electricidad por un monto total de USD 1.555 millones el día 24 de octubre de 2024, correspondientes a la primera venta bajo el programa PEC-3. El pago correspondiente a ENGIE Energía Chile, incluyendo su filial Eólica Monte Redondo, ascendió a USD 356 millones, con los que se redujo el monto de la cuenta por cobrar indicada en esta nota.

Los saldos de deudores brutos de la sociedad al 31 de diciembre de 2024, estratificados por morosidad son los siguientes:

	Saldos al 31 de diciembre de 2024											
		Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad		
Deudores	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	Total Corriente	Total No Corriente
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Deudores por operaciones de crédito corriente	175.998	34.355	1.162	288	745	401	36	52	43	1.159	214.239	90.916
Estimación incobrables	(1.566)	0	0	0	(745)	(401)	(36)	(52)	(43)	(1.159)	(4.002)	(24)
Deudores varios corrientes	163	0	0	0	0	0	0	0	0	0	163	0
Estimación incobrables	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otras cuentas por cobrar corrientes	7.375	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7.375	0
Total	**181.970**	**34.355**	**1.162**	**288**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**217.775**	**90.892**

Los saldos de deudores brutos de la sociedad al 31 de diciembre de 2023, estratificados por morosidad son los siguientes:

Deudores	Saldos al 31 de diciembre de 2023											
	Cartera al Día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad Mas 250 días	Total Corriente	Total No Corriente
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Deudores por operaciones de crédito corriente	216.153	44.007	2.675	1673	1212	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**

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 2024	Cartera Repactada		Cartera No Repactada		Total Cartera Bruta	
	N° Clientes	Monto kUSD	N° Clientes	Monto kUSD	N° Clientes	Monto kUSD
Al día	-	0	2.056	183.536	2.056	183.536
Entre 1 y 30 días	-	0	904	34.355	904	34.355
Entre 31 y 60 días	-	0	108	1.162	108	1.162
Entre 61 y 90 días	-	0	32	288	32	288
Entre 91 y 120 días	-	0	32	745	32	745
Entre 121 y 150 días	-	0	227	401	227	401
Entre 151 y 180 días	-	0	21	36	21	36
Entre 181 y 210 días	-	0	27	52	27	52
Entre 211 y 250 días	-	0	46	43	46	43
Superior a 251 días	-	0	343	1.159	343	1.159
Total		**0**		**221.777**		**221.777**

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	1855	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**

Provisiones y Castigos	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Saldo Inicial	9.323	9.688
Provisión cartera no repactada	(161)	456
Recuperos del periodo	(812)	(442)
Reversa por castigos del período	(4.051)	0
Otros	(273)	(379)
Saldo final	**4.026**	**9.323**

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 2024 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 2024 este comité no ha realizado gastos con cargo a este presupuesto.

Remuneraciones del Directorio	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Cristian Eyzaguirre, Director	103	111
Carolina Schmidt, Director	78	0
Joanna Davidovich, Director	78	0
Mauro Valdes, Director	23	111
Claudio Iglesis, Director	25	111
Total Honorarios por Remuneración del Directorio	**307**	**333**

ENGIE ENERGIA CHILE S.A., durante el ejercicio 2024, no pagó asesorías adicionales a ningún miembro del Directorio de la Sociedad, y registra gastos por kUSD 48.

Remuneración de Gerentes y Ejecutivos Principales	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Remuneraciones	3.480	3.144
Beneficios de corto plazo	605	1002
Total	**4.085**	**4.146**

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
Francisca Vasquez	Chief Legal and Ethics Officer
Eduardo Milligan	Chief Finance, ESG and Procurement Officer
Lucy Oporto	Chief Of Human Resources and Internal Communications Officer
Gabriel Marcuz	Managing Director Flexible Generation & Retail
Pablo Villarino	Chief Of External Communications, and CSR Officer
Juan Villavicencio	Managing Director GBU Renewables
Demian Talavera	Managing Director GBU Networks Andes
Isak De Eskinazis	Chief of Global Energy Management Officer
Diane De Galbert	Chief of Strategy and Digital Solutions Officer

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	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
76.134.397-1	ENGIE Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	1.460	6.275
76.134.397-1	ENGIE Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	CLP	4	6
96.885.200-0	ENGIE Austral S.A.	Chile	Matriz	CLP	60	77
96.885.200-0	ENGIE Austral S.A.	Chile	Matriz	USD	2	496
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Negocio conjunto	USD	2	1
76.215.533-8	Engie Stream Solutions Chile SpA	Chile	Matriz Común	CLP	9	7
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	146	200
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	814	48
77.209.127-3	Engie Impact Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	1	14
0-E	Engie Energía Perú S.A.	Perú	Matriz Común	USD	283	283
76.715.352-K	Cia.Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A.	Chile	Negocio conjunto	USD	19	0
76.715.352-K	Cia.Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A.	Chile	Negocio conjunto	CLP	1	0
76.715.352-K	Cia.Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A.	Chile	Negocio conjunto	UF	57	0
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	USD	1	0
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente					**2.859**	**7.407**

10.4 Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente

RUT	Sociedad	País	Relación	Moneda	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A. (1)	Chile	Negocio conjunto	USD	17.400	16.017
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corrientes					**17.400**	**16.017**

(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	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
0-E	Electrabel Corporate HQ Benelux	Bélgica	Matriz Común	USD	53	0
96.885.200-0	Engie Austral S.A.	Chile	Matriz	USD	32.645	0
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	2.159	5.800
0-E	Engie Information et Technology Engie Digital	Francia	Matriz Común	EUR	710	225
0-E	Engie Impact Belgium	Bélgica	Matriz Común	EUR	0	24
77.209.127-3	Engie Impact Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	47	0
0-E	Engie Renouvelables SAS	Francia	Matriz Común	EUR	1.647	0
0-E	Engie S.A.	Francia	Matriz Común	EUR	106	585
59.281.960-0	Laborelec Latin America	Chile	Matriz Común	EUR	236	181
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	5.329	5.016
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	UF	28	88
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Negocio conjunto	USD	114	1.800
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.(1)	Chile	Negocio conjunto	USD	2.034	1.849
76.715.352-K	Cia.Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A.	Chile	Negocio conjunto	UF	132	0
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					**45.240**	**15.568**

(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	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A. (1)	Chile	Negocio conjunto	USD	47.854	49.889
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corrientes					**47.854**	**49.889**

(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						31-12-2024		31-12-2023	
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	623	(623)	322	(322)
76.715.352-K	Cia.Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A.	Chile	Negocio Conjunto	UF	Arriendos	82	82	0	0
76.715.352-K	Cia.Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A.	Chile	Negocio Conjunto	UF	Servicios Prestados	950	950	0	0
76.715.352-K	Cia.Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A.	Chile	Negocio Conjunto	UF	Servicios Recibidos	1.328	(1.328)	0	0
76.715.352-K	Cia.Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A.	Chile	Negocio Conjunto	USD	Venta de Activos	1.500	1.500	0	0
0-E	Electrabel Corporate HQ Benelux	Bélgica	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	214	(110)	139	(72)
0-E	Engie (China) Energy Technology Co Ltd	China	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	187	0	71	0
96.885.200-0	Engie Austral S.A.	Chile	Matriz	USD	Dividendos	32.645	0	0	0
96.885.200-0	Engie Austral S.A.	Chile	Matriz	UF	Arriendos	137	137	366	366
96.885.200-0	Engie Austral S.A.	Chile	Matriz	USD	Préstamos (Intereses)	0	0	1.589	(1.589)
96.885.200-0	Engie Austral S.A.	Chile	Matriz	USD	Servicios Prestados	778	778	903	903
0-E	Engie Energy Marketing Singapore Pte Ltd	Singapur	Matriz Común	USD	Compra de GNL	17.928	(17.928)	204.828	(197.329)
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	UF	Arriendos	25	25	36	36
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Prestados	241	241	241	241
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	200	(200)	188	(188)
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Venta de Gas	3.944	3.944	25.752	25.752
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Transporte de Gas	2.178	2.178	1.109	1.109
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	CLP	Recuperación de Gasto	3	3	8	8
0-E	Engie GBS Latam S.A. de CV	México	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	891	(891)	887	(887)
0-E	Engie GBS Latam S.A. de CV	México	Matriz Común	USD	Servicios Prestados	135	135	67	67
0-E	Engie Information et Technology Engie Digital	Francia	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	1.317	(937)	395	(395)
0-E	Engie Impact Belgium S.A.	Bélgica	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	0	0	77	(77)
0-E	Engie Energía Perú S.A.	Perú	Matriz Común	USD	Servicios Prestados	283	283	283	283
0-E	Engie Energía Perú S.A.	Perú	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	0	0	1	(1)
0-E	Engie Management Company	Francia	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	803	(803)	0	0
0-E	Engie Mex Consultores, S.A. de C.V.	México	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	0	0	588	(588)
0-E	Engie Renouvelables SAS	Francia	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	1.657	(1.657)	108	0
0-E	Engie S.A.	Francia	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	762	(762)	576	(576)

Entidad						31-12-2024		31-12-2023	
Rut	Sociedad	País	Relación	Moneda	Descripción de la Transacción	Monto	Efecto en Resultado	Monto	Efecto en Resultado
						kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
76.215.533-8	Engie Stream Solutions Chile SpA	Chile	Matriz Común	CLP	Recuperación de gastos	8	8	28	28
76.215.533-8	Engie Stream Solutions Chile SpA	Chile	Matriz Común	UF	Arriendos	15	15	55	55
76.215.533-8	Engie Stream Solutions Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Prestados	206	206	206	206
59.281.960-0	Laborelec Latin America	Chile	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	2.184	(1.748)	1.361	(1.020)
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Venta Energía, Potencia y Servicios	990	990	1.177	1.177
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Servicio de Regasificación de gas	52.488	(52.488)	53.867	(53.867)
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Recuperación de Gastos	15	15	41	41
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	UF	Arriendos	33	33	96	96
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Peaje	1.548	1.548	1.897	1897
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Prestados	648	648	594	594
77.209.127-3	Engie Impact Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Arriendos	84	84	97	97
77.209.127-3	Engie Impact Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Prestados	92	92	87	87
77.209.127-3	Engie Impact Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	89	(89)	121	(121)
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	UF	Arriendos	195	195	32	32
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	UF	Servicios Recibidos	943	(340)	702	(98)
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios Prestados	21	21	3	3
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Negocio Conjunto	USD	Préstamos (Intereses)	1.383	1.383	1.230	1.230
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Negocio Conjunto	USD	Servicios Prestados	640	640	640	640
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Negocio Conjunto	UF	Servicios Recibidos	13	(13)	0	0
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Negocio Conjunto	UF	Arriendo de instalaciones	250	250	274	274
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Negocio Conjunto	UF	Arriendos	41	41	56	56
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Negocio Conjunto	CLP	Recuperación de gastos	22	22	12	12
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Negocio Conjunto	CLP	Peajes	7.889	(7.889)	12.889	(12.889)
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Negocio Conjunto	CLP	Venta de Energía y Potencia	460	460	606	606
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Negocio Conjunto	USD	Amortización Leasing (Capital)	1.849	0	1.681	0
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Negocio Conjunto	USD	Amortización Leasing (Intereses)	6.911	(6.911)	6.804	(6.804)

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 del ejercicio 2024 y 2023 es el siguiente:

Clases de Inventarios	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Materiales y Suministro Operación	86.936	84.803
Provisión Obsolescencia	(25.681)	(25.279)
Provisión Deterioro Repuestos	(38.361)	(39.234)
Carbón	69.465	85.778
Petróleo Bunker N° 6	236	236
Petróleo Diesel	9.345	8.304
Cal Hidratada	718	11.060
Caliza – Biomasa - Arena Silice	3.274	2.867
GNL	18.551	10.887
Lubricantes	152	152
Total	**124.635**	**139.574**

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

Gastos del Periodo	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Combustibles para la operación	273.006	543.185
Otros insumos de la operación	1.526	3.518
Materiales y repuestos	16.252	9.866
Total	**290.784**	**556.569**

Los movimientos de la provisión de obsolescencia son los siguientes:

Provisión Obsolescencia Inventarios (1)	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Saldo Inicial	25.279	29.619
Aumento (disminución) provisión	402	(4.340)
Saldo Final	**25.681**	**25.279**

(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	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
PPM	1.407	623
Impuesto por Recuperar Ejercicios Anteriores	7.269	15.853
Crédito Sence	0	306
Total Impuestos por Recuperar	**8.676**	**16.782**

b) Pasivos por Impuestos Corrientes

Impuestos a la Renta	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Gasto Tributario Corriente	0	15.363
Total Impuestos por Pagar	**0**	**15.363**

NOTA 13 – OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS, NO CORRIENTE

Otros Activos No Financieros	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Derecho sobre otros activos	2.161	2.161
Proyecto en Desarrollo "Plantas Solares, Eólicas y de Almacenamiento" (1)	53.880	36.174
Otros Proyectos en Desarrollo (1)	8.609	581
Otros	472	501
Total	**65.122**	**39.417**

(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.

Los proyectos que se mantienen activados son:

Plantas Solares, Eólicas y de Almacenamiento: Proyectos Fotovoltaicos y Eólicos en etapa temprana de desarrollo, ubicados a lo largo de todo Chile, entre las regiones de Arica y Parinacota y Los Lagos.

Otros Proyectos en Desarrollo: Consiste en proyectos menores de desarrollo de transmisión y otras renovables.

NOTA 14 – INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL METODO DE LA PARTICIPACION

Sociedades de control conjunto

El detalle de la sociedad contabilizada por el método de la participación y los movimientos al 31 de diciembre de 2024 es el siguiente:

Tipo de Relación	Sociedad	Número de Acciones	Porcentaje de participación	Saldo al 31-12-2023	Capital Pagado	Resultado devengado	Provisión dividendos	Variación Reserva derivados de cobertura al 31-12-2024	Total al 31-12-2024
			%	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Control Conjunto	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	1.438.448	50,00%	125.397	0	5.486	0	6.846	137.729
Control Conjunto	Cia.Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A. (1)	300.000	50,00%	0	1.192	47	0	0	1.239
Total				**125.397**	**1.192**	**5.533**	**0**	**6.846**	**138.968**

Resultado Devengado	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	5.533	3.427

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%	106.841	675.400	782.241	44.247	570.781	615.028	167.213	77.707	26.426	13.360
76.715.352-K	Cia.Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A. (1)	50,00%	1.519	1.200	2.719	241	0	241	2.478	1.814	1.739	93

(1) Compañía Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A. (COIESA) se constituyó como una sociedad anónima cerrada en diciembre 2023. Engie Energía Chile S.A. posee el 50% de las acciones con derecho a voto y posee control conjunto con Red Eléctrica Chile SpA. COIESA es un centro de control creado para monitorear, controlar y supervisar las instalaciones eléctricas de nuestra propiedad y de Red Eléctrica Chile SpA.

