



MEMORIA INTEGRADA 2025



➤ **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 Energético de 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@engie.com

Acerca de esta Memoria

A través de esta Memoria damos cuenta de los principales avances de nuestra estrategia de crecimiento y creación de valor durante 2025, así como de la forma en que gestionamos nuestros impactos sociales y ambientales en un contexto de crecientes exigencias regulatorias y de sostenibilidad.

Este reporte se construye sobre un sólido proceso de materialidad bianual realizado en 2024, que incorporó la visión de nuestros grupos de interés y nos permitió priorizar los asuntos más relevantes para la Compañía y su entorno. Las expectativas y preocupaciones recogidas en dicho proceso orientan las decisiones y acciones que hoy comunicamos.

En línea con nuestro compromiso con la transparencia y las mejores prácticas, este documento cumple íntegramente con los requerimientos de la Norma de Carácter General N° 519 de la Comisión para el Mercado Financiero, incorporando los indicadores del Sustainability Accounting Standards Board (SASB) aplicables a nuestro sector. Asimismo, de manera voluntaria, hemos alineado este reporte con los Estándares del Global Reporting Initiative (GRI).

Su elaboración fue posible gracias al compromiso y la colaboración de las distintas áreas y equipos de la Compañía, cuya participación activa asegura la calidad, consistencia y rigurosidad de la información presentada.

Adicionalmente, informamos a nuestros inversionistas que este documento incluye la publicación de los Estados Financieros del ejercicio. También los pueden encontrar en nuestro sitio web, en la página <https://www.engie.cl/inversionistas/>



Mensaje a los grupos de interés



“Nuestra propuesta combina energía renovable competitiva, infraestructura energética a medida y soluciones que permiten avanzar en la descarbonización de las operaciones mineras manteniendo altos estándares de H&S, ejecución y suministro.”

Juan Villavicencio,
CEO ENGIE Energía Chile

Avanzamos en nuestro propósito de entregar energía 24/7, más limpia, segura y asequible para Chile.

¿Cómo evalúa el desempeño de ENGIE Energía Chile durante 2025?

Pascal Renaud. 2025 fue un año muy positivo para ENGIE Energía Chile y marcó un nuevo avance en la transformación de nuestro portafolio hacia una matriz más limpia, flexible y segura.

Durante el año ejecutamos simultáneamente un número significativo de proyectos de infraestructura energética, incluyendo ocho iniciativas de generación renovable y almacenamiento con baterías, tres subestaciones de transmisión, además de la reconversión de la central Infraestructura Energética Mejillones (IEM) y la construcción de un condensador síncrono en Tocopilla.

Uno de los hitos más relevantes fue nuestro desempeño en seguridad y salud ocupacional. A pesar del aumento significativo en la dotación de trabajadores propios y contratistas asociado al desarrollo de proyectos, no registramos accidentes graves ni fatales, reflejo de una cultura de seguridad robusta y de estándares operacionales rigurosos.

Desde el punto de vista económico, logramos resultados sólidos en un contexto desafiante, marcado por eventos extraordinarios como el blackout que afectó al Sistema Eléctrico Nacional, y por condiciones de precios menos favorables que en años anteriores. En este escenario, la gestión activa del portafolio y de los riesgos energéticos fue clave para proteger nuestros resultados y mantener la estabilidad financiera de la Compañía.

¿Los proyectos avanzan según lo planificado?

Pascal Renaud. Así es, durante 2025 incorporamos 468 MW de nueva capacidad en operación comercial, correspondientes a proyectos renovables y sistemas de almacenamiento desarrollados con altos estándares de ejecución.

Todos estos proyectos se completaron dentro o antes de plazo, sin accidentes y manteniendo relaciones constructivas con contratistas y comunidades, lo que demuestra la solidez de nuestros equipos y de nuestras capacidades de gestión.

Al mismo tiempo, nuestras unidades a gas mantuvieron altos niveles de disponibilidad, confirmando su rol clave como respaldo para el sistema eléctrico en un contexto de creciente penetración de energías renovables.

En agosto tuvo lugar el cambio de CEO de la Compañía. ¿Cuáles son sus prioridades desde esta posición?

Juan Villavicencio. Es una tremenda responsabilidad. Me corresponde liderar una etapa particularmente crucial en la transición del portafolio, ya que en los próximos dos años debemos alcanzar el balance entre lo que vendemos y lo que generamos. Al mismo tiempo, debemos seguir impulsando el negocio de transmisión y valorizar adecuadamente los activos térmicos que permanecerán operando tras la salida del carbón.

La desconexión final del carbón es también una responsabilidad muy relevante,

no solo con nuestros equipos y accionistas, sino con el país. Buscamos llegar en 2027 a más de un 70% de nuestra capacidad instalada con energía renovable y almacenamiento en baterías y el desafío es que este proceso se lleve adelante de manera prudente y ordenada, garantizando la seguridad del sistema eléctrico y cuidando a las personas y a los territorios involucrados.

Paralelamente, debemos sentar las bases de la siguiente etapa de la Compañía: definir cómo vamos a competir, cómo mantendremos una participación de mercado relevante y cómo aseguramos un desarrollo sostenible del negocio en el largo plazo. Todas estas decisiones tienen impactos en nuestros colaboradores, contratistas y comunidades, por lo que debemos abordarlas con una mirada integral y responsable.

¿La Compañía ya se está preparando para lo que viene una vez que se logre el balance del portafolio?

Juan Villavicencio. Sí, estamos construyendo opciones sobre la base de nuestros focos estratégicos, que son transmisión, renovables con baterías y gas, y las reconversiones necesarias para seguir aportando servicios al sistema.

Nuestro propósito es claro: entregar energía 24/7, más limpia, segura y asequible para nuestros clientes y para Chile.

Con esa visión, nuestra ambición es convertirnos hacia 2030 en la mejor utility para la transición energética, combinando generación renovable, almacenamiento, transmisión e infraestructura flexible que permita entregar energía confiable en todo momento.

¿En qué consiste esta preparación que menciona?

Juan Villavicencio. Un eje central es el negocio de transmisión. Estamos reforzando las capacidades del equipo para desarrollar inversiones, lo que ya nos permitió en 2025 adjudicarnos tres nuevas subestaciones. Esto no solo nos posibilita diversificar territorialmente nuestra presencia, sino que al mismo tiempo genera un apalancamiento estratégico para el negocio de generación, facilitando soluciones en zonas donde existe desarrollo renovable.

En generación, también seguimos avanzando hacia una mayor diversificación territorial, desarrollando nuestro primer proyecto en la zona central, en Colina, y el primer parque eólico en la zona centro-sur. Impulsamos el pipeline de proyectos renovables y de baterías, tanto para el corto como para el mediano y largo plazo, considerando que los tiempos de desarrollo en Chile pueden extenderse varios años.

Aumentamos la capacidad de la Unidad 16, en Tocopilla, que pasó de 375 a 400 MW, y realizamos mejoras operacionales en otras unidades. Vemos a estas centrales cumpliendo un rol clave durante varios años más, especialmente como respaldo del sistema en períodos de baja generación renovable y en la prestación de servicios complementarios. En el futuro, cuando las condiciones de mercado lo permitan, será necesario evaluar reinversiones para extender su vida útil.



“Chile tiene una oportunidad única de liderar la transición energética en el mundo. En ENGIE Energía Chile queremos seguir siendo un actor clave en ese proceso, aportando infraestructura, innovación y talento para construir un sistema eléctrico más limpio, seguro y resiliente para las próximas generaciones.”

Pascal Renaud
Presidente del Directorio
ENGIE Energía Chile

¿Cómo recibió la Compañía el Plan de Descarbonización anunciado por el Gobierno anterior?

Pascal Renaud. Valoramos positivamente el Plan de Descarbonización presentado por el Gobierno anterior, especialmente porque reconoce el rol del gas natural como tecnología de transición.

El desafío ahora será asegurar la continuidad de estas medidas en el tiempo y avanzar con rapidez en aquellas que son urgentes, como los incentivos a las reconversiones tecnológicas.

En nuestro caso, ya estamos ejecutando la reconversión de IEM y el proyecto de condensador síncrono en Tocopilla, iniciativas que permitirán aportar flexibilidad, inercia y seguridad al sistema eléctrico en un contexto de creciente penetración de energías renovables.

¿Cuáles son los desafíos que quedan pendientes para avanzar hacia una transición segura?

Juan Villavicencio. Se requiere abordar la enorme brecha que el país tiene en materia de transmisión. El crecimiento acelerado de las renovables ha superado el ritmo de expansión de la transmisión, y esto ha generado problemas como el curtailment, especialmente en el norte del país, donde se produce un exceso de energía solar que no puede ser transportada por las líneas existentes.

Las BESS ayudan a mitigar el problema, pero no lo resuelven sin mayor transmisión. Es fundamental avanzar hacia soluciones tecnológicas complementarias que aporten seguridad como los condensadores síncronos a partir de activos existentes.



¿Qué relevancia le asigna a la cultura interna en los resultados y en lo que viene en el futuro para ENGIE Energía Chile?

Juan Villavicencio. Estamos impulsando una evolución cultural orientada a la eficiencia, la agilidad y la versatilidad de nuestros equipos. Queremos organizaciones capaces de adaptarse rápidamente a los cambios tecnológicos y de mercado.