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**

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

NOTA 15 – ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE PLUSVALIA

La Sociedad presenta los siguientes activos intangibles: movimiento y reconciliación al 31 de diciembre de 2024 y 2023

Activos Intangibles Neto	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Intangibles, Relación Contractual Clientes, neto (1)	125.450	133.053
Servidumbres, neto	5.181	5.720
Total Neto	**130.631**	**138.773**

(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	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Intangibles, Relación Contractual Clientes, bruto	362.134	362.134
Servidumbres, bruto	16.100	16.090
Total Bruto	**378.234**	**378.224**

Amortización de Activos Intangibles	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Amortización, Intangibles, Relación Contractual Clientes	(217.396)	(209.793)
Amortización, Servidumbres	(10.919)	(10.370)
Total Amortización	**(228.315)**	**(220.163)**

Deterioro de Activos Intangibles	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Deterioro Intangibles, Relación Contractual Clientes	(19.288)	(19.288)
Total Amortización	**(19.288)**	**(19.288)**

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 2024 y 2023.

La amortización de los activos intangibles es registrada en el rubro costo de venta del estado de resultados (Nota 31).

En diciembre de 2009, 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 01-01-2024	Adiciones (Bajas) Periodo	Saldo Bruto Final al 31-12-2024	Amortización Acumulada al 31-12-2023	Amortización Periodo	Amortización Acumulada (Bajas) 31-12-2024	Amortización Acumulada al 31-12-2024	Deterioro 31-12-2024	Saldo Neto al 31-12-2024
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Intangibles, Relación Contractual Clientes (combinación de negocios)	362.134	0	362.134	(209.793)	(7.603)	0	(217.396)	(19.288)	125.450
Servidumbres	16.090	10	16.100	(10.370)	(549)	0	(10.919)	0	5.181
Totales	**378.224**	**10**	**378.234**	**(220.163)**	**(8.152)**	**0**	**(228.315)**	**(19.288)**	**130.631**

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**

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 de adquisición San Pedro I y San Pedro II

Plusvalía	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 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**

NOTA 17 – PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS

Los movimientos registrados en Propiedades, Plantas y Equipos durante el periodo 2024 son los siguientes:

Movimientos Año 2024	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	**564.205**	**39.969**	**332.446**	**4.537.084**	**47.898**	**532.858**	**11.392**	**329.124**	**6.394.976**
Depreciación Acumulada	**0**	**0**	**(139.085)**	**(2.094.600)**	**(43.039)**	**(302.329)**	**(9.904)**	**(219.220)**	**(2.808.177)**
Deterioro	**(3.176)**	**(9.995)**	**(117.671)**	**(1.023.907)**	**(530)**	**(14.927)**	**(67)**	**(31.492)**	**(1.201.765)**
Saldo Inicial al 01-01-2024	**561.029**	**29.974**	**75.690**	**1.418.577**	**4.329**	**215.602**	**1.421**	**78.412**	**2.385.034**
Adiciones	705.039	0	0	12.496	30	0	159	1.474	719.198
Bajas	0	0	(3)	(191)	(878)	(218)	(12)	(29)	(1.331)
Deterioro	0	0	0	0	0	0	0	16	16
Gastos por Depreciación	0	0	(5.723)	(103.713)	(2.623)	(12.851)	(446)	(8.315)	(133.671)
Cierre Obras en Curso	(213.481)	35	0	197.203	1.860	12.717	220	1.446	0
Cambios, Total	**491.558**	**35**	**(5.726)**	**105.795**	**(1.611)**	**(352)**	**(79)**	**(5.408)**	**584.212**
Saldo Final 31-12-2024	**1.052.587**	**30.009**	**69.964**	**1.524.372**	**2.718**	**215.250**	**1.342**	**73.004**	**2.969.246**

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
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 por provisión de desmantelamiento al 31 de diciembre de 2024 y 2023 son los siguientes:

Movimientos Activo por Desmantelamiento Año 2024	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	11.206	82.027	3.483	31.821	26.632	1.059	**156.228**
Depreciación acumulada	(1.210)	(11.118)	(377)	(1.270)	(6.671)	0	**(20.646)**
Deterioro	0	(47.197)	0	0	0	0	**(47.197)**
Saldo al 01-01-2024	**9.996**	**23.712**	**3.106**	**30.551**	**19.961**	**1.059**	**88.385**
Movimiento	0	0	0	3.544	8.091	0	**11.635**
Depreciación	(1.111)	(2.370)	(97)	(1.250)	(1.376)	(44)	**(6.248)**
Saldo Final al 31-12-2024	**8.885**	**21.342**	**3.009**	**32.845**	**26.676**	**1.015**	**93.772**

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	88.603	4.590	34.553	25.732	0	**165.579**
Depreciación acumulada	0	(7.732)	(246)	(411)	(5.689)	0	**(14.078)**
Deterioro	0	(28.833)	0	0	0	0	**(28.833)**
Saldo al 01-01-2023	**12.101**	**52.038**	**4.344**	**34.142**	**20.043**	**0**	**122.668**
Movimiento	(895)	(6.576)	(1.107)	(2.732)	900	1.059	**(9.351)**
Deterioro	0	(18.364)	0	0	0	0	**(18.364)**
Depreciación	(1.210)	(3.386)	(131)	(859)	(982)	0	**(6.568)**
Saldo Final al 31-12-2023	**9.996**	**23.712**	**3.106**	**30.551**	**19.961**	**1.059**	**88.385**

La composición del rubro Propiedades, Plantas y Equipos, al 31 de diciembre de 2024 y 2023, es el siguiente:

Clases de Propiedades, Planta y Equipos, Neto (Presentación)	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Construcción en Curso		
Construcción en Curso Centrales Renovables	662.048	417.508
Construcción en Curso Subestaciones de Transmisión	147.109	85.296
Construcción en Curso Otros	243.430	58.225
Terrenos	**30.009**	**29.974**
Edificios	**69.964**	**75.690**
Planta y Equipos		
Centrales Termoeléctrica de Ciclo Combinado	21.407	28.575
Centrales Termoeléctricas	591.781	633.623
Centrales Diesel	521	677
Centrales Hidroeléctricas	18.238	19.207
Centrales Fotovoltaicas	393.354	212.203
Parque Eólico	404.389	419.757
Gasoductos	**50.503**	**58.599**
Puertos	44.179	45.936
Equipamiento de Tecnología de la Información	**2.718**	**4.329**
Instalaciones Fijas y Accesorios		
Lineas de Transmisión y Subestaciones	213.552	214.928
Otras Instalaciones Fijas y Accesorios	1.698	674
Vehículos de Motor	1.342	1.421
Otras Propiedades, Planta y Equipo		
Edificios en Leasing	10.491	10.809
Lineas de Transmisión y Subestaciones en Leasing	39.279	40.591
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Leasing	3.322	3.417
Otras Propiedades, Planta y Equipo	19.912	23.595
Total Propiedades, Planta y Equipos	**2.969.246**	**2.385.034**

Clases de Propiedades, Planta y Equipos, Bruto (Presentación)	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Construcción en Curso		
Construcción en Curso Centrales Renovables	662.048	417.508
Construcción en Curso Subestaciones de Transmisión	147.109	85.296
Construcción en Curso Otros	246.606	61.401
Terrenos	**40.004**	**39.969**
Edificios	**326.272**	**332.446**
Planta y Equipos		
Centrales Termoeléctrica de Ciclo Combinado	327.691	328.974
Centrales Termoeléctricas	2.535.231	2.756.061
Centrales Diesel	42.113	42.191
Centrales Hidroeléctricas	40.839	40.839
Centrales Fotovoltaicas	437.367	242.590
Parque Eólico	556.865	548.196
Gasoductos	**428.138**	**428.325**
Puertos	138.658	149.908
Equipamiento de Tecnología de la Información	**18.204**	**47.898**
Instalaciones Fijas y Accesorios		
Lineas de Transmisión y Subestaciones	467.132	471.097
Otras Instalaciones Fijas y Accesorios	57.466	61.761
Vehículos de Motor	10.577	11.392
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	188.768	260.032
Total Propiedades, Planta y Equipos	**6.740.180**	**6.394.976**

Clases de Depreciación Acumulada, Propiedades, Planta y Equipos (Presentación)	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Depreciación Acumulada, Edificios	**(138.844)**	**(139.085)**
Depreciación Acumulada, Planta y Equipos		
Depreciación Acumulada, Centrales Termoeléctrica de Ciclo Combinado	(295.462)	(289.577)
Depreciación Acumulada, Centrales Termoeléctricas	(1.052.311)	(1.159.473)
Depreciación Acumulada, Centrales Diesel	(41.239)	(41.161)
Depreciación Acumulada, Centrales Hidroeléctricas	(22.601)	(21.632)
Depreciación Acumulada, Centrales Fotovoltaicas	(44.013)	(30.387)
Depreciación Acumulada, Parque Eólico	(152.476)	(128.439)
Depreciación Acumulada, Gasoductos	(357.321)	(349.412)
Depreciación Acumulada Puertos	(65.026)	(74.519)
Depreciación Acumulada, Equipamiento de Tecnologías de la Información	**(15.084)**	**(43.039)**
Depreciación Acumulada, Instalaciones Fijas y Accesorios		
Depreciación Acumulada, Lineas de Transmisión y Subestaciones	(238.653)	(241.242)
Depreciación Acumulada, Otras Instalaciones Fijas y Accesorios	**(55.768)**	**(61.087)**
Depreciación Acumulada, Vehículos de Motor	**(9.168)**	**(9.904)**
Depreciación Acumulada, Otras Propiedades, Planta y Equipos		
Depreciación Acumulada, Edificios en Leasing	(2.225)	(1.907)
Depreciación Acumulada, Lineas de Transmisión y Subestaciones en Leasing	(13.107)	(11.795)
Depreciación Acumulada, Otras Propiedades, Planta y Equipo en Leasing	(668)	(573)
Depreciación Acumulada, Otras Propiedades, Planta y Equipos	(137.709)	(204.945)
Total Depreciación Acumulada, Propiedades, Planta y Equipos	**(2.641.675)**	**(2.808.177)**

Clases de Deterioro de Valor, Propiedades, Planta y Equipos (Presentación)	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Deterioro de Valor, Construcción en Curso	**(3.176)**	**(3.176)**
Deterioro de Valor, Terrenos	**(9.995)**	**(9.995)**
Deterioro de Valor, Edificios	**(117.464)**	**(117.671)**
Deterioro de Valor, Planta y Equipos		
Deterioro Acumulado Centrales Diesel	(353)	(353)
Deterioro Acumulado Centrales Termoeléctricas	(891.139)	(962.965)
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	**(402)**	**(530)**
Deterioro de Valor, Instalaciones Fijas y Accesorios	**(14.927)**	**(14.927)**
Deterioro de Valor, Vehículos de Motor	**(67)**	**(67)**
Deterioro de Valor, Otras Propiedades, Planta y Equipos	**(31.147)**	**(31.492)**
Deterioro de Valor, Propiedades, Planta y Equipos	**(1.129.259)**	**(1.201.765)**
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor, Propiedades, Planta y Equipos	**(3.770.934)**	**(4.009.942)**

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	31-12-2024		31-12-2023	
	Tasa de interés	kUSD	Tasa de interés	kUSD
Proyectos Renovables	5,644%	24.713	5,594%	9.685
Proyectos Subestaciones	5,644%	3.240	5,594%	1.228
Proyectos Térmicos	5,644%	848	5,594%	0
Total		**28.801**		**10.913**

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 2024		
	Valor Bruto kUSD	Interés kUSD	Valor Presente kUSD
Menor a un año	7.023	4.989	2.034
Entre 1 año y cinco años	28.093	17.707	10.386
Más de cinco años	56.186	18.718	37.468
Total	**91.302**	**41.414**	**49.888**

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**

Ver nota 10.5 y 10.6

NOTA 18 – ACTIVOS POR DERECHO DE USO

Al 31 de diciembre de 2024 el saldo de los activos por derecho de uso es kUSD 117.120, correspondiente al valor neto contable de activos que son objeto de contratos de arrendamiento. 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 2024 y 2023 son los siguientes:

Movimientos Año 2024	Terrenos kUSD	Vehículos de Motor kUSD	Total Activos por Derechos de Uso kUSD
Activos por Derecho de uso	**139.756**	**2.907**	**142.663**
Amortización Acumulada	**(17.606)**	**(2.157)**	**(19.763)**
Saldo Inicial al 01-01-2024	**122.150**	**750**	**122.900**
Gasto por Amortización	(2.683)	(750)	(3.433)
Amortización (*)	(2.347)	0	(2.347)
Cambios, Total	**(5.030)**	**(750)**	**(5.780)**
Saldo Final 31-12-2024	**117.120**	**0**	**117.120**

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**
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**

(*) La amortización de algunos contratos de arriendo (derechos de uso), se encuentran capitalizados en los proyectos en construcción correspondientes.

(**) Con fecha 19 de junio de 2023 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 2024			
	Valor Bruto kUSD	Valor Interés kUSD	Valor presente corto plazo kUSD	Valor presente largo plazo kUSD
Menor a un año	7.133	2.822	4.311	0
Entre 1 año y 3 años	17.424	7.909	0	9.515
Entre 3 años y 5 años	9.963	4.806	0	5.157
Más de 5 años	107.448	34.588	0	72.860
Total	**141.968**	**50.125**	**4.311**	**87.532**

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**

NOTA 19 – IMPUESTOS DIFERIDOS

Los impuestos diferidos corresponden al monto de los impuestos que la Sociedad tendrá que pagar (pasivos) o recuperar (activos) en ejercicios futuros, relacionados con diferencias temporales entre la base imponible fiscal o tributaria y el importe contable en libros de ciertos activos y pasivos.

Nuestra filial Gasoducto Nor Andino Argentina S.A. considera lo siguiente:

La Ley 27.430 de Reforma Tributaria, modificada por la Ley 27.468 y por la Ley 27.541, establece respecto del ajuste por inflación impositivo, con vigencia para ejercicios iniciados a partir del 1° de enero de 2018, lo siguiente:

(a) que dicho ajuste resultará aplicable en el ejercicio fiscal en el cual se verifique un porcentaje de variación del IPC que supere el 100% en los treinta y seis meses anteriores al cierre del ejercicio que se liquida;

(b) que, respecto del primer, segundo y tercer ejercicio a partir de su vigencia, ese procedimiento será aplicable en caso de que la variación de ese índice, calculada desde el inicio y hasta el cierre de cada uno de esos ejercicios, supere un 55%, 30% y 15% para el primer, segundo y tercer año de aplicación, respectivamente; y

(c) que el ajuste por inflación impositivo positivo o negativo, según sea el caso, correspondiente al primer y segundo ejercicio iniciados a partir del 1° de enero de 2019, que se deba calcular en caso de verificarse los supuestos previstos en los acápites (a) y (b) precedentes, deberá imputarse un sexto en ese período fiscal y los cinco sextos restantes, en partes iguales, en los cinco períodos fiscales inmediatos siguientes.

La Sociedad determina el efecto del impuesto a las ganancias siguiendo el método de impuesto a las ganancias diferido, el cual consiste en el reconocimiento, como crédito o deuda, del efecto impositivo de las diferencias temporarias entre la valuación contable y la impositiva de los activos y pasivos, determinado a la tasa del 30% o 25%, y su posterior imputación a los resultados de los ejercicios en los cuales se produce la reversión de las mismas, considerando, asimismo, la posibilidad de aprovechamiento de los quebrantos impositivos en el futuro.

Las diferencias temporarias determinan saldos activos o pasivos de impuesto a las ganancias diferido cuando su reversión futura disminuya o aumente los impuestos determinados. Cuando existen quebrantos impositivos acumulados susceptibles de disminuir ganancias impositivas futuras o el impuesto a las ganancias diferido resultante de las diferencias temporarias sea un activo, se reconocen contablemente dichos créditos, en la medida en que la Dirección de la Sociedad estime que su aprovechamiento sea probable.

Cabe mencionar que la Reforma Tributaria sancionada el 27 de diciembre de 2017 y modificada por la Ley 27.541, introduce una reducción de la alícuota impositiva del impuesto a las ganancias, que se implementará de forma gradual, según el siguiente esquema:

Período fiscal iniciado	Alicuota	
	Minima	Maxima
1° de enero de 2023	25%	35%
1° de enero de 2024	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	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Provisiones	62.286	22.744
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Ingresos Pre Operativos	3.708	3.898
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Pérdidas Tributarias	232.529	248.893
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Intangibles	376	445
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Ingresos Diferidos	272	2.101
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Otros	1.703	4.364
Ajuste Purchase Price Allocation (1)	2.423	2.277
Activos por Impuestos Diferidos	**303.297**	**284.722**

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	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Depreciaciones	153.540	68.273
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Obligaciones por Beneficios Post-Empleo	1.154	1.154
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Intangibles	37.709	40.435
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Intereses Capitalizables	61.318	52.221
Pasivos por Impuestos Diferidos por Diferencia de Costo Histórico Propiedades, Planta y Equipos Filial Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	6.294	7.976
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Otros	12.907	23.289
Ajuste Purchase Price Allocation (1)	10.681	11.414
Pasivos por Impuestos Diferidos	**283.603**	**204.762**

(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	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Activos por impuestos diferidos no corrientes	51.041	108.970
Pasivos por impuestos diferidos no corrientes	31.348	29.010
Neto	**(19.693)**	**(79.960)**

La Sociedad se encuentra potencialmente sujeta a auditorías tributarias al impuesto a las ganancias por parte de las autoridades tributarias de cada país. Dichas auditorías están limitadas a un número de períodos tributarios anuales, los cuales por lo general, una vez transcurridos dan lugar a la expiración de dichas revisiones. Las auditorías tributarias, por su naturaleza, son a menudo complejas y pueden requerir varios años. El siguiente es un resumen de los periodos tributarios, potencialmente sujetos a verificación:

País	Periodo
Chile	2018-2024
Argentina	2019-2024

19.3 Conciliación Tasa Efectiva

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023 la conciliación del gasto por impuesto es el siguiente:

19.3.1 Consolidado

Concepto	31-12-2024		31-12-2023	
	Impuesto 27%	Tasa Efectiva	Impuesto 27%	Tasa Efectiva
	kUSD	%	kUSD	%
Impuesto teórico sobre resultado financiero	**84.171**	**27,00**	**(134.594)**	**27,00**
Diferencias permanentes VP Filiales	(1.494)	(0,48)	(925)	0,18
Otras diferencias permanentes	237	0,12	47.469	(9,54)
Total Diferencias Permanentes	**(1.257)**	**(0,36)**	**46.544**	**(9,36)**
Gasto (ingreso) por Impuesto a la Renta	**82.914**	**26,64**	**(88.050)**	**17,64**

19.3.2 Entidades Nacionales

Concepto	31-12-2024		31-12-2023	
	Impuesto 27%	Tasa Efectiva	Impuesto 27%	Tasa Efectiva
	kUSD	%	kUSD	%
Impuesto teórico sobre resultado financiero	**85.990**	**27,00**	**(132.549)**	**27,00**
Diferencias permanentes VP Filiales	(1.494)	(0,47)	(925)	0,18
Otras Diferencias Permanentes (1)	515	0,16	46.805	(9,53)
Total Diferencias Permanentes	**(979)**	**(0,31)**	**45.880**	**(9,35)**
Gasto (ingreso) por Impuesto a la Renta	**85.011**	**26,69**	**(86.669)**	**17,65**

(1) Corresponde principalmente a impuestos diferidos no recuperables.

19.3.3 Entidades Extranjeras

Concepto	31-12-2024		31-12-2023	
	Impuesto 25%	Tasa Efectiva	Impuesto 25%	Tasa Efectiva
	kUSD	%	kUSD	%
Impuesto teórico sobre resultado financiero, Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	**(1.819)**	**25,00**	**(2.045)**	**25,00**
Otras Diferencias Permanentes	(278)	3,82	664	(8,12)
Total Diferencias Permanentes	**(278)**	**3,82**	**664**	**(8,12)**
Gasto (ingreso) por Impuesto a la Renta	**(2.097)**	**28,82**	**(1.381)**	**16,88**

19.3.4 Efectos en resultado por impuesto a la renta e impuestos diferidos

La composición del gasto (ingreso) a resultados por impuesto a la renta es el siguiente:

Item	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Gasto Tributario Corriente (Provisión Impuesto)	24.897	43.532
Ajuste Gasto Tributario (Ejercicio Anterior)	(959)	(7.373)
Efecto por Activos o Pasivos por Impuesto Diferido del Ejercicio	46.532	(83.687)
Beneficio Tributario por Pérdidas Tributarias	13.734	(35.077)
Diferencias Impuesto Otras Jurisdicciones	(146)	(164)
Impuesto a las ganancias relativos a inversiones en instrumentos de patrimonio de otro resultado integral	(1.144)	(5.281)
Total	**82.914**	**(88.050)**

19.3.5 Impuesto a las ganancias relacionado con otro resultado integral

Item	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Impuesto a las ganancias relativos a inversiones en instrumentos de patrimonio de otro resultado integral	1.144	5.281
Total	**1.144**	**5.281**

19.4 Resultado Tributario de las Filiales Nacionales al término del periodo

Al 31 de diciembre de 2024 kUSD 82.135.

Al 31 de diciembre de 2023 kUSD 125.314.

NOTA 20 – OTROS PASIVOS FINANCIEROS

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, los otros pasivos financieros son los siguientes:

Otros Pasivos Financieros	31-12-2024		31-12-2023	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Préstamos que devengan intereses	273.326	2.127.145	325.204	1.805.093
Derivados de cobertura (ver nota 21)	14.037	24.987	6.500	8.437
Total	**287.363**	**2.152.132**	**331.704**	**1.813.530**

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	31-12-2024		31-12-2023	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Préstamos bancarios	118.446	921.566	311.420	965.069
Obligaciones con público	154.880	1.205.579	13.784	840.024
Total	**273.326**	**2.127.145**	**325.204**	**1.805.093**

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	Total
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País	Moneda	Tipo Amortización	Tasa Efectiva %	Tasa Nominal %	31-12-2024	31-12-2023	31-12-2024	31-12-2023	31-12-2024	31-12-2023
										kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	BID Invest (1)	EEUU	USD	Amortizable	6,804	6,804	0	0	2.060	237	2.060	237
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	BID Invest (1)	EEUU	USD	Amortizable	6,804	6,804	0	0	1.002	114	1.002	114
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	BID Invest (1)	EEUU	USD	Bullet	1,000	1,000	0	0	7	7	7	7
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	97.018.000-1	Banco Scotiabank (2)	Chile	USD	Bullet	4,809	4,809	3.163	0	0	3.237	3.163	3.237
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	97.018.000-1	Banco Scotiabank (3)	Chile	USD	Bullet	4,809	4,809	2.113	0	0	2.162	2.113	2.162
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	97.036.000-K	Banco Santander (4)	Chile	USD	Bullet	6,273	6,273	0	498	444	0	444	498
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	97.036.000-K	Banco Santander (5)	Chile	USD	Bullet	6,990	6,990	0	31.910	0	0	0	31.910
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	97.030.000-7	Banco Estado (6)	Chile	USD	Bullet	6,400	6,400	3.147	52.847	0	0	3.147	52.847
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	97.006.000-6	Banco BCI (7)	Chile	USD	Bullet	7,300	7,300	0	0	0	37.910	0	37.910
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	97.006.000-6	Banco BCI (8)	Chile	USD	Bullet	6,350	6,350	51.887	0	0	52.230	51.887	52.230
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	97.018.000-1	Banco Scotiabank (9)	Chile	USD	Bullet	6,230	6,230	0	0	0	101.246	0	101.246
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	IFC (10)	EEUU	USD	Amortizable	7,039	7,039	29.427	6.601	18.419	18.418	47.846	25.019
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	DEG (10)	Alemania	USD	Amortizable	7,039	7,039	4.145	901	2.632	2.632	6.777	3.533
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	97.004.000-5	Banco Chile (11)	Chile	USD	Bullet	7,350	7,350	0	0	0	470	0	470
Préstamos que Devengan Intereses, Corriente Total										**93.882**	**92.757**	**24.564**	**218.663**	**118.446**	**311.420**

(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, además de las dos primeras cuotas de capital pagaderas en junio y diciembre de 2025 por un monto USD 1,1 millones y USD 1,65 millones, respectivamente.

(2) y (3) Corresponde a los intereses devengados del financiamiento con Scotiabank por un total de USD 250 millones descrito en la nota 20.1.2.

(4) Corresponde a los intereses devengados del financiamiento con Santander y otros bancos por un total de USD 170 millones descrito en la nota 20.1.2

(5) Créditos de corto plazo por un total de USD 30 millones con Banco Santander prepagado el 23 de enero de 2024. 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.

(6) Crédito de corto plazo por USD 50 millones con Banco Estado que devengaba interés a tasa fija y que vencía el 31 de enero de 2024. El 12 de enero de 2024, el préstamo fue renovado y extendido por un plazo de dos años con nueva fecha de vencimiento el 12 de enero de 2026, según se explica en el número (6) de la nota 20.1.2. El saldo al 31 de diciembre de 2024 incluye los intereses devengados de este préstamo.

(7) Crédito verde por USD 35 millones con BCI. Devengaba interés a tasa fija con vencimiento el 16 de mayo de 2024, encontrándose 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. Este préstamo fue prepagado el 18 de abril de 2024.

(8) Crédito verde por US$50 millones con BCI con vencimiento original el 12 de noviembre de 2024. El 31 de mayo de 2024, este crédito fue extendido hasta el 30 de mayo de 2025, con una nueva tasa de interés. 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.

(9) Crédito con Scotiabank por un total de USD 100 millones con vencimiento el 21 de octubre de 2024 que fue prepagado en su totalidad el 26 de septiembre de 2024. Este financiamiento se encontraba 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 era en dólares con una tasa de interés fija.

(10) Incluye intereses devengados y la segunda y tercera cuota de capital de los financiamientos con International Finance Corporation (IFC) y Deutsche Investitions und Entwicklungsgesellschaft (DEG) por un total de USD 378,9 millones descritos en la nota 20.1.2.

(11) Corresponde a los intereses devengados sobre el crédito de USD 50 millones con Banco de Chile descrito en el número (5) en la nota 20.1.2 por corresponder a una deuda de largo plazo.

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 %	31-12-2024	31-12-2023	31-12-2024	31-12-2023	31-12-2024	31-12-2023	31-12-2024	31-12-2023
										kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	BID Invest (1)	EEUU	USD	Amortizable	6,804	6,804	9.197	3.276	47.982	12.829	14.410	57.334	71.589	73.439
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	BID Invest (1)	EEUU	USD	Amortizable	6,804	6,804	4.474	1594	23.342	6.244	7.010	27.896	34.826	35.734
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	BID Invest (1)	EEUU	USD	Bullet	1,000	1,000	0	0	0	0	14.922	14.891	14.922	14.891
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	97.018.000-1	Banco Scotiabank (2)	Chile	USD	Bullet	4,809	4,809	0	0	148.823	148.367	0	0	148.823	148.367
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	97.018.000-1	Banco Scotiabank (2)	Chile	USD	Bullet	4,809	4,809	0	0	99.215	98.912	0	0	99.215	98.912
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	97.036.000-K	Banco Santander (3)	Chile	USD	Bullet	6,273	6,273	0	0	170.000	170.000	0	0	170.000	170.000
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	IFC (4)	EEUU	USD	Amortizable	7,039	7,039	72.744	72.221	72.744	72716	145.181	182074	290.669	327.011
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	DEG (4)	Alemania	USD	Amortizable	7,039	7,039	10.395	10.320	10.395	10391	20.732	26004	41.522	46.715
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	97.004.000-5	Banco Chile (5)	Chile	USD	Bullet	7,350	7,350	0	50.000	0	0	0	0	0	50.000
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	97.030.000-7	Banco Estado (6)	Chile	USD	Bullet	6,400	6,400	50.000	0	0	0	0	0	50.000	0
Préstamos que Devengan Intereses, No Corriente Total										**146.810**	**137.411**	**572.501**	**519.459**	**202.255**	**308.199**	**921.566**	**965.069**

(1) 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 termoeléctricas de carbón cuya generación será sustituida por el parque eólico Calama. En ausencia de un mercado de créditos de carbono, la estructura de financiamiento establecerá un precio mínimo para las emisiones que se hará efectivo por medio de un menor costo de financiamiento en el préstamo del CTF. 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 nocional 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 nocional de US$55 millones.