Nuestra diferenciación estará en la capacidad de entregar soluciones energéticas integrales: generación diversificada territorialmente, infraestructura de transmisión, respaldo mediante gas y sistemas de almacenamiento, y una oferta flexible adaptada a las necesidades de nuestros clientes.

Esto es particularmente relevante para el sector minero, donde contamos con una trayectoria de décadas acompañando su desarrollo. Nuestra propuesta combina energía renovable competitiva, infraestructura energética a medida y soluciones que permiten avanzar en la descarbonización de las operaciones mineras manteniendo altos estándares de H&S, ejecución y suministro.

¿Qué rol juegan las variables ESG en esta diferenciación?

Pascal Renaud. ENGIE Energía Chile tiene un compromiso profundo y genuino con la diversidad de género, integrada de forma natural en la cultura organizacional. Este enfoque ha mejorado la calidad de nuestras decisiones y la forma de gestionar el negocio.

También somos especialmente rigurosos en la gestión social, reputacional y en nuestra cadena de suministro. Verificamos activamente que nuestros proveedores cumplan estándares laborales y éticos, incluso mediante inspecciones en origen. Para cada uno de nuestros proyectos, hacemos un seguimiento estricto, lo que tiene un costo, pero es parte de nuestra responsabilidad. Esperamos que en el futuro próximo estos esfuerzos, que tienen que ver directamente con la seguridad del sistema, puedan ser valorados en las licitaciones públicas y privadas.



En una mirada de futuro y de país, ¿cuáles son hoy las principales preocupaciones en el sector eléctrico?

Juan Villavicencio. En un momento clave de la transformación del sistema eléctrico, la discusión ha dejado en segundo plano temas estructurales como la seguridad de suministro, la transición energética y el rol de la electricidad en el desarrollo del país. Hoy solo un 22% de la energía final en Chile es eléctrica, lo que refleja que aún existe un amplio espacio para avanzar en electrificación. Esto no solo es relevante desde el punto de vista ambiental, sino también desde una perspectiva de desarrollo productivo y competitividad.

En este contexto, uno de los grandes desafíos es avanzar hacia una mayor soberanía energética, que permita al país reducir su dependencia de combustibles importados, contar con mayor estabilidad en los costos de energía y fortalecer la seguridad del sistema eléctrico en el largo plazo. Chile tiene condiciones excepcionales para ello, con abundantes

recursos renovables, pero para capturar ese potencial es fundamental desarrollar la infraestructura habilitante –particularmente transmisión y almacenamiento– y asegurar reglas que permitan inversiones sostenibles en el tiempo.

Si queremos construir una economía más resiliente, competitiva y menos expuesta a shocks externos, debemos avanzar decididamente en electrificar más la matriz energética, aprovechando nuestros recursos propios y garantizando al mismo tiempo un suministro seguro y eficiente.

Pascal Renaud. La regulación debe equilibrar adecuadamente las necesidades del sistema, las tecnologías disponibles y la protección de los clientes. El rol del gas, por ejemplo, debe abordarse con realismo: en escenarios de baja hidrología o alta demanda invernal, las centrales térmicas son claves para evitar racionamientos o impactos económicos severos. También es esencial viabilizar nuevos proyectos de transmisión para descongestionar el sistema.

Otro desafío relevante es asegurar inversiones responsables. La sobreinstalación de capacidad y el fenómeno del “hit and run”, donde algunos actores ingresan al mercado sin una real intención de cumplir en el largo plazo, terminan afectando al sistema y a los consumidores. Necesitamos reglas que garanticen cumplimiento, respaldo financiero y responsabilidad social y ambiental.

Chile tiene una oportunidad única de liderar la transición energética en el mundo. En ENGIE Energía Chile queremos seguir siendo un actor clave en ese proceso, aportando infraestructura, innovación y talento para construir un sistema eléctrico más limpio, seguro y resiliente para las próximas generaciones. En ese sentido, la transición energética solo será sostenible si es segura para el sistema eléctrico, responsable con las comunidades y económicamente viable para el país.



Índice

10 1. Somos ENGIE Energía Chile

- 1.1 ENGIE Energía Chile en una mirada 11
- 1.2 Nuestras metas ESG 13
- 1.3 Desempeño financiero 14
- 1.4 Certificaciones y rankings 16
- 1.5 Nuestras operaciones 17
- 1.6 Modelo de creación de valor 18
- 1.7 Nuestra historia 20
- 1.8 Principales hitos 2025 22

28 2. Estrategia

- 2.1 Plan estratégico 29
- 2.2 Digitalización 32
- 2.3 Sostenibilidad en la estrategia 34
- 2.4 Inversiones sostenibles 37

40 3. Performance

- 3.1 Industria en la que operamos 41
- 3.2 Marco regulatorio 43
- 3.3 Gestión del negocio 47
- 3.4 Generación y almacenamiento 48
- 3.5 Transmisión 52
- 3.6 Clientes 58
- 3.7 Grupos de interés 60

62 4. Personas

- 4.1 Gestión comunitaria 63
- 4.2 Personas y talento 72
- 4.3 Diversidad, equidad e inclusión 84
- 4.4 Gestión de proveedores 90
- 4.5 Salud y seguridad laboral 95



BESS Tocopilla
Demostramos que se puede
transformar algo antiguo
en algo nuevo

102 5. Planeta

- 5.1 Gestión ambiental 103
- 5.2 Emisiones 106
- 5.3 Gestión de residuos y eficiencia energética 108
- 5.4 Biodiversidad y agua 110

119 6. Gobernanza

- 6.1 Gobierno corporativo 120
- 6.2 Gestión de riesgos 138

152 7. Antecedentes Legales

- 7.1 Documentos constitutivos 153
- 7.2 Acciones, sus características y derechos 156
- 7.3 Propiedades e instalaciones 158
- 7.4 Malla societaria 160
- 7.5 Subsidiarias asociadas 162
- 7.6 Hechos relevantes 168
- 7.7 Comentarios de accionistas y del Comité de Directores 169
- 7.8 Indicadores de cumplimiento 170
- 7.9 Informe del Comité de Directores 172

174 8. Índices Sostenibilidad

- 8.1 Metodología 175
- 8.2 Índice NCG 519 180
- 8.3 Índice estándar SASB 205
- 8.4 Índice GRI 208

216 9. Estados Financieros

- 9.1 Estados financieros 217
- 9.2 Informe del Auditor Independiente 323
- 9.3 Declaración de responsabilidad 328

01

SOMOS ENGIE ENERGÍA CHILE

11 **1.1** ENGIE Energía Chile en una mirada

13 **1.2** Nuestras metas ESG

14 **1.3** Desempeño financiero

16 **1.4** Certificaciones y rankings ESG

17 **1.5** Nuestras operaciones

18 **1.6** Modelo de creación de valor

20 **1.7** Nuestra historia

22 **1.8** Principales hitos 2025

1.1 ENGIE Energía Chile en una mirada

Nuestro compromiso con el desarrollo energético de Chile se remonta a más de un siglo. Como parte del Grupo ENGIE nos sumamos al desafío de liderar la transición energética en el mundo generando una energía limpia, segura y flexible.

Nos propusimos convertirnos en una empresa Neto Cero Emisiones al 2045 y, para ello, aceleramos la transición energética de nuestra matriz, lo que nos permitirá una salida total del carbón al 2027. Asimismo, proyectamos contar con una capacidad

instalada de 3,6 GW al 2027, conformada por energías renovables, gas y sistemas de almacenamiento de energía (BESS), para así lograr la flexibilidad y seguridad del suministro en esta etapa.