(2) El 26 de julio de 2022, la compañía firmó un contrato de financiamiento verde con Scotiabank por un total de USD 250 millones. El 28 de julio, la compañía giró un primer préstamo de USD 150 millones, mientras que el monto restante fue desembolsado el 7 de septiembre, ambos con pagos de intereses semestrales y con capital pagadero en una sola cuota en julio de 2027. El préstamo devenga intereses a una tasa variable basada en SOFR más un margen. Para cubrir la exposición al riesgo de tasa de interés, la compañía tomó derivados del tipo swap de tasa de interés con el Banco de Chile por un monto nocional equivalente al 70% del capital del préstamo. Con ello, la tasa SOFR quedó fija en una tasa promedio de 2,872% anual.

(3) *El 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 nocional 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. Los bancos incluyen Banco Santander, Rabobank, Banco Estado, Société Générale, e Intesa San Paolo.*

(4) *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, US$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 US$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.*

(5) *Préstamo de USD 50 millones con Banco de Chile. 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 fue prepagado en su totalidad el 15 de noviembre de 2024 y se encontraba 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 pasó a ser en dólares con una tasa de interés fija.*

(6) *Préstamo de USD 50 millones con Banco Estado. Su vencimiento original era el 31 de enero de 2024. En esa fecha, fue renovado a tres años plazo, con una nueva fecha de vencimiento de 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.*

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			
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País	Moneda	Tipo Amortización	Tasa Efectiva %	Tasa Nominal %	31-12-2024	31-12-2023	31-12-2024	31-12-2023	Total 31-12-2024	Total 31-12-2023
										kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon (1)	EEUU	USD	Bullet	5,228	4,500	137.883	6.606	0	0	137.883	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	7.225	7.178	0	0	7.225	7.178
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon	EEUU	USD	Bullet	6,708	6,375	0	0	6.552	0	6.552	0
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	UBS AG y BNP Paribas	Suiza	USD	Bullet	5,650	5,427	0	0	3.220	0	3.220	0
Obligaciones con el Público, Total										**145.108**	**13.784**	**9.772**	**0**	**154.880**	**13.784**

(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) 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 pagan semestralmente, comenzando el día 29 de enero de 2015 y el capital se amortiza en una sola cuota el día 29 de enero de 2025. El 16 de abril de 2024, el capital de este bono se redujo a USD 135.529.000 en virtud de la oferta de recompra voluntaria por todos y cada uno de los bonos ("Any and All Tender Offer") lanzada por la Compañía el 8 de abril de 2024, a la que concurrió un 61,28% de los tenedores de bonos, según se explica en el punto (3) de la nota 20.2.2 a continuación.*

20.2.2 Obligaciones con el Público, no corriente

Entidad Deudora			Entidad Acreedora								1 a 3 años		3 a 5 años		Más de 5 años		Total al	
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País	Moneda	Tipo Amortización	Tasa Efectiva %	Tasa Nominal %	Valor Nominal	31-12-2024	31-12-2023	31-12-2024	31-12-2023	31-12-2024	31-12-2023	31-12-2024	31-12-2023
											kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon (1)	EEUU	USD	Bullet	5,228	4,500	138.678	0	347.290	0	0	0	0	0	347.290
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon (2)	EEUU	USD	Bullet	3,669	3,400	593.500	0	0	0	0	493.822	492.734	493.822	492.734
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon (3)	EEUU	USD	Bullet	6,708	6,375	818.750	0	0	0	0	488.567	0	488.567	0
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	UBS AG y BNP Paribas (4)	Suiza	USD	Bullet	5,650	5,427	286.208	0	0	223.190	0	0	0	223.190	0
Obligaciones con el Público,Total											0	347.290	223.190	0	982.389	492.734	1.205.579	840.024

(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) 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 pagan semestralmente, comenzando el día 29 de enero de 2015 y el capital se amortiza en una sola cuota el día 29 de enero de 2025. El 16 de abril de 2024, el capital de este bono se redujo a USD 135.529.000 en virtud de la oferta de recompra voluntaria por todos y cada uno de los bonos ("Any and All Tender Offer") lanzada por la Compañía el 8 de abril de 2024, a la que concurrió un 61,28% de los tenedores de bonos, según se explica en el punto (3) a continuación.

(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 pagan semestralmente, comenzando el día 28 de julio de 2020 y el capital se amortizará en una sola cuota el día 28 de enero de 2030.

(3) Con fecha 17 de abril de 2024, EECL emitió bonos en el mercado internacional bajo el formato 144-A / Reg S por un monto total de USD 500.000.000 a un plazo de 10 años y una tasa de interés de cupón de 6,375% anual. Los fondos fueron destinados en parte al pago de la oferta realizada en el programa voluntario de rescate anticipado de los bonos por USD 350.000.000 con vencimiento original en enero de 2025 ("Any and All Tender Offer"). Un total de 61,28% de los bonos fue rescatado anticipadamente en virtud de dicha oferta, resultando en un pago anticipado de USD 214.471.000 más los intereses devengados a esa fecha. El valor remanente de los bonos, por un total de USD 135.529.000 a una tasa cupón de 4,50% anual, quedó vigente hasta su vencimiento original el día 29 de enero de 2025. Los fondos restantes de la nueva emisión han sido destinados a financiar y refinanciar proyectos verdes elegibles de acuerdo al marco de financiamientos verdes del Grupo ENGIE (Green Financing Framework).

(4) El día 26 de septiembre de 2024, de conformidad con lo informado mediante Hecho Esencial de fecha 30 de agosto de 2024, la compañía efectuó una colocación de bonos en el mercado suizo por un monto total de CHF 190.000.000 (ciento noventa millones de francos suizos), conforme a las normas del artículo 51(2) de la Swiss Financial Services Act de fecha 15 de junio de 2018 "FinSA". Los bonos contemplan un plazo de 5 años, con un único pago de capital al vencimiento el día 26 de septiembre de 2029, y pagos de intereses anuales a una tasa de interés de 2,1275%. Los fondos provenientes de la colocación se destinarán, en todo o parte, al financiamiento o refinanciamiento de proyectos elegibles según estos se definen en el Green Financing Framework de Engie S.A. Para mitigar la exposición a tipos de cambio de monedas y tasas de interés, la compañía cerró un contrato del tipo cross-currency swap mediante el cual el monto de capital del bono quedó en el equivalente a USD 225.118.483,41 a una tasa de interés anual fija en dólares de 5,4272%.

20.2.3 Obligaciones con el público valor nominal

Año 2024

Entidad Deudora			Entidad Acreedora								0 a 1 año	1 a 3 años	3 a 5 años	Más de 5 años	Total
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País	Moneda	Tipo Amortización	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Valor Nominal	31-12-2024	31-12-2024	31-12-2024	31-12-2024	
											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	138.678	138.678	0	0	0	138.678
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	593.500	17.000	34.000	34.000	508.500	593.500
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon	EEUU	USD	Bullet	6,708	6,375	818.750	31.875	63.750	63.750	659.375	818.750
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	UBS AG y BNP Paribas	Suiza	USD	Bullet	5,650	5,427	286.208	12.218	24.436	249.554	0	286.208
Total										**1.837.136**	**199.771**	**122.186**	**347.304**	**1.167.875**	**1.837.136**

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	País	Rut	Nombre	País	Moneda	Tipo Amortización	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Valor Nominal	31-12-2023	31-12-2023	31-12-2023	31-12-2023	
											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	6,098	5,625	373.625	15.750	357.875	0	0	373.625
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	610.500	17.000	34.000	34.000	525.500	610.500
Total										**984.125**	**32.750**	**391.875**	**34.000**	**525.500**	**984.125**

NOTA 21 – DERIVADOS Y OPERACIONES DE COBERTURA

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, 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	31-12-2024				31-12-2023			
	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	11.082	27.065	14.037	24.987	12.391	5.682	6.500	8.437
Total	**11.082**	**27.065**	**14.037**	**24987**	**12.391**	**5.682**	**6.500**	**8.437**

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
			31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD	
Forward	Tipo de cambio	Costos en pesos (CLP)	131.000	120.000	Flujos de caja
Forward	Tipo de cambio	Proyectos de inversión	553	1.292	Flujos de caja
Swap	Tipo de cambio	Tasas de Interés	539.000	584.000	Flujos de caja
Cross/currency swap	Tipo de cambio	Tasa de interés y monedas (CHF/USD)	225.118	0	Flujos de caja
Swap	Precio Commodity	Contratos de energía	0	198.000	Flujos de caja

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al cierre del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2024 y 2023, la Sociedad no ha reconocido ganancias o pérdidas por inefectividad.

Los contratos de derivados han sido tomados para proteger la exposición al riesgo del tipo de cambio. En el caso de los Forwards en que la compañía no cumpla con los requerimientos formales de documentación para ser calificados como de instrumentos de cobertura, los efectos son registrados en resultados.

En el caso de los contratos de forwards que son calificados de cobertura de flujo de efectivo, se asocian a la reducción de la variabilidad de los flujos de caja denominados en una moneda distinta a la funcional (USD) y contrato por compra y venta de combustible.

Los instrumentos financieros registrados a valor justo en el estado de situación financiera se clasifican de acuerdo a su valor justo, según las jerarquías reveladas en Nota 3.7.1.

Instrumentos Financieros	31-12-2024 Valor Libro kUSD	31-12-2024 Valor Justo kUSD	31-12-2023 Valor Libro kUSD	31-12-2023 Valor Libro kUSD
Efectivo y equivalentes al efectivo				
Efectivo en caja	26	26	32	32
Saldos en Bancos	53.876	53.876	12.783	12.783
Depósitos a corto plazo, clasificados como equivalentes al efectivo	444.741	444.741	288.512	288.512
Activos financieros				
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes, no corrientes	308.667	308.667	568.755	568.755
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	2.859	2.859	7.407	7.407
Pasivos financieros				
Otros pasivos financieros	2.439.495	1.305.308	2.145.234	772.083
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	270.424	270.424	294.249	294.249
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes, no corrientes	93.094	93.094	65.457	65.457

Instrumentos Financieros Medidos a Valor Razonable	31-12-2024 kUSD	NIVEL 1 kUSD	NIVEL 2 kUSD	NIVEL 3 kUSD
Activos Financieros				
Activos Financieros a valor razonable con cambio en resultado	38.147	38.147	0	0
Total	**38.147**	**38.147**	**0**	**0**
Pasivos Financieros				
Derivados financieros derivados como cobertura de flujo de caja	39.024	0	39.024	0
Total	**39.024**	**0**	**39.024**	**0**

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**

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. 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 2024 y 2023, los pasivos por arrendamientos son los siguientes:

Pasivos por arrendamientos	31-12-2024		31-12-2023	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
NIIF 16 - Arrendamientos	4.311	87.532	5.387	101.220
Total	**4.311**	**87.532**	**5.387**	**101.220**

22.1 Pasivos por Arrendamientos, Corrientes

Entidad Deudora			Entidad Acreedora					Hasta 90 días		90 días a 1 año		Total	
Rut	Nombre	País	Nombre	Moneda	Tipo Amorti-zación	Tasa Efectiva %	Tasa Nominal %	31-12-2024	31-12-2023	31-12-2024	31-12-2023	31-12-2024	31-12-2023
								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	46	52	22	24	68	76
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	100	115	168	181	268	296
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	72	82	120	129	192	211
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	25	28	59	64	84	92
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Deka Inmobiliaria Chile One SpA	UF	Mensual	2,430	2,430	157	174	460	503	617	677
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Sencorp Rentas Inmobiliarias SpA	UF	Mensual	2,450	2,450	84	93	251	269	335	362
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,940	2,940	201	229	277	302	478	531
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,560	3,560	18	21	27	29	45	50
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,670	2,670	8	9	20	22	28	31
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,870	2,870	23	27	55	61	78	88
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,640	2,640	22	25	76	83	98	108
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,590	2,590	5	6	20	22	25	28
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Arrendadores de Vehículos S.A.	UF	Mensual	0,800	0,800	0	140	0	424	0	564
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,010	3,010	750	793	677	798	1.427	1.591
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo SpA	Chile	Monte Redondo S.A.	USD	Trimestral	4,006	4,006	84	84	184	176	268	260
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo SpA	Chile	Arrendadores de Vehículos S.A.	UF	Mensual	0,800	0,800	0	9	0	26	0	35
76.247.976-1	Solar Los Loros SpA	Chile	Sociedad Agrícola Río Escondido Ltda.	UF	Anual	4,371	4,371	75	85	0	0	75	85
76.708.710-1	Central Termoeléctrica Andina SpA.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	CLP	Mensual	2,960	2,960	0	10	0	7	0	17
76.708.710-1	Central Termoeléctrica Andina SpA.	Chile	Ministerio de Defensa Nacional	UTM	Semestral	2,500	2,500	117	130	108	118	225	248
78.974.730-K	Gasoducto Nor Andino SpA	Chile	Arrendadores de Vehículos S.A.	UF	Mensual	0,800	0,800	0	9	0	28	0	37
Pasivos por Arrendamientos, Total								**1.787**	**2.121**	**2.524**	**3.266**	**4.311**	**5.387**

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 %	31-12-2024	31-12-2023	31-12-2024	31-12-2023	31-12-2024	31-12-2023	31-12-2024	31-12-2023
								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	94	156	159	116	794	952	1.047	1.224
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	355	586	584	429	5.288	6.157	6.227	7.172
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	253	418	417	306	3.774	4.395	4.444	5.119
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	125	207	207	151	3.597	4.114	3.929	4.472
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Deka Inmobiliaria Chile One SpA	UF	Mensual	2,430	2,430	1.267	2.106	1.048	1.175	0	0	2.315	3.281
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Sencorp Rentas Inmobiliarias SpA	UF	Mensual	2,450	2,450	707	1.164	584	655	0	0	1.291	1.819
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,940	2,940	579	961	935	689	14.783	16.940	16.297	18.590
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,560	3,560	57	93	91	67	582	688	730	848
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,670	2,670	43	70	74	54	692	806	809	930
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,870	2,870	114	190	184	136	1.611	1.877	1.909	2.203
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,640	2,640	158	263	253	187	1.483	1.761	1.894	2.211
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,590	2,590	41	69	67	49	354	423	462	541
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,010	3,010	1.417	2.348	2.289	1.686	38.575	44.146	42.281	48.180
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo SpA	Chile	Monte Redondo S.A.	USD	Trimestral	4,006	4,006	518	761	856	560	804	1.101	2.178	2.422
76.247.976-1	Solar Los Loros SpA	Chile	Sociedad Agrícola Río Escondido Ltda.	UF	Anual	4,371	4,371	74	123	128	93	523	636	725	852
76.708.710-1	Central Termoeléctrica Andina SpA.	Chile	Ministerio de Defensa Nacional	UTM	Semestral	2,500	2,500	446	741	548	525	0	90	994	1.356
Pasivos por Arrendamientos,Total								**6.248**	**10.256**	**8.424**	**6.878**	**72.860**	**84.086**	**87.532**	**101.220**

NOTA 23 – GESTION DE RIESGOS

Política de Gestión de Riesgos Financieros

Esta nota no pretende ser una discusión exhaustiva de los riesgos que enfrenta nuestra compañía. Dicha discusión se encuentra en la sección de Gestión de Riesgos en la Memoria Integrada 2023 disponible en nuestra página web.