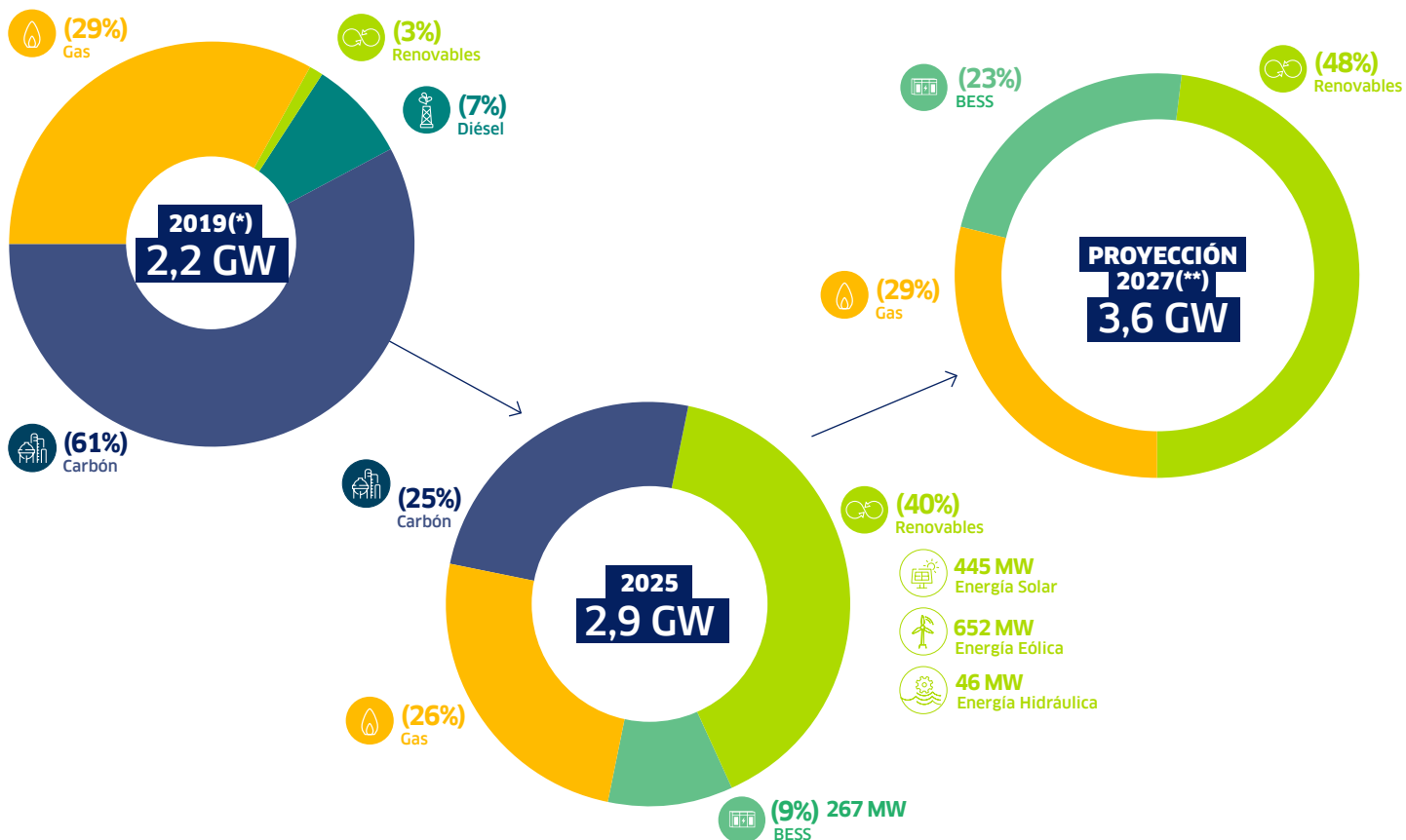
Participamos activamente en el mercado de transmisión mediante licitaciones públicas y acuerdos privados. Adicionalmente, formamos parte del mercado de transporte de gas natural a través del Gasoducto Norandino, que conecta a Chile con la región y el mundo.

Estamos comprometidos con 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

En seis años incrementamos nuestra capacidad instalada en un 32%, y hemos reducido en un 59% nuestra capacidad instalada a carbón.



(*) Incluye el Parque Solar Los Loros (54 MW, adquirido en 2019) y las unidades U12+U13 (171 MW desconectadas en 2019).

(**) Cifra estimada.



4^{to}

Operador en Generación

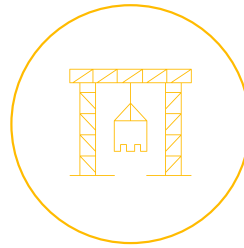
16% participación de mercado
en ventas de electricidad
7% participación de mercado en
capacidad instalada



3^{er}

Operador en Transmisión

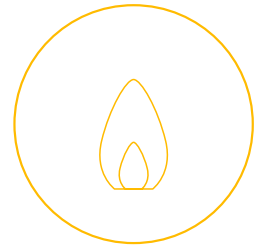
2.002 kms líneas de transmisión
40 subestaciones-1.152 MVA
50% en TEN S.A. (600 km)



2

Puertos

**Tocopilla
Puerto Andino**



1.066 km

de redes de
transporte de gas
natural

RESULTADOS 2025 (AL 31 DE DICIEMBRE 2025)

12.742 GWh

Ventas de energía
+2,4% respecto de 2024

**US\$ 2.077
millones**

Ingresos Operacionales
+13% respecto de 2024

**US\$ 651
millones**

EBITDA
+26% respecto de 2024, el mayor
reportado en nuestra historia.

**US\$ 223
millones**

Resultado del ejercicio
-2% respecto de 2024

NUESTRO EQUIPO (AL 31 DE DICIEMBRE 2025)

1.108

Colaboradores

299 (27%) Mujeres
809 (73%) Hombres

0

Fatalidades
y accidentes
graves

354

Iniciativas en
inversión social
US\$ 1,3 millones en 33 comunas

100%

de los sitios
renovables cuentan
con un plan ambiental

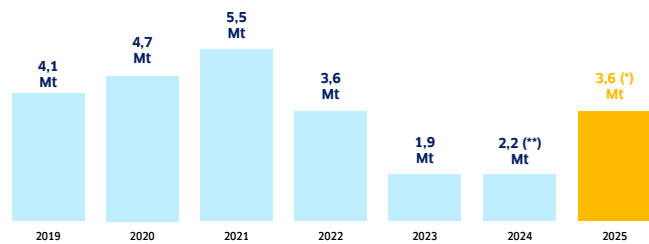


1.2 Nuestras metas ESG

MITIGACIÓN CAMBIO CLIMÁTICO

Emisiones GEI (MTCO₂eq)

desde la producción de energía (Alcance 1)



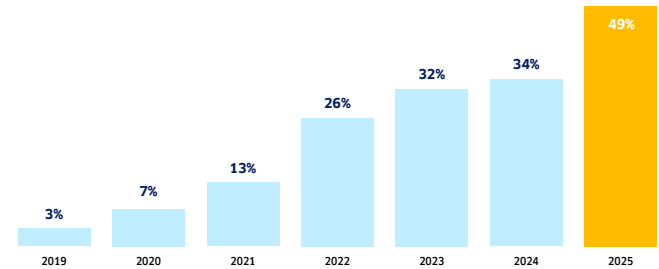
2030
OBJETIVO DEL GRUPO ENGIE
26/36 Mt
(***)

2025
OBJETIVO DE EECL
<3,7 Mt

ENERGÍAS RENOVABLES

Participación de Renovables & BESS

en el total de la capacidad instalada



2030
OBJETIVO DEL GRUPO ENGIE
58 - 66%

2027
OBJETIVO DE EECL
71%

(*) La variación 2024-2025 se explica por un mayor requerimiento de nuestras unidades a carbón instruido por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN).

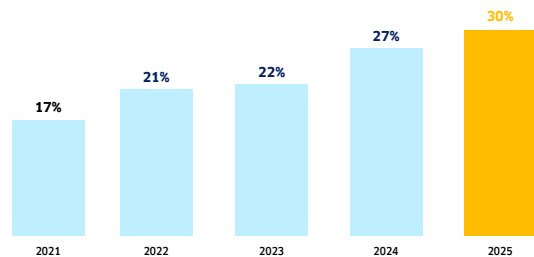
(**) El alza se explica porque en 2024 ingresaron unidades que estaban en mantención en 2023.

(***) El objetivo del Grupo Engie incluye el Alcance 3, categoría 3, asociada a los combustibles utilizados en la generación de energía (Alcance 1).

BALANCE GÉNERO

Diversidad de Género

% de mujeres en posiciones gerenciales

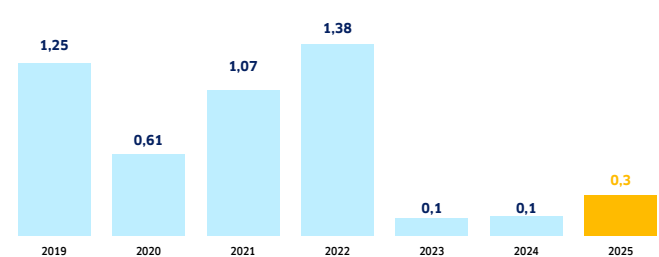


2030
OBJETIVO DEL GRUPO ENGIE
40%/60%

2025
OBJETIVO DE EECL
>31%

SEGURIDAD Y SALUD LABORAL

Tasa de Frecuencia de Accidentes Con Tiempo Perdido



2030
OBJETIVO DEL GRUPO ENGIE
1,5

2025
OBJETIVO DE EECL
<1,0

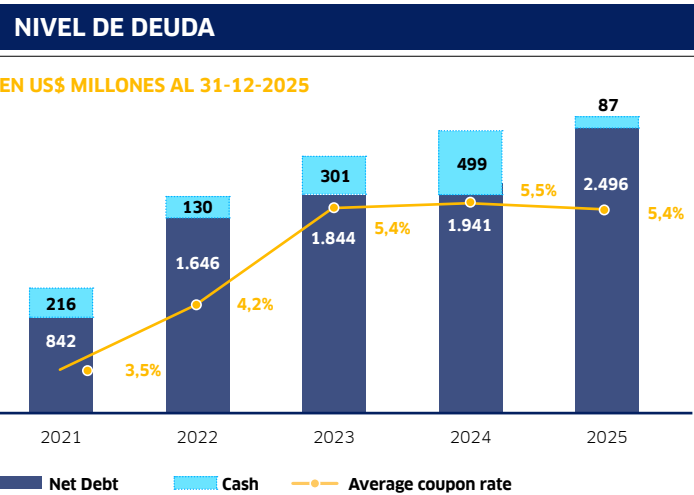
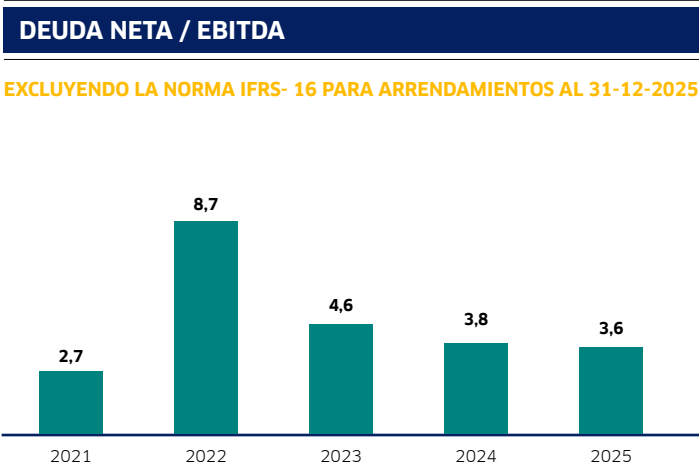
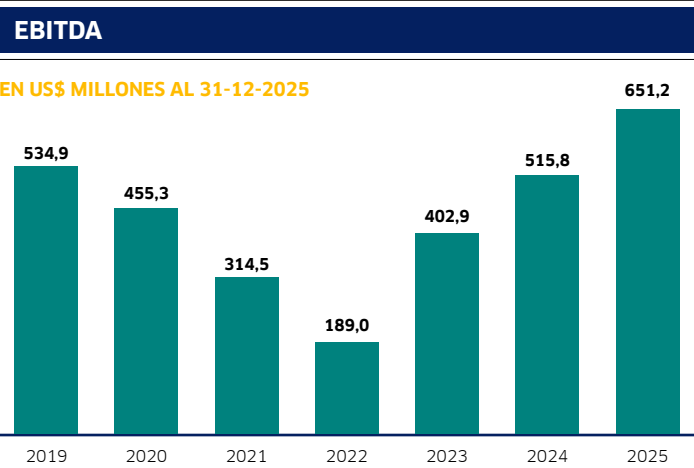


1.3 Desempeño financiero

Al 31 de diciembre de 2025, ENGIE Energía Chile S.A. contaba con las siguientes clasificaciones:

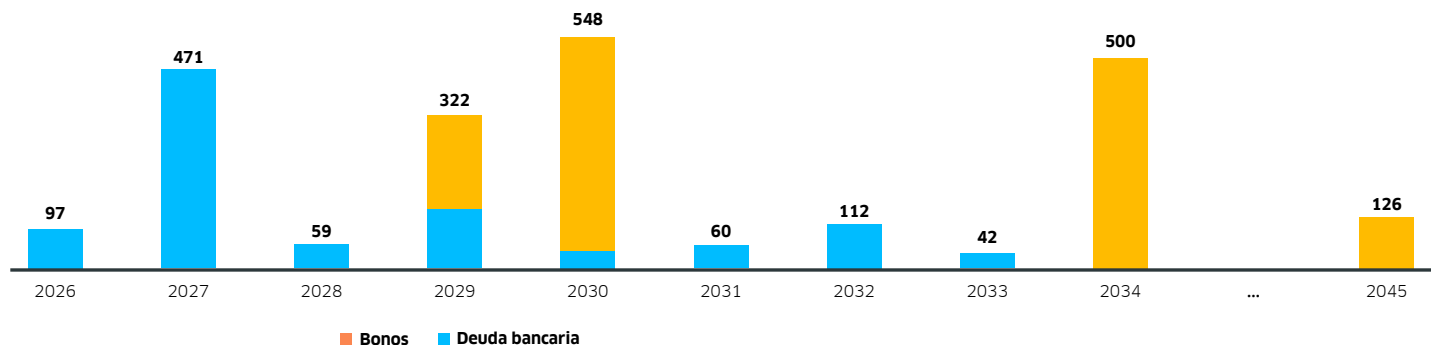
Clasificación de Riesgo Internacional	Solvencia	Perspectivas
Standard and Poor´s (abril 2025)	BBB	Estable
Fitch Ratings (diciembre 2025)	BBB	Estable

Clasificación de Riesgo Nacional	Solvencia	Perspectivas
Feller - Rate (diciembre 2025)	AA-	Estable
Fitch Ratings (diciembre 2025)	AA	Estable



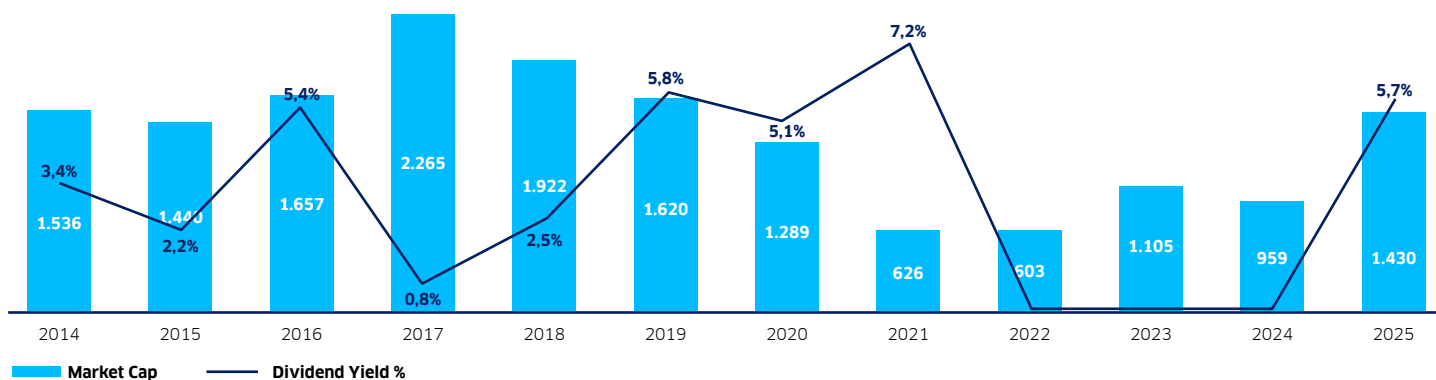
PERFIL VENCIMIENTOS DE DEUDA

EN US\$ MILLONES AL 31-12- 2025

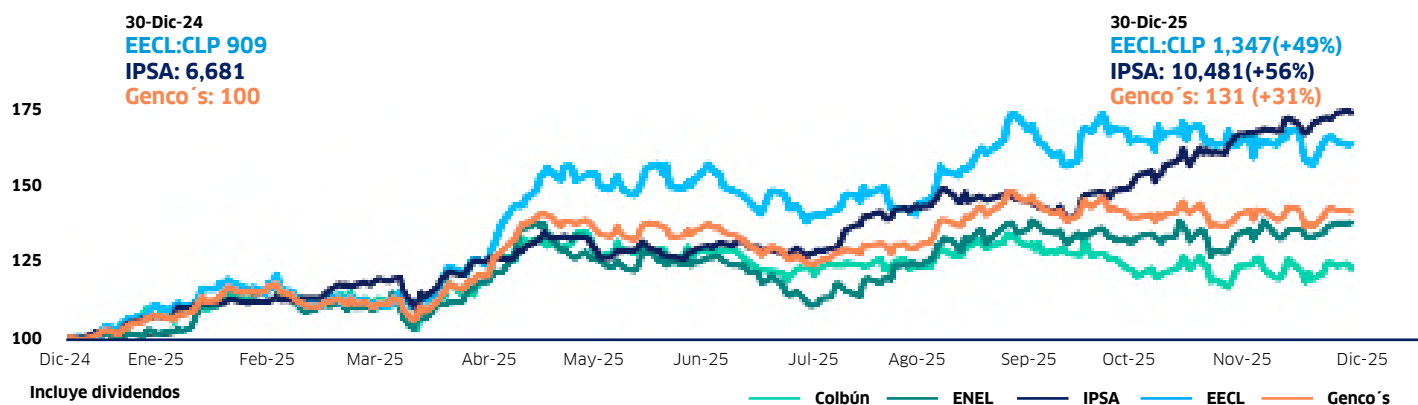


CAPITALIZACIÓN DE MERCADO/RENTABILIDAD POR DIVIDENDO

EN US\$ MILLONES AL 31-12- 2025



EVOLUCIÓN PRECIO DE LA ACCIÓN



1.4 Certificaciones y rankings

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. 2025: Rating: A > BBB (2023)