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 marco 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. 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.

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 promulgación de las leyes de Estabilización de Tarifas Eléctricas a partir de noviembre de 2019, y las disposiciones técnicas de implementación establecidas en resoluciones exentas de la Comisión Nacional de Energía. Estas leyes y 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 US$489 millones, de los cuales destinó una parte para comprar las cuentas por cobrar correspondientes al decreto de Precio de Nudo Promedio de enero de 2020 y el remanente para comprar las cuentas por cobrar correspondientes al decreto de Precio de Nudo Promedio de julio de 2020. El día 30 de junio de 2021, EECL concretó la venta de las cuentas por cobrar correspondientes al decreto de Precio de Nudo Promedio de enero de 2021 a Chile Electricity PEC SpA que obtuvo financiamiento por medio de una colocación privada bajo el formato 4a2 con la participación de Allianz, BID Invest y Goldman Sachs. Una vez publicados los 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 USD 51 millones, en 2022 llegó a los USD 15,4 millones y en 2023 alcanzó USD 12,6 millones. Con esto, los gastos financieros totales del programa PEC-1 ascendieron a USD 79,1 millones. El 30 de agosto, 30 de octubre y 28 de diciembre de 2023, así como el 17 de enero, 30 de mayo, 9 de agosto y 30 de septiembre de 2024, tuvieron lugar las siete ventas de documentos de pago emitidos bajo el programa PEC-2, asociado a la Ley MPC, que no estuvieron sujetas a descuentos financieros, y que resultaron en ingresos de caja de USD 290,7 millones incluyendo intereses.

Según se explica en la Nota 9, el 7 de octubre de 2024 la Sociedad alcanzó un acuerdo con Inter-American Investment Corporation ("BID Invest") en conformidad al cual la Sociedad vendió a BID Invest documentos de pago ("DDP") resultantes de la aplicación del mecanismo de estabilización de precios conforme a la Ley 21.472, modificada en virtud de la Ley 21.677 ("PEC 3") y resoluciones exentas asociadas. En esa misma fecha, Chile Electricity Lux MPC II S.a.r.l., una sociedad de propósito

especial incorporada bajo las leyes de Luxemburgo, emitió bonos bajo la regla 144-A, regulación S, por cuenta del Fondo de Estabilización de Tarifas (FET), establecido de acuerdo a la ley 21,472 (ley MPC) y administrado por la Tesorería General de la República. El objetivo de esta emisión fue la de financiar parte de la compra de documentos de pago emitidos por la Tesorería a favor de compañías de generación eléctrica respaldando las cuentas por cobrar a compañías de distribución eléctrica como consecuencia de la estabilización de tarifas. BID Invest compró los documentos de pago a las compañías generadoras mediante una estructura del tipo A/B Bond que contempla un tramo A, financiado directamente por BID Invest por aproximadamente USD 161 millones, y un tramo B por aproximadamente USD 1,440 millones con recursos provenientes de la emisión de bonos 144 A / Reg S. Estos recursos se usaron el día 24 de octubre de 2024 para realizar la primera compra documentos de pago bajo el programa PEC-3 a 26 compañías generadoras de electricidad por un monto total de USD 1.555 millones. El pago correspondiente a ENGIE Energía Chile, incluyendo su filial Eólica Monte Redondo, ascendió a USD 356 millones, con los que se redujo el monto de la cuenta por cobrar a largo plazo indicada en la Nota 9, reduciendo significativamente la exposición de este activo a las fluctuaciones del tipo de cambio.

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 2024, la Compañía mantenía contratos de venta de dólares “forward” con bancos por un monto nocional total de USD 144,4 millones con vencimientos mensuales de entre USD 10,6 y 13,1 millones entre enero y diciembre de 2025, 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 nocional total de USD 23,5 millones para cubrir pagos periódicos en UF a contratistas de los proyectos de reconversión a gas natural de la central Infraestructura Energética Mejillones, el proyecto de generación eólica, Lomas de Taltal y el proyecto de condensadores síncronos en la Unidad 15 de Tocopilla. Estos derivados fueron tomados con Banco de Chile, BCI y Banco Santander.

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 2024, un 99% 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 2024, los pasivos por arrendamientos denominados en monedas distintas al dólar ascendían a la cantidad de USD 91,9 millones.

23.1.2 Riesgo de Tasa de Interés

El riesgo de tasas de interés es el riesgo generado por cambios en el valor justo de los flujos de caja en los instrumentos financieros del balance, debido a los cambios de las tasas de interés del mercado. La exposición al riesgo de tasa de interés se produce principalmente por la deuda a largo plazo a tasas de interés flotante. La sociedad y sus filiales administran el riesgo de tasas de interés a través de obligaciones a tasa fija o coberturas de tasas de interés (Interest

Rate Swaps o IRS), con los que la Compañía acepta intercambiar en forma periódica un monto generado por las diferencias entre una tasa fija y una tasa variable calculadas sobre un monto nocional acordado.

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 2024, un 86,05% de nuestra deuda financiera estaba a tasa fija o cubierta por derivados, mientras que un 13,95% 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$151,6 millones del financiamiento del IFC y DEG).

Tasa de Interés	31-12-2024	31-12-2023
Tasa de interés fija	86,05%	83,84%
Tasa de interés variable	13,95%	16,16%
Total	**100,00%**	**100,00%**

23.2 Riesgo de Precio de Acciones

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023 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 materializó 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 solían realizar en su mayor parte mediante contratos anuales, cuyos precios se encontraban vinculados a indexadores tradicionales en el mercado internacional del carbón, tales como API 2, API 10 o Newcastle. Como producto del proceso de descarbonización de la compañía, las compras de carbón se han vuelto más esporádicas y las compras se realizan puntualmente en lugar de hacerlo bajo contratos anuales. 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. 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 de cobertura del riesgo residual.

Entre 2021 y el primer semestre de 2023 se pudo constatar la materialización de este riesgo. En nuestro país, los años hidrológicos 2021 y 2022 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 (3,66 TWh comprados bajo contratos en 2024, que representa un 11% de aumento con respecto a los 3,29 TWh comprados bajo contratos en 2023) 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. Nuestros clientes han demostrado una gran fortaleza para enfrentar ciclos adversos, y 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 USD 272,9 millones, recibiendo recursos líquidos por USD 193,8 millones y reportando un costo financiero total de USD 79,1 millones. 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 emitió Documentos de

Pago que la Compañía vendió 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 afectó significativamente la liquidez y el endeudamiento de la compañía. Siete ventas de Documentos de Pago bajo el programa PEC-2 se concretaron el 30 de agosto, 30 de octubre y 28 de diciembre de 2023, y el 17 de enero, 30 de mayo, 9 de agosto y 30 de septiembre de 2024, mediante las cuales la compañía recibió recursos líquidos por un valor total de USD 290,7 millones incluyendo intereses. Con la aprobación de la ley PEC-3 y los mecanismos de monetización correspondientes, el 24 de octubre de 2024 se concretó una venta de Documentos de Pago por un valor total de USD 356 millones incluyendo intereses. La compañía espera concretar una segunda y última venta de Documentos de Pago bajo PEC-3 en 2025, con lo que se espera dar término a la acumulación de saldos producida por estabilización de precios de electricidad a clientes regulados.

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 aminorado su actividad de comercialización dirigida a este segmento con el fin de equilibrar su portafolio de contratos y reducir su posición compradora en el mercado spot de energía.

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.

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 108,7 millones al 31 de diciembre de 2024. Cabe notar que este saldo representa una reducción significativa con respecto a 2023 y, luego de la venta de documentos de pago esperada para 2025, este saldo debería llegar a cero.

Al 31 de diciembre de 2024, EECL contaba con recursos en efectivo por USD 498,6 millones en forma consolidada, mientras la deuda financiera total nominal llegaba a los USD 2.385 millones, incluyendo USD 230,4 millones de deuda con vencimiento dentro de un año. El 17 de abril de 2024, la compañía recibió los fondos de una colocación de bonos bajo la regla 144-A/RegS por USD 500 millones con los que pagó anticipadamente USD 214,5 millones del bono de USD 350 millones con vencimiento en enero de 2025 además de un crédito de corto plazo por USD 35 millones. El 26 de septiembre de 2024, la compañía efectuó una colocación de bonos en el mercado suizo por un monto total de CHF 190.000.000 (ciento noventa millones de francos suizos), conforme a las normas del artículo 51(2) de la Swiss Financial Services Act de fecha 15 de junio de 2018 “FinSA”. Para mitigar la exposición a tipos de cambio de monedas y tasas de interés, la compañía cerró un contrato del tipo cross-currency swap mediante el cual el monto de capital del bono quedó en un equivalente en dólares de USD 225.118.483,41 a una tasa de interés anual fija en dólares de 5,4272%. Los fondos provenientes de ambos bonos se destinarán al financiamiento o refinanciamiento de proyectos elegibles según estos se definen en el Green Financing Framework de Engie S.A. Luego de estas colocaciones de bonos y del prepago de deudas, la compañía quedó con recursos en efectivo para hacer frente a las necesidades de financiamiento de proyectos de energía renovable y de refinanciación de pasivos. Asimismo, entre enero y septiembre de 2024, la empresa monetizó 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, por un valor de USD 58,8 millones incluyendo intereses, con lo cual concluyó la monetización de documentos de pago bajo PEC-2. El 24 de octubre de 2024, la compañía recibió USD 356 millones por la primera venta de documentos de pago bajo el programa PEC-3. Los recursos recibidos por estos programas de monetización 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. La Compañía cuenta con clasificaciones de riesgo con grado de inversión y acceso abierto a los mercados financieros.

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 2024, 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 abril de 2024, Standard and Poor's ratificó la clasificación de riesgo de ENGIE Energía Chile en BBB con perspectiva Estable. Por su parte, Fitch Ratings ratificó la calificación de BBB con perspectiva Estable en marzo de 2024. En cuanto a la Clasificación de Riesgo en la escala Nacional, Fitch Ratings ratificó la clasificación de solvencia de la compañía en AA-, con perspectiva Estable en marzo de 2024, en tanto Feller Rate ratificó la clasificación en AA- con perspectiva Estable en enero de 2025. 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	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Facturas por Pagar a Proveedores Extranjeros	5.407	60.331
Facturas por Pagar a Proveedores Nacionales	189.920	176.695
Facturas por Recibir Compras Nacionales y Extranjeras	75.097	57.223
Total	**270.424**	**294.249**

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						31-12-2024 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	82.428	0	0	0	0	0	82.428	30
Servicios	165.718	0	0	0	0	0	165.718	30
Dividendos por Pagar	0	0	0	0	21.769	0	21.769	150
Total	**248.146**	**0**	**0**	**0**	**21.769**	**0**	**269.915**	

Tipo de proveedor	Montos según plazos de pago						31-12-2024 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	0	0	0
Servicios	501	1	3	0	4	0	509
Dividendos por Pagar	0	0	0	0	0	0	0
Total	**501**	**1**	**3**	**0**	**4**	**0**	**509**

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 plazos de pago						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 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	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Provisión de Vacaciones	10.063	8.271
Provisión Bonificación Anual	11.507	12.013
Descuentos Previsionales y de Salud	1.027	960
Retención Impuestos	2.423	626
Otras Remuneraciones	9.552	10.041
Total	**34.572**	**31.911**

NOTA 26 – OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS

Los Otros Pasivos No Financieros Corrientes se detallan a continuación.

Otros Pasivos no Financieros, Corrientes	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
IVA débito fiscal	1.383	3.125
Impuestos de retención	1.788	937
Ingresos anticipados (1)	4.802	10.374
Total	**7.973**	**14.436**

(1) Corresponde a cobros de Cargo Unico facturados y que aún no son traspasados a clientes finales.

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	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Ingresos garantías	82	81
Total	**82**	**81**

NOTA 27 – OTRAS PROVISIONES NO CORRIENTES

Otras Provisiones No Corriente	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Contingencia Tributaria Gasoducto Nor Andino S.A. (1)		
Saldo inicial	0	152
Movimiento	0	(152)
Subtotal	**0**	**0**
(1) Ver Nota 40.5 b)		
Provisión Desmantelamiento		
Saldo Inicial	166.524	157.675
Movimiento (2)	16.550	8.849
Subtotal	**183.074**	**166.524**
Otros		
Saldo Inicial	4.000	4.000
Movimiento	0	0
Subtotal	**4.000**	**4.000**
Total	**187.074**	**170.524**

(2) 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 2024.

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	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Indemnización por Años de Servicio	78	43
Total	**78**	**43**

Los cambios en la obligación por beneficio son los siguientes

Provisiones no Corrientes por Beneficios a los Empleados	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Saldo Inicial	43	46
Reverso provisión	0	0
Indemnización por Años de Servicio Actuarial (valorización a tasa de cierre)	35	(3)
Total	**78**	**43**

Gastos Reconocidos en el Estado de Resultados

Provisiones no Corrientes por Beneficios a los Empleados	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 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	31-12-2024	31-12-2023
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 2024.

Otras Reservas del Patrimonio	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 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	19.147	14.240
Total	**394.102**	**389.195**

(1) Incremento en capital a valor justo producto de la adquisición de filiales Electroandina SpA., Gasoducto Nor Andino SpA., Gasoducto Nor Andino Argentina S.A., Central Termoeléctrica Andina SpA., Inversiones Hornitos SpA., el 29 de diciembre de 2009.

(2) Corresponde al saldo diferencial que resulta de la absorción del interés minoritario versus la valorización de inversión del 40% producto del acuerdo con AMSA con fecha 31 de marzo de 2020 e informado a la CMF en hecho esencial.

29.1 Política de Dividendos

EECL tiene una política de dividendos flexible que consiste en distribuir a lo menos el dividendo mínimo obligatorio de 30% en conformidad a la ley y los estatutos sociales. En la medida que la situación de los negocios sociales así lo permita y, siempre teniendo en consideración los proyectos y planes de desarrollo de la compañía, se podrá acordar la distribución de dividendos provisorios o definitivos en exceso del dividendo mínimo obligatorio. Sujeto a las aprobaciones pertinentes, la compañía intenta pagar dos dividendos provisorios más el dividendo definitivo en mayo de cada año.