CERTIFICACIONES ESG

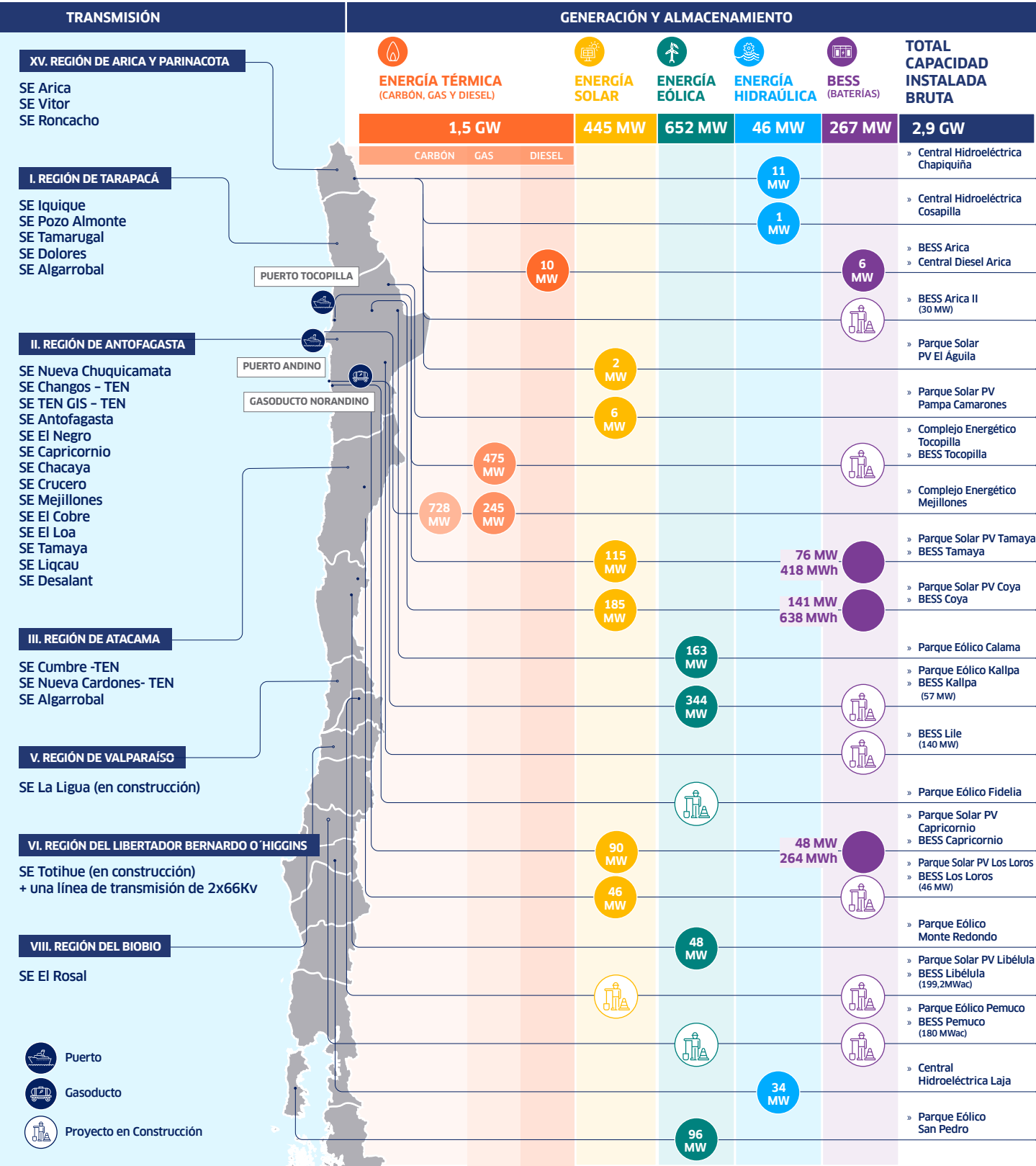
 SET Label es un estándar que certifica que el desarrollo de nuestros proyectos está alineado con nuestros objetivos de una transición energética sostenible.	 Estándar global líder para la Diversidad, Equidad e Inclusión en el lugar de trabajo.	 EcoVadis es la plataforma de calificación de sostenibilidad más grande a nivel global. 2025: Obtuvimos Medalla de Oro, (81/100) con un percentil de 97.	 Estamos adheridos a las ISO 9001, 14001, 27001, 45001, 50001:2018 y 55001.

RANKINGS E INICIATIVAS ESG LOCALES

 Plataforma de evaluación que mide el nivel de desarrollo sostenible de los miembros de Acción Empresas. 2025: ENGIE Energía Chile S.A. 73%. Promedio socios 67%	 Ranking de las 100 empresas con la mejor reputación en Chile. En 2025 subimos al puesto 59 (desde el 60 en 2024).	 Ranking de las 100 mejores empresas en atraer y fidelizar talento. En 2025 ingresamos a la Top 40.	 En el Ranking Merco ESG subimos al lugar N° 48 (desde el 52).
 Ranking IMAD de Mujeres Empresarias evalúa la participación de mujeres en cargos de alta dirección. En 2025 alcanzamos el puesto número 7 entre 130 empresas evaluadas.	 Índice de Sostenibilidad para empresas basado en 6 criterios. 2025: 91% de cumplimiento del estándar iDES. Promedio socios 77%.	 Ranking Latin America Executive Team survey, que evalúa a los mejores líderes corporativos y profesionales de Relaciones con Inversionistas. En 2025 obtuvimos el segundo lugar en Mejor CFO y en Profesional IR, además de posiciones destacadas en categorías de Relaciones con Inversionistas.	ABASTECIMIENTO SOSTENIBLE   Alianza con Huella Chile para promover en los proveedores locales la medición de su huella de carbono.

1.5 Nuestras operaciones

Al 31 de diciembre 2025.



1.6 Modelo de creación de valor

NUESTROS RECURSOS

Al cierre del ejercicio 2025

Capital financiero

- **US\$ 1.733 millones** patrimonio.
- **US\$ 87 millones** efectivo y efectivo equivalente.
- **US\$ 2.519 millones** Deuda Neta.
- **3,6 veces** Deuda Neta/EBITDA (excluyendo leasing IFRS-16).
- **US\$ 1.845 millones** en créditos con requerimientos ESG.

Capital industrial

- **US\$ 655,2 millones** total inversión anual en activos fijos.
- **US\$ 1,053 millones** en CAPEX.
- **2,9 GW** en capacidad Instalada.

Capital humano y social

- **1.108** empleados.
- **US\$ 1,3 millones** en inversión social en 2025.

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



Estamos comprometidos con el cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible de la ONU. Este compromiso se materializa en planes de acción con indicadores y metas trazables, cuyos avances y resultados son monitoreados y comunicados en nuestra memoria integrada, página web y otros canales institucionales.

CREACIÓN DE VALOR	AVANCES 2025	ODS (CONTRIBUCIÓN CLAVE)
Personas Diversidad - Políticas e iniciativas que promueven la Diversidad y la Inclusión -Be.U@ENGIE- y resguardan la equidad salarial. - Programa Mujeres en Operaciones.	27% de la dotación son mujeres. 29% mujeres en cargos de liderazgo. 43% del directorio está representado por mujeres.	
Seguridad Laboral Sistema de Gestión Integrado de Salud y Seguridad (+Simple).	Cero fatalidades y accidentes graves.	
Relacionamiento comunidades Estrategia Social.	354 iniciativas de inversión social, en 33 comunas. - US\$ 1,3 millones. 547.058 personas impactadas directamente.	
Abastecimiento - Sistema de evaluación de proveedores con criterios ESG. - Políticas y prácticas para fomentar la sostenibilidad en los proveedores. - Programa de Desarrollo de Contratistas en Seguridad.	6% de las compras internacionales y 17% de las compras nacionales corresponden a proveedores analizados con criterios ESG. - Cero accidentes fatales en empresas contratistas.	
Planeta NET CERO.	Emisiones Alcance 1 Mt CO2 eq. 2025: 3,6. 2021: 5,5.	
Sistema de Gestión de la Energía ISO 50001:2018.	- Desempeño energético acumulado del Combustible Principal: -5,2% en 2025, 4,4% de mejora respecto de 2024. - Desempeño energético acumulado de Servicios Auxiliares (SSAA E/S): -3,9% en 2025, 3,0% de mejora respecto de 2024	
- Gestión de la Biodiversidad. - Gestión de Residuos. - Gestión del Agua.	- Héctareas monitoreadas en 2025: 7.062,9 ha. - Incorporación al Sistema de Gestión De Envases Y Embalajes Industriales PROREP. - Reconversión de activos de generación a carbón por unidades a gas y de almacenamiento de energía. - Contamos con sistemas de monitoreo y enfriamiento de nuestras descargas de agua al mar.	
Performance Plan expansión generación renovable.	2,9 GW capacidad instalada 2025, donde aumentamos a 49% la capacidad instalada de energías renovables y BESS. - El Índice de Disponibilidad Equivalente (EFOF) fue de 8,96%.	
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. - Se completó una auditoría externa e independiente del Modelo de Prevención de Delitos. - Sistema eficiente de denuncias, protocolos y procedimientos - Se celebraron 3 reuniones del Comité de Vigilancia. - Participamos en asociaciones gremiales en donde compartimos nuestras prácticas para fortalecer la sostenibilidad en la industria.	

1.7 Nuestra historia

(NCG 461/519: 2.2)

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 Termoelectrónica Tocopilla. A raíz de esta división, Electroandina Dos se fusiona con E-CL, y esta 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 MUS\$ 1.800.

2018

ENGIE Energía Chile S.A. inicia su Plan de Descarbonización. La Compañía anuncia un plan de inversiones de US\$ 1000 millones en proyectos en energías renovables y solicita a la autoridad el cierre, para 2021, de las unidades 12 y 13 (173 MW) de el Complejo Térmico de Tocopilla, sujeto a la entrada en operaciones del último tramo de la línea Cardones-Polpaico de INTERCHILE. Adicionalmente renegocia los contratos con tres de sus principales clientes del sector minero, logrando ampliar los plazos y viabilizar el plan de inversiones en energías renovables.