En relación a la Circular N° 1945 y N° 1983 de la Comisión para el Mercado Financiero, el Directorio de la Sociedad acordó que la utilidad líquida distribuible será lo que se refleja en los estados financieros como Utilidad del Ejercicio atribuible a los tenedores de acciones, sin efectuar ajustes sobre las mismas.

La utilidad distribuible neta al 31 de diciembre de 2024, fue de kUSD 181.381.

La Sociedad registró al 31 de diciembre de 2024 con cargo a utilidades acumuladas, la suma de kUSD 54.414.

Otras Reservas del Patrimonio	31-12-2024 kUSD
Provisión 30% legal año 2024	54.414
Total Dividendos	**54.414**

.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	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Ventas de energía y potencia	1.631.885	1.985.950
Venta y transporte de gas	65.663	81.159
Venta de Combustible	0	46
Venta de peajes (1)	110.401	103.216
Arriendo instalaciones	1.092	1.258
Servicios Portuarios (2)	2.875	8.272
Recupero Siniestro Planta Solar Capricornio	0	1.340
Recupero Siniestro Unidad CTA Mejillones	17.813	0
Otras ventas - ingresos	6.735	6.596
Total	**1.836.464**	**2.187.837**

(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	31-12-2024		31-12-2023	
	kUSD	%	kUSD	%
Regulados (Centro Sur SEN)	632.679	34,45%	614.738	28,10%
Grupo CODELCO	335.863	18,29%	427.186	19,53%
Regulados EMEL	161.882	8,81%	221.877	10,14%
Grupo AMSA (1)	176.376	9,60%	171.117	7,82%
Grupo GLENCORE	93.288	5,08%	111.543	5,10%
El Abra	92.294	5,03%	87.959	4,02%
Otros clientes	344.082	18,74%	553.417	25,29%
Total Ventas	**1.836.464**	**100,00%**	**2.187.837**	**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	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Ventas de energía y potencia	1.631.885	1.985.950
Otros ingresos	204.579	201.887
Total Ventas	**1.836.464**	**2.187.837**

NOTA 31 – COSTOS DE VENTA

Costos de venta

Costos de Venta	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Costos de combustibles, lubricantes y otros	310.916	591.306
Costos de energía y potencia	659.446	815.576
Sueldos y salarios	40.451	25.948
Beneficios anuales	12.167	13.290
Otros beneficios del personal	8.273	20.185
Obligaciones post empleo	11	11
Costo Venta Combustibles	45.908	76.770
Servicio Muelle	11.293	10.832
Servicios de Mantención y Reparación	31.006	31.734
Servicios de Terceros	38.726	42.279
Asesorías y Honorarios	2.948	2.097
Operación y Mantenimiento Gasoductos	642	570
Costo Peaje	58.162	77.417
Depreciación propiedad, planta y equipo	130.527	158.348
Amortización activos derecho de uso	2.163	2.179
Depreciación repuestos	402	(1.250)
Amortización Intangibles	8.152	16.421
Contribuciones y patentes	6.440	6.482
Seguros	34.445	33.521
Otros egresos	31.097	18.147
Total	**1.433.175**	**1.941.863**

NOTA 32 – OTROS INGRESOS Y EGRESOS DE LA OPERACION

Otros Ingresos y Egresos de la Operación

Otros Ingresos y Egresos de la Operación	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Venta de agua	3.321	2.975
Recupero incobrables	812	442
Deudas Incobrables	161	(456)
Venta de propiedades, planta y equipo	1.691	410
Recupero Siniestro Planta Solar Capricornio	0	4.360
Otros Ingresos	14.204	13.092
Total	**20.189**	**20.823**

NOTA 33 – GASTOS DE ADMINISTRACION

Gastos de Administración

Gastos de Administración	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Sueldos y salarios	16.788	10.773
Beneficios anuales	4.812	4.956
Otros beneficios del personal	4.251	3.135
Obligaciones post empleo	14	14
Servicios de terceros y asesorías	19.366	19.094
Depreciación propiedad, planta y equipo	3.144	2.975
Amortización activos derecho de uso	1.270	1.891
Contribuciones y patentes	416	(910)
Seguros	31	44
Otros	7.031	6.785
Total	**57.123**	**48.757**

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 a los ejercicios 2024 y 2023.

Remuneraciones auditores externos	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Servicios de auditoría	408	374
Otros servicios	311	34
Total	**719**	**408**

NOTA 34 – GASTOS DEL PERSONAL

Gastos del personal

Gastos del personal	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Sueldos y salarios	57.239	36.721
Beneficios anuales	16.979	18.246
Otros beneficios del personal	12.524	23.320
Obligaciones post empleo	25	25
Total	**86.767**	**78.312**

NOTA 35 – OTROS GASTOS (INGRESOS)

Otros Gastos (Ingresos)

Otros Gastos (Ingresos)	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Baja propiedades, planta y equipo, Planta Solar Capricornio (1)	0	7.718
Baja activos por derecho de uso (2)	0	3.160
Baja propiedades, planta y equipo	1.331	6.924
Deterioro económico (3)	(891)	577.459
Gasto desmantelamiento	0	18.666
Otros Gastos (Ingresos)	23	0
Total	**463**	**613.927**

(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 de 2023 el Ministerio de Bienes Nacionales emitió la resolución exenta N°150 que declara extinguida la concesión onerosa del terreno llamado "Pampa Yolanda" solicitada por la Sociedad en marzo y abril de 2023.

(3) Al 31 de diciembre de 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.

NOTA 36 – INGRESOS FINANCIEROS

Ingresos Financieros

Ingresos Financieros	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Intereses financieros	83.161	23.414
Total	**83.161**	**23.414**

Los ingresos financieros en 2024 incluyen un monto de USD 50,28 milones resultante de intereses generados por cuentas por cobrar a compañías de distribución eléctrica producto de postergaciones en la fecha de publicación de los decretos tarifarios correspondientes, según lo reconocido en el decreto de precio de nudo promedio enero-2024. Estos intereses fueron recibidos por la compañía en octubre de 2024 con la primera venta de documentos de pago del programa PEC-3.

Asimismo, esta partida incluye USD 1,5 millones de intereses recibidos por la venta de documentos de pago bajo el programa PEC-2 y USD 8,5 millones de intereses con la primera venta bajo PEC-3. La diferencia incluye principalmente intereses por inversiones en depósitos a plazo. En 2023, esta partida incluyó USD 11 millones en intereses por la venta de certificados bajo PEC-2 además de intereses sobre inversiones en depósitos a plazo.

NOTA 37 – COSTOS FINANCIEROS

Costos Financieros

Costos Financieros	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Intereses financieros	123.996	120.960
Intereses financieros leasing	6.911	6.804
Total	**130.907**	**127.764**

Los gastos financieros se mantuvieron en niveles muy similares en 2024 en comparación a 2023. Por una parte, los gastos financieros disminuyeron debido a que en mayo de 2023 se registraron gastos financieros de USD 12,6 millones producto del descuento al que se realizó la última venta de cuentas por cobrar asociadas al programa PEC-1. Por otra parte, en 2024 se registraron mayores saldos de deuda a tasas de interés promedio más altas, lo que fue compensado por un aumento de USD 18,7 millones en activación de intereses asociados a la inversión en proyectos de generación y transmisión. La tasa cupón promedio de la deuda financiera de la compañía subió de 5,2% al 31 de diciembre de 2023 a 5,5% al 31 de diciembre de 2024.

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 2024 y 2023.

Diferencias de Cambio	Moneda	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Activos			
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	CLP	(14.791)	(6.594)
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	EUR	22.316	9.685
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Peso Argentino	247	1.746
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	CLP	(21.253)	(4.370)
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	EUR	3	16
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	Peso Argentino	(12)	0
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	UF	(4)	2
Activos por Impuestos Corrientes	Peso Argentino	(2)	(2.159)
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, corriente	CLP	754	415
Otros Activos No Financieros	CLP	(29.834)	(7.949)
Otros Activos No Financieros	EUR	(202)	94
Otros Activos No Financieros	Peso Argentino	80	(91)
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, No Corriente	CLP	157	(66)
Otros Activos No Financieros, No Corriente	UF	(14)	4
Total Activos		**(42.555)**	**(9.267)**
Pasivos			
Pasivos por Arrendamientos, Corriente	CLP	554	(140)
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	CLP	7.164	9.688
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	EUR	507	(213)
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	GBP	26	(8)
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	Peso Argentino	120	0
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	UF	883	112
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	Franco Suizo	2	1
Pasivos por Impuestos, Corriente	Peso Argentino	137	(401)
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	CLP	0	0
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	EUR	32	(14)
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	UF	0	0
Otros Pasivos No Financieros	CLP	6.280	1.509
Pasivo por Impuestos Diferidos	Peso Argentino	(71)	(232)
Pasivos por Arrendamientos, No Corriente	CLP	10.708	(3.046)
Provisiones por Beneficios a los empleados	CLP	3.739	(361)
Otras Provisiones	Peso Argentino	0	78
Total Pasivos		**30.081**	**6.973**
Total Diferencias de Cambio		**(12.474)**	**(2.294)**

NOTA 39 – GANANCIA POR ACCION

Informaciones a Revelar sobre Ganancias por Acción Básica	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Tenedores de Instrumentos Participación en el Patrimonio Neto de la Controladora	228.291	(411.054)
Resultado Disponible para Accionistas Comunes, Básico	228.291	(411.054)
Promedio Ponderado de Acciones, Básico	1.053.309.776	1.053.309.776
Ganancia por Acción Básica	**USD 0,217**	**(USD 0,390)**

Accionistas de la Sociedad

Nombre de los Mayores Accionistas al 31 de diciembre de 2024	Número de Acciones	Participación
ENGIE Austral S.A.	631.924.219	59,99%
Banco de Chile por cuenta de State Street	25.173.411	2,39%
Compass Small Cap Chile Fondo de Inversion	23.062.292	2,19%
Banco Santander por cuenta de Inversionistas extranjeros	21.143.021	2,01%
Larrain Vial S.A. Corredora de Bolsa	20.068.051	1,91%
BCI Corredores de Bolsa S.A.	16.863.019	1,60%
AFP Habitat S.A. Fondo Tipo C	16.523.824	1,57%
AFP Provida S.A. Fondo Tipo C	13.449.112	1,28%
Larrain Vial Fondo Mutuo Acciones Nacionales	11.861.280	1,13%
BANCHILE Corredores de Bolsa S.A.	11.737.975	1,11%
AFP Habitat S.A. Fondo Tipo A	11.265.838	1,07%
AFP Provida S.A. Fondo Tipo B	10.667.639	1,01%
Otros accionistas	239.570.095	22,74%
Total	**1.053.309.776**	**100,00%**

NOTA 40 – GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS

40.1 Garantías Directas

		Saldos Pendientes de Pago a la Fecha de Cierre de los Estados Financieros	
Acreedor de la Garantía	**Tipo de Garantía**	**31-12-2024 kUSD**	**31-12-2023 kUSD**
Coordinador Eléctrico Nacional	Boleta de Garantía	104.350	197.286
Secretaría Regional Ministerial de Bienes Nacionales	Boleta de Garantía	43.934	36.197
Ministerio de Energia	Boleta de Garantía	15.137	9.538
Coorporación Nacional del Cobre Codelco	Boleta de Garantía	3.859	0
Hidroeléctra San Andrés SpA	Boleta de Garantía	2.200	2.200
Director General del Territorio Marino y de Marina Mercante	Póliza de Garantía	1.925	2.095
Hidroeléctrica Rio Lircay S.A.	Boleta de Garantía	1.821	2.031
Transelec S.A.	Boleta de Garantía	1.682	1.176
CGE Transmisión S.A.	Boleta de Garantía	1.565	1.302
Sierra Gorda Sociedad Contractual	Boleta de Garantía	1.500	1.500
Dirección Regional de Vialidad	Boleta de Garantía	684	529
Transelec Holdings Rentas Limitada	Boleta de Garantía	486	352
Enaex S.A.	Boleta de Garantía	405	405
Hidroeléctrica Punta del Viento SpA	Boleta de Garantía	310	310
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Boleta de Garantía	243	264
Transmisora Parinas S.A.	Boleta de Garantía	243	0
Eólica La Estrella SpA	Boleta de Garantía	180	108
Servicio Nacional de Aduanas	Boleta de Garantía	169	0
Compañía General de Electricidad S.A.	Boleta de Garantía	135	147
ENAEX Servicios S.A.	Boleta de Garantía	64	64
Complejo Metalúrgico Altonorte S.A.	Boleta de Garantía	45	37
Hospital Dr. Ernesto Torres Galdames	Boleta de Garantía	24	35
Hospital San José del Carmen	Boleta de Garantía	22	33
Hospital Dr. Juan Noé Crevanni	Boleta de Garantía	19	29
Hospital San Pablo	Boleta de Garantía	19	28
Sociedad Trabsmisora Metropolitana S.A.	Boleta de Garantía	11	0
Hospital Provincial del Huasco	Boleta de Garantía	9	14
Hospital Dr. Marcos Macuada	Boleta de Garantía	5	7
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Boleta de Garantía	3	0
Sociedad Quimica y Minera de Chile S.A.	Boleta de Garantía	3	0
Ministerio de Obras Públicas	Boleta de Garantía	3	0
CESFAM Dr. Héctor Reyno Gutiérrez	Boleta de Garantía	2	3
Hidroeléctrica Dos Valles SpA	Boleta de Garantía	0	980
Hidroeléctrica Roblería SpA	Boleta de Garantía	0	210
El Agrio Hidro SpA	Boleta de Garantía	0	200
Hidroeléctrica Palacios SpA	Boleta de Garantía	0	200
Los Padres Hidro SpA	Boleta de Garantía	0	160
Enel Distribución Chile S.A.	Boleta de Garantía	0	132
Parque Solar Fotovoltaico Sol del Desierto SpA	Boleta de Garantía	0	2.000
Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Boleta de Garantía	0	88
Fundación Tiempos Nuevos	Boleta de Garantía	0	6
Total		**181.057**	**259.666**

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).