2017

Puesta 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.

2016

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

2015

La línea transmisora TEN es declarada troncal, permitiendo la interconexión eléctrica nacional entre el SING y el SIC.

2019

En junio de 2019 ENGIE Energía Chile S.A. firma el acuerdo de descarbonización con el Ministerio de Energía, para acordar el plan de cierre de nuestras carboneras. En ese contexto, anuncia el cierre de las unidades 14 y 15 del Complejo Energético Tocopilla y de las unidades CTM1 y CTM2 del Complejo Energético Mejillones, al 2024. También comienza la ejecución de un plan de inversiones por US\$ 1.000 millones en renovables, que inicia 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

Adquisición del 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 PPA. Asimismo, recibe el primer "crédito verde" que concede el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), por US\$ 125 millones, 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, 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.

2022

Desconexión de las últimas dos unidades a carbón en Tocopilla como parte del Plan de Descarbonización y se suman más de 300 MW a la capacidad instalada de renovables de ENGIE Energía Chile S.A.

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

Anuncio de la construcción del sistema de almacenamiento de energía con baterías (BESS Coya), el más grande de América Latina. En esa dirección, se aprueba un plan de Inversión de US\$ 650 millones para financiar el Parque Eólico Kallpa (Ex Lomas de Taltal) y BESS Coya.

El Parque Solar PV Capricornio (88 MWac) inicia su operación comercial, mientras que el Parque Solar PV Coya (180 MWac) finaliza sus obras y se energiza. En el ámbito de la transmisión, ENGIE Energía Chile se adjudica la construcción de la Subestación Totihue.

2021

Anuncio del retiro total de las unidades a carbón (800 MW); adicionalmente, se comunica 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 la capacidad instalada en energías renovables de ENGIE Energía Chile S.A. llegará a 2 GW.

2023

Presentación del Plan Estratégico Balance 2023-2027 en el marco del proceso de transformación de la Compañía.

Suscripción a un nuevo crédito verde por US\$ 400 millones 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 del Gasoducto NorAndino de ENGIE Energía Chile S.A.

2024

Se avanza aceleradamente en la transformación de nuestro portafolio: la Compañía inaugura BESS Coya, el sistema de almacenamiento más grande de Latinoamérica (648 MWh). Se aprueba la inversión de tres proyectos (dos eólicos y uno solar) equivalentes a 821 MW.

La Comisión Nacional de Energía (CNE) **autoriza la reconversión de IEM de carbón a gas y la Compañía se adjudica la instalación de un Condensador Síncrono** utilizando la infraestructura del Complejo Térmico de Tocopilla, dando inicio a un programa inédito de reconversión de activos de generación a carbón.

Se realizan dos colocaciones de bonos verdes en el mercado internacional para financiar el plan de inversiones renovables de la Compañía..

Por primera vez, el **Directorio de la Compañía está conformado mayoritariamente por mujeres.**

1.8 Principales hitos 2025

A continuación, reportamos los hechos destacados de 2025 de acuerdo a los pilares de nuestra estrategia de sostenibilidad.

PERFORMANCE



NIVELES DE INVERSIÓN RÉCORD EN 2025

Nuestro objetivo de acelerar la transición energética en el país logró su peak en 2025. Pusimos en marcha cuatro proyectos y comenzamos la construcción de 1,2 GW conformados por sistemas de almacenamiento, parques eólicos y solares. Cerramos el año con una capacidad instalada en energía renovables de 1,4 GW, que generaron 2,3 GWh en 2025.

En paralelo, a diciembre de 2025 llevamos 1,1 GW desconectados o en proceso de conversión.

Pusimos en operación comercial tres proyectos equivalentes a 468 MW.

- **76 MW** BESS Tamaya.
- **48 MW** BESS Capricornio.
- **344 MW** Parque Eólico Kallpa.
- **BESS Tocopilla** completó su energización a la espera de la autorización para iniciar su operación comercial (COD).

Comenzamos la construcción de 8 proyectos equivalentes a 1,2 GW.

- **389 MW** aportados por cinco proyectos BESS.
- **471 MW** generados por dos parques eólicos (en la Región de Antofagasta y en la Región del Ñuble).
- **350 MW** provenientes del Parque Solar + BESS (PV) Libélula (151 MW PV y 199 MW BESS), nuestra primera operación en la Región Metropolitana.



INICIAMOS LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA DE MEJILLONES

El 31 de diciembre desconectamos dos nuevas unidades a carbón (CTM1 y CTM2) en el Complejo Energético de Mejillones.

Estas dos unidades equivalen a 334 MW de capacidad instalada. Solo nos quedan dos unidades a carbón operativas (CTA y CTH) equivalentes a 351 MW, cuya desconexión se realizará cuando la autoridad lo disponga.

AVANZAMOS EN EL FORTALECIMIENTO DE NUESTRA GENERACIÓN A GAS

- Ampliamos la vida de nuestros ciclos combinados, aumentando en 40 MW la capacidad instalada de la unidad U16, quedando en 399 MW.
- Iniciamos el proceso de reconversión de carbón a gas de IEM (377 MW). Fue desconectada a fines de diciembre y su reingreso se espera dentro del primer semestre de 2026. La inversión involucrada en este proyecto alcanza a US\$ 75 millones.

GASODUCTO NORANDINO CUMPLIÓ 25 AÑOS

Con una ceremonia que contó con la participación de autoridades locales, conmemoramos la llegada del gas natural al norte del país, hito marcado por el inicio de las operaciones del Gasoducto NorAndino en octubre de 1999, el cual conecta la Región de Antofagasta con la provincia de Salta, en Argentina.



EXPANDIMOS NUESTRO FINANCIAMIENTO SOSTENIBLE

Suscribimos dos nuevas operaciones de financiamiento con parámetros ESG. Obtuvimos un crédito verde de US\$ 400 millones y colocamos nuestra primera emisión de bonos verdes en el mercado local por UF 3.000.000.

Desde la obtención de nuestro primer crédito verde en 2020, suscrito con BID Invest, hemos levantado cerca de US\$ 1.845 millones a través de instrumentos de financiamiento con variables ESG.



REFORZAMOS NUESTRA PRESENCIA EN EL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN

Nos adjudicamos la construcción de tres subestaciones, permitiéndonos consolidar nuestra posición en este mercado: dos proyectos en la Región Metropolitana –la Subestación Huelquén y la Subestación El Peral– y la Subestación Quelmen, en la Región del Maule.

FORTALECIMOS NUESTRA SOLVENCIA

En diciembre recibimos dos importantes noticias, Fitch Ratings anunció que subió a 'AA(cl)' desde 'AA-(cl)' las calificaciones nacionales de largo plazo de nuestra Compañía, y al mismo tiempo, afirmó las calificaciones internacionales de riesgo emisor (IDR; issuer default rating) de largo plazo en monedas extranjera y local en 'BBB'. También, ratificó la calificación internacional de los bonos no garantizados en 'BBB', y la calificación nacional de las acciones en 'Primera Clase Nivel 2(cl)'.

Adicionalmente, Feller Rate mantuvo en "AA-" la clasificación de la solvencia y los bonos de la Compañía. A la vez, ratificó la clasificación de sus acciones en "Primera Clase Nivel 2" y sus perspectivas en "Estables". La clasificación responde a un perfil de negocios "Satisfactorio" y una posición financiera "Satisfactoria".



De izquierda a derecha los nuevos ejecutivos incorporados: Vicente Camino, Laïlla Ducouso y Vincent Sorel y los nuevos directores, Rosaline Corinthien, Ernesto Parra y Matías Niebuhr.

CAMBIOS EN EL GOBIERNO CORPORATIVO

En 2025 asumió como CEO de la Compañía **Juan Villavicencio**, Managing Director de Renewables & BESS, en reemplazo de Rosaline Corinthien, la primera mujer en ocupar este cargo en Compañía en Chile. A nivel organizacional, las Gerencias de Comunicaciones, Regulación y Asuntos Corporativos fueron integradas a la Gerencia de Estrategia y Soluciones Digitales. Tras el cambio, surgió la nueva Gerencia de Asuntos Corporativos y Soluciones Digitales, que quedó bajo el liderazgo de **Diane de Galbert**. En la recién creada GBU Supply & Energy Management, asumió **Vicente Camino**.

Laïlla Ducouso asumió como Managing Director de Generation, la primera mujer en desempeñar este cargo, tal como ocurrió en la BU Power Networks en 2024, con la llegada de **Pilar Acevedo**.

También arribó a la Compañía **Vincent Sorel**, quien asumió como Gerente de Finanzas, ESG & Procurement.

Además, se incorporaron al Directorio tres profesionales (dos hombres y una mujer) con una vasta trayectoria en el sector. Se integraron **Rosaline Corinthien, Ernesto Parra y Matías Niebuhr**. Con esta nueva conformación, el 43% de la mesa directiva quedó conformada por mujeres.

BUENAS PRÁCTICAS CORPORATIVAS

Como parte de nuestros objetivos permanentes de fortalecer nuestras prácticas corporativas, en mayo lanzamos el Mes de la Ética y más del 90% de los colaboradores participaron en las instancias de capacitación en este ámbito.

- Antes de finalizar el año, el Directorio aprobó nuestra Política de designación de directores en filiales en el marco de NCG 533.
- Se designó un encargado principal y referentes a nivel de cada área, conforme a lo establecido en la Ley de Responsabilidad Penal de las Personas Jurídicas.
- Completamos una auditoría externa e independiente de nuestro Modelo de Prevención de Delitos.
- Implementamos una nueva plataforma, LIDIA, para la gestión e investigación de reportes de ética y cumplimiento.

GESTIÓN COMUNITARIA

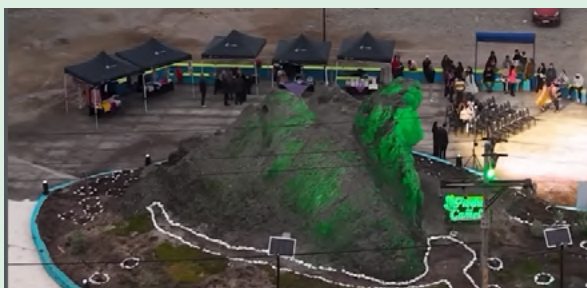
- Incrementamos nuestra inversión social a US\$ 1,3 millones en 2025, lo que nos permitió financiar 354 proyectos distribuidos en nuestras operaciones desde Arica a Chiloé. Estos recursos beneficiaron directamente a 547.058 personas, de 33 comunas. Indirectamente, los beneficiados llegaron a 2.390.000.
- Elaboramos un nuevo protocolo para la gestión de nuestras Mesas de Asociatividad.



Nos convertimos en auspiciadores oficiales del Teatro Municipal de Santiago para apoyar la formación de talentos y acercar la cultura a más personas.



Con Fondos Concursables, apoyamos al club Unión Minero de Taltal: entrenamiento, valores y alegría para niñas, niños y jóvenes de la comuna.



En Tocopilla instalamos iluminación fotovoltaica en un importante espacio patrimonial: la Piedra del Camello. La inauguración del sistema contó con un evento en el que participaron los vecinos y autoridades locales.

SEGURIDAD LABORAL



Logramos nuestra meta, cerrando el ejercicio sin accidentes laborales, un objetivo fundamental para ENGIE.

Pese al incremento en Horas Hombres respecto de 2024, no tuvimos accidentes fatales, ni con tiempo perdido, en nuestro equipo interno, en nuestros sitios operativos como tampoco en los proyectos que estamos construyendo.

PERSONAS

EXITOSA NEGOCIACIÓN COLECTIVA ANTICIPADA

Llevamos adelante un exitoso proceso de negociación colectiva anticipada con cuatro sindicatos que negocian un único instrumento colectivo.



AVANZAMOS EN NUESTRO COMPROMISO CON LA DIVERSIDAD

Logramos la recertificación del estándar internacional EDGE y nos ubicamos en el nivel EDGE Move, **lo que nos convierte en la única empresa del sector energético en Chile con este reconocimiento internacional**, reafirmando nuestro liderazgo en diversidad e inclusión.

En 2025 logramos que un 30,5% de las mujeres estén en puestos de liderazgo.

La representación de mujeres en la dotación alcanzó a un 26%.



PERSONAS

EN ABASTECIMIENTO SOSTENIBLE

- Desarrollamos una nueva versión del **Supplier Day 2025**. Participaron 30 empresas calificadas como proveedores críticos en este encuentro anual que reúne a nuestros principales proveedores para revisar hitos clave, proyectar desafíos y fortalecer la colaboración estratégica.
- Desarrollamos un **nuevo portal de proveedores** que reemplazará a nuestro sistema actual a contar de 2026.

RECERTIFICACIONES Y AVANCES

- Por tercer año consecutivo, renovamos la certificación **Transición Energética Sostenible (SET Label, por su sigla en inglés)**. Este estándar internacional evalúa el impacto de los proyectos en tres áreas: comunidad, naturaleza y clima.
- Implementamos **ESG Screening**. Se trata de una nueva herramienta que integra las variables ESG durante toda la vida del proyecto.
- El 100% de nuestros sitios de generación renovable cuentan con **Planes de Acción Ambiental**.
- Las áreas bajo monitoreo alcanzaron una superficie total de **7.062,9 hectáreas, equivalentes a 70,7 km², en 2025**.



ENGIE Chile
obtiene certificación.



RANKING MERCO

Por tercer año consecutivo, ENGIE Chile se ubicó dentro de las 100 empresas con mejor reputación corporativa del país. En esta versión, la Compañía alcanzó el puesto 59 (desde el 60 en 2024) en el **Ranking Merco Empresas 2025** y se posicionó nuevamente como la primera dentro del sector de generación eléctrica.

Ranking Merco Talento Chile: en la 12ª edición la Compañía ingresó al Top 40 de las empresas preferidas para desempeñarse laboralmente, y por segundo año consecutivo se consolida dentro de las 100 mejores.

Ranking Merco Responsabilidad ESG: en la 15ª edición del ranking que reconoce a las empresas más responsables ESG en Chile, obtuvimos la posición N°48, que representa un avance de 4 puntos respecto de versión 2024. En la categoría empresa más responsable con el medio ambiente, logramos el puesto 14, el mejor desempeño en la industria de generación eléctrica. También, alcanzamos el lugar 45 en la dimensión empresa más responsable en ética y gobernanza, convirtiéndonos en la única empresa eléctrica entre las 50 compañías destacadas en esta categorías.



ecovadis

ECOVADIS

En 2025 obtuvimos la medalla de oro que entrega ECOVADIS a las empresas que se destacan por promover prácticas de abastecimiento sostenible en los ámbitos de Medio Ambiente, Laboral & Derechos Humanos, Ética y Abastecimiento Sostenible. En esta oportunidad nos ubicamos en el percentil 97.



RANKING IMAD 2025

Nos posicionamos dentro del Top 10 en el Ranking IMAD 2025 de Mujeres Empresarias. Alcanzamos el puesto número 7 entre 130 empresas evaluadas. Nos destacamos por nuestra Política de Equidad de Género, Diversidad e Inclusión. Somos la única del sector energético e industrial dentro de las 10 mejor clasificadas.

02

ESTRATEGIA



29 2.1 Plan
estratégico

32 2.2
Digitalización

34 2.3 Sostenibilidad
en la estrategia

37 2.4 Inversiones
sostenibles

2.1 Plan estratégico

(NCG 461/519: 4.2)

Nuestro principal desafío ha sido enfrentar con responsabilidad la salida voluntaria del carbón al 2027. Esta decisión estratégica nos ha impulsado a acelerar nuestra transformación hacia un modelo energético más sostenible.

En 2018, solo el 1% de nuestra capacidad de generación provenía de fuentes renovables. Hoy supera el 40%. Este cambio refleja nuestro compromiso real y tangible con la descarbonización.

En 2023 definimos el Plan Estratégico Balance, con el objetivo de alcanzar el equilibrio generado entre la capacidad de producción y los compromisos de suministro, desajuste que se había producido a raíz del retraso en la puesta en marcha de nuestras unidades de generación renovable, como consecuencia de los efectos de la pandemia.

En este periodo, hemos desplegado un robusto plan de inversiones enfocado en nuestros objetivos estratégicos:

- Acelerar el portafolio de unidades renovables, con énfasis en energía solar y eólica.
- Dotar al sistema de soluciones de almacenamiento de energía en base a baterías.
- Reconvertir los sitios y activos existentes. En los sitios descarbonizados estamos emplazando sistemas de almacenamiento -BESS Tamaya, BESS Tocopilla, BESS Lile-, estamos reconvirtiendo IEM de carbón a gas y condensadores síncronos.
- Fortalecer la infraestructura de gas como fuente flexible que acompaña la transición.
- Potenciar nuestro negocio de transmisión, donde hoy somos el tercer actor más relevante del país.

2.1.1. DESAFÍOS AL 2030

Acercándonos al cierre de la última etapa de Balance, en 2024 iniciamos el análisis sobre nuestros desafíos al 2030, para abordar con éxito las metas que conlleva lograr cero emisiones de carbono al 2045. Como parte de ese trabajo realizamos talleres de estrategia en nuestras principales operaciones del norte y en Santiago para facilitar la participación de los equipos.

En 2025 elaboramos un plan que tuvo una buena acogida en el Grupo ENGIE, y que está enfocado en tres pilares estratégicos:

- **Competitividad:** aumentar la eficiencia en costos y excelencia operacional.
- **Enfoque en los clientes:** una estrategia comercial robusta y un portafolio integrado que nos permita mantener nuestra participación de mercado en una industria cada vez más exigente.
- **Crecimiento sostenible:** escalando nuestros activos de generación y transmisión para mantener una posición de mercado sólida y ofrecer soluciones más verdes y competitivas a largo plazo.

Para el ejercicio 2026 quedó prevista la presentación de esta nueva iniciativa.

CAMBIOS EN LA ESTRUCTURA

En 2025 la Gerencia de Estrategia y Soluciones Digitales se convierte en la nueva Gerencia de Asuntos Corporativos y Soluciones Digitales, integrando las gerencias de Comunicaciones Corporativas, Relaciones Institucionales, Asuntos Regulatorios y Soluciones Digitales. Su propósito es agilizar la toma de decisiones en un mercado altamente competitivo y fortalecer una gestión óptima de nuestros stakeholders.