		Monto vigente a la fecha de cierre de los estados financieros	
Acreedor de la Garantía	Tipo de Garantía	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Banco de Crédito e Inversiones	Garantía Corporativa	6.000	6.000
MUFG Union Bank, N.A.	Garantía Corporativa	10.000	10.000

40.3 Cauciones Obtenidas de Terceros

Nombre		31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
A favor de ENGIE ENERGIA CHILE S.A.			
Goldwind Chile SpA.	Garantía fiel cumplimiento contrato	117.786	63.710
Sungrow Power Supply Co.Ltd.	Garantía fiel cumplimiento contrato	78.929	50.290
Energia Eolica CJR Wind Chile Ltda.	Garantía fiel cumplimiento contrato	15.212	7.007
Ingenieria y Const.Sigdo Koppers S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	13.087	10.489
Doosan Enerbility Co., Ltd	Garantía fiel cumplimiento contrato	9.629	0
Strabag	Garantía fiel cumplimiento contrato	8.430	15.616
Siemens Energy Chile SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	5.562	10.685
OHL Industrial Chile S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	4.542	4.542
Albemarle Ltda.	Garantía fiel cumplimiento contrato	3.495	1.546
On Time Services SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	3.338	0
Aguas de Antofagasta	Garantía fiel cumplimiento contrato	2.122	0
GE Power Conversion IDT Chile S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.939	0
Promet Servicios SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.594	2.839
Sergio Cortes Alucema e Hijo Ltda.	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.500	1.500
B. Bosch S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.378	981
Grid Solutions Chile S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.369	1.696
Ima Industrial SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.295	1.471
Hidroeléctrica Rio Lircay S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	974	1.058
Metka EGN Chile SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	882	0
Somacor S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	829	942
Servicios Industriales Limitada (Axinntus)	Garantía fiel cumplimiento contrato	366	366
Empresa Nacional de Telecomunicaciones S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	341	371
Global Energy Services Siemsa S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	300	4.275
Arrendadora de Vehiculos S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	235	0
Mantenimiento Técnico Industrial Ltda.	Garantía fiel cumplimiento contrato	220	250
Siemens S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	118	312
Flesan Minería S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	228
Sungrow Power Supply SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	221
SK Engineering & Contruction Co	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	21.334
Siemens Gesa Renewable Energy S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	11.065
Elecnor Chile S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	1.674
Import. y Servicios Advanced Computing Tech. S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	102
Varios	Cumplimiento de contratos en general	5.037	5.365
Sub total		**280.509**	**219.935**

Nombre		31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
A favor de Electroandina SpA.			
Soc.Maritima y Com. Somarco Ltda.	Garantía fiel cumplimiento de contrato	226	249
Varios	Cumplimiento de contratos en general	27	26
Sub total		**253**	**275**
A favor de Central Termoeléctrica Andina SpA.			
Ima Industrial SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	647	735
Servicios Industriales Ltda.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	296	182
Varios	Cumplimiento de contratos en general	168	168
Sub total		**1.111**	**1.085**
A favor de Inversiones Hornitos SpA.			
Servicios Industriales Ltda.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	183	182
ABB S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	23	23
Otros	Fiel cumplimiento del contrato	105	146
Sub total		**311**	**351**
A favor de Edelnor Transmisión S.A.			
Globaltec Servicios y Construccion Ltda.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	7.721	382
B.Bosch S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	1.549	225
Kalpataru Power Chile SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	0	0
Hyosung Heavy industries corporation	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	3.238	1.573
El Sol de Vallenar SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	2.266	705
Copiapó Solar SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	1.004	3.639
Elecnor Chile S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	265	0
HMV Chile	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	120	0
Siemens S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	1.867	0
Pozo Almonte Solar 3 S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	65	66
Hitachi Energy Chile S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	519	0
Servicios de Respaldo de Energia Teknica SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	280	0
Soc.de Ingenieria de la Energia Flow Energy	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	0	25
Nortcontrol Chile SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	0	65
Otros	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	416	293
Sub total		**19.310**	**6.973**
A favor de Gasoducto Nor Andino SpA			
Corporación Nacional del Cobre	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	10.000	0
Arrendadora de Vehiculos S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	16	15
Sub total		**10.016**	**15**

Nombre		31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
A favor de Eólica Monte Redondo SpA			
Res Energy Services SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	601	0
Ingeteam Power Technology S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	0	653
Pine SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	129	129
ABB S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	126	0
Globaltec Servicios y Construccion Ltda.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	58	99
Asesoria Forestal Integral Ltda.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	0	44
GGP Servicios Industriales SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	0	25
Otros	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	80	57
Sub total		**994**	**1.007**
A favor de Solar Los Loros SpA			
Emerson Electric	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	25	97
GGP Servicios Industriales SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	0	14
Otros	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	4	4
Sub total		**29**	**115**
A favor de Río Alto SpA			
Gamesa Chile SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	6.825	10.012
Otros	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	1	1
Sub total		**6.826**	**10.013**
Total		**319.359**	**239.769**

40.4 Restricciones

Al 31 de diciembre de 2024, la Compañía registraba un crédito de corto plazo de USD 50 millones con BCI, según se detalla en la Nota 20.1.1. Este préstamo devenga intereses a tasa fija, 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. La porción corriente de deuda de largo plazo ascendía a USD 44,9 millones correspondientes a la segunda y tercera cuota de capital de los financiamientos de IFC y DEG, pagaderas en enero y julio de 2025, además de la primera y segunda cuota de capital del financiamiento de BID Invest pagaderas en junio y diciembre de 2025 por un valor de USD 1,1 millones y USD 1,65 millones, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2024, EECL registraba tres bonos emitidos conforme a las normas de la Regla “144-A” (Rule 144-A) y de la Regulación “S” (Regulation S): uno por un valor de USD 500.000.000 emitido en enero de 2020, otro por USD 500.000.000 emitido en abril de 2024 y un bono emitido en octubre de 2014 con un valor remanente de USD 135.529.000 luego de un rescate parcial anticipado realizado conforme a la oferta lanzada por la compañía el 8 de abril de 2024. 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. Los fondos obtenidos del bono emitido en abril de 2024 fueron destinados en parte al rescate anticipado de los bonos que vencen en enero de 2025, el que alcanzó USD 214.471.000 más los intereses devengados a esa fecha. Los fondos restantes de la nueva emisión serán destinados a financiar y refinanciar proyectos verdes elegibles de acuerdo al marco de financiamientos verdes del grupo ENGIE (Green Financing Framework). Además de estos tres bonos, el día 26 de septiembre de 2024, de conformidad con lo informado mediante Hecho Esencial de fecha 30 de agosto de 2024, la compañía efectuó una colocación de bonos en el mercado suizo por un monto total de CHF

190.000.000, conforme a las normas del artículo 51(2) de la Swiss Financial Services Act de fecha 15 de junio de 2018 "FinSA". Los bonos contemplan un plazo de 5 años, con un único pago de capital al vencimiento el día 26 de septiembre de 2029, y pagos de intereses anuales a una tasa de interés anual de 2,1275%. Los fondos provenientes de la colocación se destinarán, en todo o parte, al financiamiento o refinanciamiento de proyectos elegibles según estos se definen en el Green Financing Framework de Engie S.A. Para mitigar la exposición a tipos de cambio de monedas y tasas de interés, la compañía cerró un contrato del tipo cross-currency swap mediante el cual el monto de capital del bono quedó en un equivalente a USD 225.118.483,41 a una tasa de interés anual fija en dólares de 5,4272%. Ni los bonos emitidos conforme a la regla 144-A ni los bonos emitidos en el mercado suizo 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, estos contratos consideran restricciones a transacciones del tipo leaseback.

Se puede señalar que la Regla "144-A" permite que títulos emitidos por emisores extranjeros se puedan colocar en los Estados Unidos de Norteamérica sin necesidad de inscripción de la emisión con el regulador norteamericano (Securities Exchange Comission o 'SEC') en tanto los adquirientes sean inversionistas debidamente calificados. Por su parte, la Regulación "S" permite que dichos títulos sean simultáneamente colocados o posteriormente revendidos fuera de los Estados Unidos de Norteamérica.

La deuda bancaria de mediano y largo plazo ascendía a USD 980,7 millones al 31 de diciembre de 2024 (USD 123,9 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 Estado, USD 50 millones con Banco de Chile y USD 294,7 millones correspondiente a la porción de largo plazo con IFC más USD 42,1 millones con DEG. 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 Compañía 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 compañía 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 compañía del riesgo de alza en las tasas de interés de mercado. La tasa base fija que se obtuvo con estas operaciones fue de 2,874% anual.

El 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 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 compañía tomó derivados del tipo swap de tasa de interés con Banco Santander por un monto nocional equivalente al 70% del capital del préstamo. Con ello, la tasa SOFR quedó fija en una tasa promedio de 3,493% 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 12 de enero de 2024, la compañía renovó un crédito por US$50 millones que mantenía con Banco Estado, extendiendo su fecha de vencimiento al 12 de enero 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.

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 nocional de la deuda en todo momento. Con esto, la tasa de interés base, sobre un monto nocional 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) 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 SpA., Inversiones Hornitos SpA., Electroandina SpA. 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.

Actualmente, los recursos en contra de la sentencia definitiva se encuentran pendientes de ser conocidos. Sin perjuicio de esto, GasAtacama Chile S.A. solicitó que estos se acumulen a los recursos interpuestos por las partes en contra de la interlocutoria de prueba; acumulación que no ha sido resuelta.

b) 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, periodo 2002, de Gasoducto Nor Andino Argentina S.A. La impugnación se basó exclusivamente en la no vigencia del ajuste por inflación. La determinación fue apelada al Tribunal Fiscal de la Nación ("TFN") con efecto suspensivo. En la causa se produjo una nueva pericia contable elaborada por un experto propuesto por la AFIP y otro por la Compañía. El experto propuesto por la Compañía sostuvo que de no aplicarse el ajuste por inflación el impuesto a las ganancias del período 2002 insumirá el 142,59% del resultado impositivo ajustado del ejercicio y el 460,15% del resultado contable ajustado. Por su parte, el experto propuesto por la AFIP sostuvo que dichos porcentajes son del 85,68% y del 93,64%, respectivamente. Asimismo, oportunamente se informó ante el TFN la sentencia dictada por la Corte Suprema (de noviembre de 2012) en la acción declarativa antes comentada.

En noviembre de 2013 el TFN dictó sentencia, hizo lugar a la apelación de la Compañía y revocó la determinación de oficio. El Tribunal sostuvo que tanto del fallo de la Corte Suprema dictado en la acción declarativa como de la pericia contable producida en la causa --incluso de atenerse a los porcentajes expuestos por el experto de la AFIP-- surge claramente que de no aplicarse el ajuste por inflación se verifica un supuesto de confiscatoriedad.

Ante la apelación de la AFIP ante la Cámara de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal, la sala V de dicho tribunal resolvió dejar sin efecto el fallo del TFN (notificado el 1° de febrero de 2016), entendiendo que no se verifica un supuesto de "cosa juzgada"(es decir que la sentencia dictada en la acción declarativa no pone fin a este juicio) y que le

corresponde al Tribunal Fiscal pronunciarse sobre la manera en que la Compañía practicó el ajuste por inflación y la medida de su incidencia concreta en el impuesto resultante.

En consecuencia, sin expedirse sobre el fondo de la cuestión ordenó devolver el expediente al TFN para que dicte un nuevo pronunciamiento. Ante esta resolución de la Cámara, Gasoducto Nor Andino Argentina S.A. procedió a presentar un Recurso Extraordinario Federal para ante la Corte Suprema.

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.

c) Demanda ZOFRI:

En noviembre de 2022, Zofri presentó una demanda por daño ambiental y una demanda civil por incumplimiento de contrato e indemnización de perjuicios en contra de ENGIE Energía Chile S.A., la primera por presunto daño e ambiental derivado de la operación por parte de ENGIE de una central Diesel ubicada en un terreno perteneciente a Zofri. La segunda derivada del contrato de arrendamiento celebrado el 28 de noviembre de 1991 entre EDELNOR (que fue el antecesor legal de EE.CL) y Zofri por el terreno donde se ubicaba la antigua Planta de Energía Diesel en Iquique.

Se estima que un plan de desmantelamiento y limpieza podría ascender a al menos US$ 2 millones. Todavía está bajo evaluación cuánto podría costar el plan de remediación del sitio, ya se lanzó la licitación para buscar una empresa que pueda llevar a cabo la remediación en los términos ordenados por el TA.

En cuanto a la demanda civil, el tribunal la desestimó de plano, ya que consideró que Zofri no aportó pruebas suficientes de que ENGIE incumplió el contrato de arrendamiento. Zofri interpuso un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Iquique, el cual también fue rechazado. Adicionalmente, Zofri interpuso un recurso de casación ante la Corte Suprema y un recurso de inaplicabilidad por inconstitucionalidad ante el Tribunal Constitucional. El procedimiento de recurso de casación se encuentra actualmente suspendido hasta la fecha de la sentencia definitiva del recurso de inaplicabilidad por inconstitucionalidad (actualmente pendiente).

NOTA 41 – DOTACION

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, 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 2024	Total Año 2023
Generación	201	376	2	579	559
Transmisión	62	65	0	127	121
Administración y Apoyo	286	105	0	391	326
Total	**549**	**546**	**2**	**1.097**	**1.006**

NOTA 42 – SANCIONES

En los ejercicios 2024 y 2023, 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 una casa certificadora externa 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 2024, se realizó una nueva auditoría anual de mantención del Sistema de Gestión con la casa Certificadora BUREAU VERITAS (BV), identificándose 2 no conformidades menores. El plan de acción correctivo fue aprobado por BV, manteniéndose la certificación de nuestro sistema de gestión. 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 inició de la construcción de los proyectos Eólico Calama y Solar Capricornio. En junio 2020 se informó el inicio de construcción del proyecto solar Tamaya. 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. En noviembre 2021 se inicio la construcción del proyecto de conversión de IEM a gas natural.

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, situación aceptada por las autoridad mediante Oficio Ordinario 161/2024 de marzo de este año. En mayo 2024 se solicitó a la Comisión Nacional de Energía la desconexión de las unidades CTA y CTH para fines de diciembre 2025, situación que fue resuelta por la CNE, autorizando el retiro para mayo del 2026 con posibilidad de ser extendida por un año adicional en casi de requerirse por seguridad del sistema eléctrico.

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 2023 en todas las unidades generadoras de Central Tocopilla y Central Mejillones, de acuerdo con los informes emitidos por la División de Fiscalización de la SMA. Las emisiones medidas en el periodo enero a septiembre 2024 ya han sido reportadas, se esta finalizando el reporte del último trimestre del 2024, pero internamente se ha determinado cumplimiento normativo.

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 2024 ya han sido iniciadas y ejecutadas de acuerdo con el programa definido. Debido al bajo despacho de todas las unidades térmicas, 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) mantienen una restricción operativa para eximirse del cumplimiento de los limites de óxidos de nitrógeno.

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 2023 ya han sido informadas, validadas y se pagó USD 7.700.547, presentando una disminución del 66% en el pago de impuesto respecto de las emisiones del año 2022. Esto obedece a una menor generación de energía en base a unidades térmicas.

Durante el año 2023 se han efectuado 9 fiscalizaciones: 6 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 y determinándose multas por un valor total de 35 UTM. En el año 2024 se han efectuado 11 requerimientos de información y 4 inspecciones ambientales por parte de la SMA y además, 1 inspección sanitaria, enviando la información requerida dentro de los plazos y no existiendo observaciones a la fecha. Uno de estos requerimientos de información, significó la aplicación de Medidas Urgentes y Transitorias por parte de la SMA al proyecto Subestación Eléctrica Roncacho. A la fecha se han ejecutado todas las acciones requeridas por la autoridad, solicitándose el levantamiento de esta medida.

Durante los últimos dos año (2023 y 2024) no se han reportados incidentes medioambientales a las autoridades en los sitios operacionales de ENGIE.

La demanda ambiental presentada por un grupo de vecinos del Camping Aguas Verdes en febrero del año 2020, por el florecimiento algal registrado en meses de verano en el reservorio del rio Laja, fue resuelta por el Tercer Tribunal Ambiental, sentenciando a la filial Eólica Monte Redondo SpA (EMR) a presentar un plan de reparación ambiental. El plan fue presentado dentro del plazo establecido (9 de julio 2024), siendo observado por la autoridad. Posteriormente, se presentó una nueva versión de este documento - Plan de Remediación Refundido, que incorpora las observaciones de la autoridad, siendo aprobado durante septiembre 2024. El plan actualmente está en desarrollo.

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. En agosto 2024, el Primer Tribunal Ambiental sentención a ENGIE como responsable de daño ambiental, obligándonos a repararlo y presentar un programa de limpieza, desmantelamiento y disposición de todos los residuos; y un plan de remediación para las componentes suelo y agua subterránea. Se presentó y fue aprobado por el Tribunal Ambiental el plan de limpieza para el sector de los estanques de almacenamiento de combustibles. Actualmente, está en desarrollo una licitación para desarrollar, evaluar ambientalmente e implementar el plan de remediación ambiental.

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 ambas solicitudes fueron admitidas por el Servicio de Evaluación Ambiental de la Región de Antofagasta. Para ambos proyectos fueron presentados al Servicio de Evaluación Ambiental de Antofagasta, informes con los antecedentes técnicos en el cual se da cuenta que las variables ambientales monitoreadas están dentro de los rangos basales y además se presentaron los proyectos objeto de revisión a la comunidad de Mejillones. A la fecha no han existido nuevos requerimientos de información ni pronunciamientos de la autoridad ambiental.

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”. El Tribunal Ambiental en marzo 2024 emitió la sentencia no aceptando la reclamación y manteniendo vigente el permiso ambiental. Adicionalmente, durante el primer trimestre 2024, se presentó una nueva solicitud de invalidación en contra del Servicio de Evaluación Ambiental por la aprobación del proyecto “Conversión de Unidades CTA y CTH a 100% biomasa”, la cual no fue admitida por la autoridad ambiental. Debido a lo anterior, FIMA recurrió al 1er Tribunal Ambiental mediante un recurso de reclamación el cual fue aceptado, encontrándose en desarrollo este nuevo proceso judicial.

NOTA 44 – INFORMACION FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES

El detalle de la información financiera resumida al 31 de diciembre de 2024, 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%	30.899	19.839	50.738	8.299	0	8.299	2.312	(7.912)
78.974.730-K	Gasoducto Nor Andino SpA	100,00%	28.931	36.891	65.822	453	11.264	11.717	20.621	6.308
0-E	Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	100,00%	3.453	21.774	25.227	2.894	4.723	7.617	1.503	(5.180)
76.708.710-1	Central Termoeléctrica Andina SpA.	100,00%	77.566	126.994	204.560	21.356	19.724	41.080	215.975	80.746
76.046.791-K	Edelnor Transmisión S.A.	100,00%	22.764	127.862	150.626	60.899	76.963	137.862	14.925	2.907
76.009.698-9	Inversiones Hornitos SpA.	100,00%	24.217	(205)	24.012	73.772	14.048	87.820	14.644	1.708
76.247.976-1	Solar Los Loros SpA	100,00%	2.178	44.015	46.193	946	6.928	7.874	1.182	(1.114)
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo SpA	100,00%	24.261	84.472	108.733	2.114	12.771	14.885	11.110	3.373
76.114.239-9	Alba SpA	100,00%	34.519	17.758	52.277	10.698	43.713	54.411	4.538	(4.498)
76.114.229-1	Alba Andes SpA	100,00%	3.428	9.999	13.427	15.779	3.799	19.578	1.213	(1.774)
76.114.213-5	Alba Pacífico SpA	100,00%	3.439	10.009	13.448	15.720	3.763	19.483	1.218	(1.773)
76.376.043-K	Rio Alto SpA	100,00%	13.509	25.435	38.944	18.012	13.396	31.408	3.005	(2.389)
76.379.265-K	Energías de Abtao SpA	100,00%	18.159	52.443	70.602	4.073	80.126	84.199	4.039	(6.326)
77.708.483-6	Eólica Entre Cerros SpA	100,00%	528	2.683	3.211	1.997	111	2.108	0	82
77.235.144-5	Parque Fotovoltaico Andino Las Pataguas SpA	100,00%	0	207	207	232	0	232	0	0

La información financiera al 31 de diciembre de 2023 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%	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

NOTA 45 – HECHOS POSTERIORES

No han ocurrido hechos significativos entre el 1° de enero de 2025 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 2024			Porcentaje de Participación Año 2023		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
76.708.710-1	Central Termoeléctrica Andina SpA.	Chile	Dólar estadounidense	99,9999	0,0001	100,0000	99,9999	0,0001	100,0000
76.046.791-K	Edelnor Transmisión S.A.	Chile	Dólar estadounidense	99,9000	0,1000	100,0000	99,9000	0,1000	100,0000
96.731.500-1	Electroandina SpA.	Chile	Dólar estadounidense	99,9999	0,0001	100,0000	99,9999	0,0001	100,0000
76.019.239-2	Eolica Monte Redondo SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	100,0000	0,0000	100,0000
0-E	Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	Argentina	Dólar estadounidense	88,8900	11,1100	100,0000	88,8900	11,1100	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
76.247.976-1	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	Rio Alto SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	100,0000	0,0000	100,0000
76.379.265-K	Energías de Abtao SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	100,0000	0,0000	100,0000
77.708.483-6	Eólica Entre Cerros SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	100,0000	0,0000	100,0000
77.235.144-5	Parque Fotovoltaico Andino Las Pataguas SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	100,0000	0,0000	100,0000

Ver nota 2.4 Entidades Filialess

b) Sociedades contabilizadas por el método de la participación:

Tipo de Relación	RUT	Nombre Sociedad	País de Origen	Moneda Funcional	Porcentaje de Participación al	
					31-12-2024 Directo	31-12-2023 Directo
Control Conjunto	76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Dólar estadounidense	50,000	50,000
Control Conjunto	76.715.352-K	Cía.Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A.	Chile	Dólar estadounidense	50,000	0,000

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	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Activos Corrientes			
Efectivo y equivalentes al efectivo	USD	493.405	298.716
Efectivo y equivalentes al efectivo	$ no reajustable	4.552	2.482
Efectivo y equivalentes al efectivo	Euro	666	118
Efectivo y equivalentes al efectivo	Peso Argentino	20	11
Otros activos financieros Corriente	USD	11.941	12.441
Activos por impuestos corrientes	USD	7.742	16.392
Activos por impuestos corrientes	Peso Argentino	934	390
Inventarios corrientes	USD	124.635	139.574
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	$ no reajustable	889	138
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	UF	57	0
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	USD	1.913	7.269
Otros activos no financieros	$ no reajustable	195.401	177.915
Otros activos no financieros	USD	18.318	57.712
Otros activos no financieros	Peso Argentino	217	11
Otros activos no financieros	Euro	2.046	2.030
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	USD	144.412	257.600
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	$ no reajustable	72.833	13.074
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	Euro	0	495
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	UF	12	0
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	Peso Argentino	518	2
Activos No Corrientes			
Otros activos financieros No Corriente	USD	27.065	5.682
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	USD	90.892	297.564
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	UF	0	20
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	USD	17.400	16.017
Otros activos no financieros no corriente	$ no reajustable	1	0
Otros activos no financieros no corriente	USD	64.964	39.247
Otros activos no financieros no corriente	UF	157	170
Activos por impuestos diferidos	USD	51.041	108.970
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	USD	138.968	125.397
Activos intangibles distintos de la plusvalía	USD	130.631	138.773
Plusvalía	USD	32.784	32.784
Propiedades, planta y equipo	USD	2.969.246	2.385.034
Activos por derecho de uso	USD	117.120	122.900
	USD	**4.442.477**	**4.062.072**
	$ no reajustable	**273.676**	**193.609**
Subtotal	**Euro**	**2.712**	**2.643**
	UF	**226**	**190**
	Peso Argentino	**1.689**	**414**
Activos, Total		**4.720.780**	**4.258.928**

El detalle de los pasivos denominados en moneda extranjera es el siguiente:

Pasivos Corrientes		Hasta 90 días		90 días a 1 año	
Pasivos Corrientes en Operación, Corriente	Moneda	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	USD	40.802	13.078	1.526	1.387
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	UF	160	88	0	0
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	Euro	2.752	1015	0	0
Pasivos por impuestos corrientes	USD	0	15.363	0	0
Otros pasivos no financieros	$ no reajustable	7.970	14.434	0	0
Otros pasivos no financieros	Peso Argentino	3	2	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Euro	9.237	15.256	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	$ no reajustable	29.418	41.390	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Otras monedas	223	167	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Peso Argentino	125	231	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	USD	213.141	228.719	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	UF	18.280	8.486	0	0
Provisión corrientes por beneficios a los empleados	$ no reajustable	34.572	31.911	0	0
Otros pasivos financieros	USD	240.505	110.656	46.858	221.048
Pasivos por arrendamientos corrientes	USD	84	84	184	176
Pasivos por arrendamientos corrientes	$ no reajustable	0	10	0	7
Pasivos por arrendamientos corrientes	UF	1.540	1.845	2.210	2.941
Pasivos por arrendamientos corrientes	Otras monedas	163	182	130	142
Subtotal	**USD**	**494.532**	**367.900**	**48.568**	**222.611**
	$ no reajustable	**71.960**	**87.745**	**0**	**7**
	Euro	**11.989**	**16.271**	**0**	**0**
	UF	**19.980**	**10.419**	**2.210**	**2.941**
	Peso Argentino	**128**	**233**	**0**	**0**
	Otras Monedas	**386**	**349**	**130**	**142**
Pasivos Corrientes, Total		**598.975**	**482.917**	**50.908**	**225.701**

Pasivos, No Corrientes		1 a 3 años		3 a 5 años		Más de 5 años	
	Moneda	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Pasivo por impuestos Diferidos	USD	10.265	5.992	5.568	5.992	15.515	17.026
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	USD	4.699	4.272	5.686	5.170	37.469	40.447
Otros pasivos financieros no corrientes	USD	152.472	488.071	809.030	522.631	1.190.630	802.828
Pasivos por arrendamientos	USD	792	761	582	560	804	1.101
Pasivos por arrendamientos	UF	7.901	8.598	4.150	5.677	71.262	81.943
Pasivos por arrendamientos	Otras monedas	822	897	425	641	794	1.042
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	$ no reajustable	0	0	0	0	78	43
Otras provisiones no corrientes	USD	40.082	47.810	0	0	146.992	122.714
Otros pasivos no financieros, no corrientes	USD	82	81	0	0	0	0
Subtotal	**USD**	**208.392**	**546.987**	**820.866**	**534.353**	**1.391.410**	**984.116**
	$ no reajustable	**0**	**0**	**0**	**0**	**78**	**43**
	UF	**7.901**	**8.598**	**4.150**	**5.677**	**71.262**	**81.943**
	Otras monedas	**822**	**897**	**425**	**641**	**794**	**1.042**
Pasivos No Corrientes, Total		**217.115**	**556.482**	**825.441**	**540.671**	**1.463.544**	**1.067.144**

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

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

Building a better working world

Informe 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 Subsidiarias que comprenden los estados de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023 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 Subsidiarias al 31 de diciembre de 2024 y 2023 y los resultados de sus operaciones y sus flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas de acuerdo con Normas de Contabilidad de las Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el International Accounting Standards Board.

Base para la opinión

Efectuamos nuestras auditorías de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile. Nuestras responsabilidades de acuerdo a tales normas se describen, posteriormente, en los párrafos bajo la sección “Responsabilidades del auditor por la auditoría de los estados financieros 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 Engie Energía Chile S.A. y Subsidiarias 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 de Contabilidad de las Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el International Accounting Standards Board. Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros 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 Engie Energía Chile S.A. y Subsidiarias 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 Subsidiarias. 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 Engie Energía Chile S.A. y Subsidiarias 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.

Luis Martínez M.
EY Audit Ltda.

Santiago, 30 de enero de 2025

Docusign Envelope ID: 8D8C618F-C00E-4421-B7A1-183F24977DD7

DECLARACION DE RESPONSABILIDAD

En sesión de directorio celebrada el 28 de enero de 2025, 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 2024, de acuerdo con el siguiente detalle:

RUT : 88.006.900-4

RAZON SOCIAL : ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados financieros consolidados bajo IFRS

a) Estado de situación financiera clasificado.
b) Estado de resultados por función.
c) Estado de resultados integrales.
d) Estado de cambio en el patrimonio neto.
e) Estado de flujo efectivo directo.
f) Notas explicativas a los estados financieros.

Hechos Relevantes.
Análisis Razonado de los estados financieros.

Nombre	Cargo	Rut
Pascal Renaud (Firmado por: Pascal Renaud 25BF7BFC657B4C2...)	Presidente	0-E
Cristian Eyzaguirre (Firmado por: 4C07B4B7E8CF49E...)	Director	4.773.765-6
Frédéric Halkin (Signed by: Frederic Halkin BB538C235BC04B2...)	Director	28.199.720-3
Joanna Davidovich (DocuSigned by: Joanna Davidovich 1FA855D8E0D24F9...)	Director	14.524.425-0
Carolina Schmidt (DocuSigned by: Carolina Schmidt E8278FFB9163441...)	Director	7.052.890-8
Mireille Van Staeyen (Signed by: Mireille Van Staeyen 529427F67071432...)	Director	0-E
Rosaline Corinthien (DocuSigned by: Rosaline Corinthien B92C4EF623174CA...)	Gerente General	28.103.791-9

Fecha: 28 de enero de 2025

Redacción, asesoría en pautas GRI, NCG 461, SASB y diseño gráfico:
Plus Comunica (www.pluscomunica.cl)