Avances estratégicos



Hemos seguido avanzando con determinación en las metas definidas en nuestro Plan Estratégico Balance 2023-2027, fortaleciendo nuestra posición y capacidad de generación en el corto plazo, mientras avanzamos en la transformación de nuestro portafolio, reemplazando activos a gas y renovables, para entregar energías más limpias, seguras y flexibles, y contribuyendo así a una transición energética sostenible.

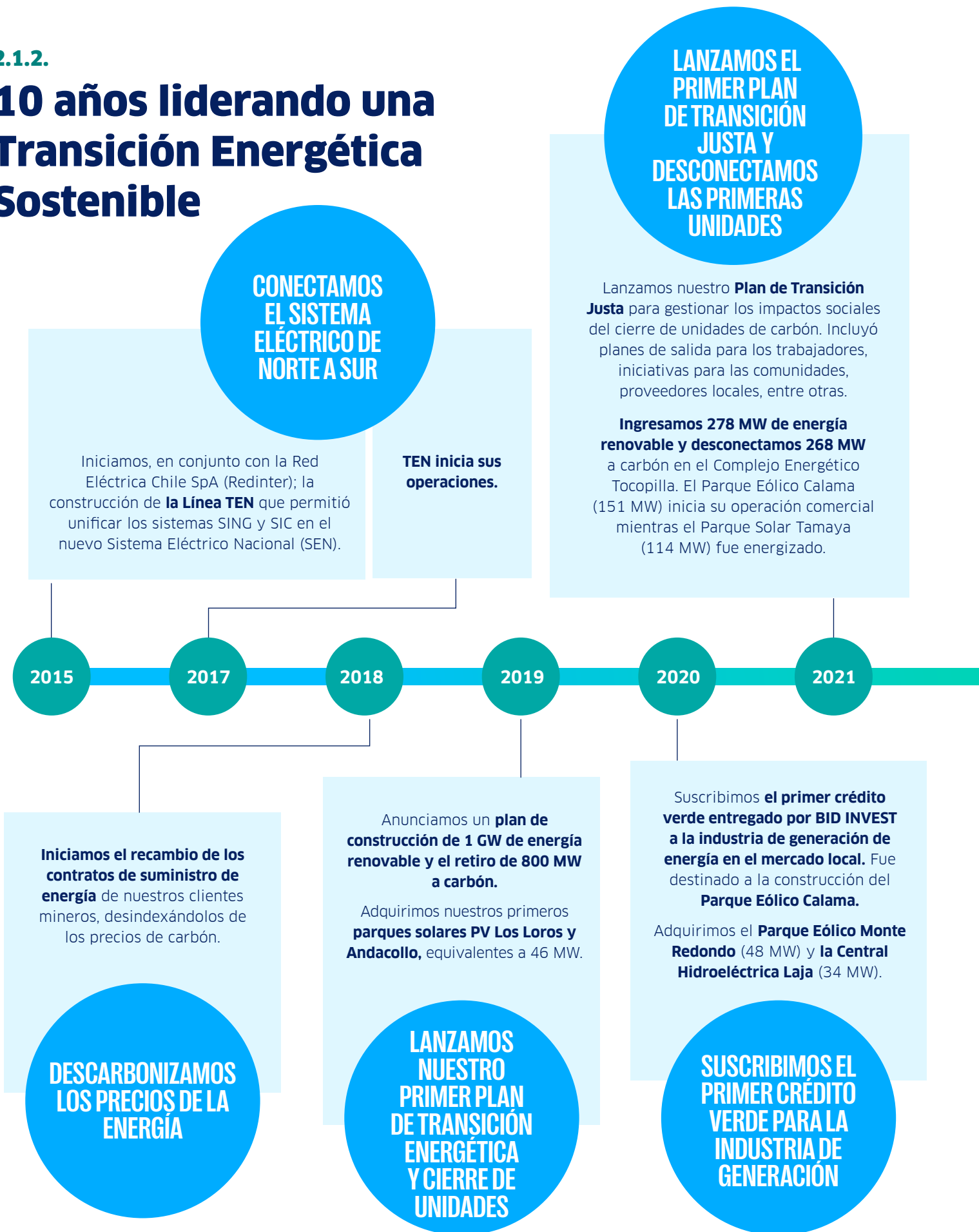
Al mismo tiempo, hemos profundizado la relación con nuestros grupos de interés y fortalecido nuestra gestión reputacional con la creación de la Gerencia de Asuntos Corporativos y Soluciones Digitales, que refleja el rol estratégico de estos ámbitos. Esto se complementa con la implementación de herramientas digitales que integran procesos, aumentan la eficiencia y generan ahorros para la Compañía.

Con mirada al 2030, construimos un plan de largo plazo con la participación de nuestros colaboradores y la aprobación del Grupo ENGIE, el cual presentaremos durante 2026. ”

Diane de Galbert
Gerente de Asuntos Corporativos
y Soluciones Digitales

2.1.2.

10 años liderando una Transición Energética Sostenible



PRESENTAMOS NUESTRO PRIMER SISTEMA BESS A GRAN ESCALA

Ingresamos 371 MW renovables al sistema y desconectamos 268 MW a carbón. Inician su operación comercial dos parques solares PV Coya de 181 MWac y PV Capricornio (88 MWac). Adquirimos el Parque Eólico San Pedro en Chiloé (101 MW).

INICIAMOS INÉDITA RECONVERSIÓN DE LOS SITIOS DESCARBONIZADOS

Iniciamos la construcción del condensador síncrono y de BESS Tocopilla en el Complejo Energético Tocopilla. También, comenzamos las obras de BESS Tamaya, emplazado en el Parque Solar Tamaya, donde antes operaba nuestra central a diésel.

Ingresamos 468 MW de energía renovable y desconectamos 334 MW a carbón del Complejo Energético Mejillones.

Comienzan la operación comercial del Parque Eólico Kallpa (344 MW) y los sistemas BESS Tamaya y de BESS Capricornio.

1,1 GW desconectados o en proceso de reconversión.

2022

2023

2024

2025

2026
2027

2045

META
NETO CERO
EMISIONES

Ingresamos 141 MW de energía renovable y desmantelamos 171 MW correspondientes a las primeras unidades desconectadas en el Complejo Energético Tocopilla. Nuestro primer sistema de almacenamiento, BESS Coya, inicia su operación comercial.

Lanzamos nuestro **Plan Estratégico Balance** (2023-2027) para acelerar nuestra transición energética.

Ingresaremos 1,2 GW de energía renovable, alcanzando una capacidad instalada estimada de 3,6 GW en 2027.

Iniciaremos el proceso de desconexión de las últimas unidades a carbón, una vez que la autoridad lo autorice.

**ANUNCIAMOS LA
RECONVERSIÓN
DE IEM DE
CARBÓN A GAS,
LA PRIMERA DEL
PAÍS**

**SALDREMOS
DEFINITIVAMENTE
DEL CARBÓN**

ENGIE

2.2 Digitalización

La implementación de iniciativas digitales contribuyó directamente a los objetivos de eficiencia, competitividad y sostenibilidad de la Compañía en 2025. En particular, se generaron ahorros por US\$ 1,5 millones, derivados principalmente de mejoras en la gestión de contratos y en la administración del portafolio de proyectos digitales. Asimismo, se alcanzaron eficiencias operativas equivalentes a 5.200 horas persona como resultado de la incorporación de soluciones de inteligencia artificial generativa, la automatización de procesos críticos y la implementación de automatización robótica de procesos (RPA).

Estos avances permiten optimizar la operación y mantenimiento de los activos, mejorar la planificación y flexibilidad del sistema, y reducir costos y emisiones asociadas a los procesos internos, contribuyendo de manera concreta al objetivo estratégico de liderar una transición energética segura, eficiente y baja en carbono.

2.2.1. AVANCES PILARES ESTRATÉGICOS 2025

En 2025 los avances más significativos en cada uno de los pilares de nuestra estrategia digital, fueron los siguientes:

I. Digital & DATA. Avanzamos en la ejecución de nuestro portafolio digital, que estuvo focalizado en el mantenimiento predictivo, mejora de la predicción y análisis de escenarios futuros, y el fortalecimiento de la base de datos corporativa. La cartera de proyectos digitales por unidad de negocio (GBUs) contó con un seguimiento bimensual a través de los Comités Directivos Digitales, lo que permitió asegurar la alineación estratégica y una ejecución impecable.

También avanzamos en el Plan de Master Data Management (MDM) 2025-2026. Logramos identificar las fuentes críticas de datos de las distintas áreas, con foco prioritario en Recursos Humanos donde se cumplió en un 100% el objetivo, lo que permitió sentar las bases para una gestión de información integrada y confiable.

II. Confiabilidad y Seguridad TI. Nos enfocamos en la gestión integral de riesgos TI y Cyber, alineada con el modelo corporativo de Enterprise Risk Management (ERM). Esto hizo posible alcanzar una disponibilidad operacional del 97,97%. Adicionalmente, avanzamos en la evaluación y definición de planes de acción para los ocho principales riesgos tecnológicos: interrupción por ransomware, filtración de datos personales, fraude, riesgo regulatorio, cadena de suministro, espionaje y ciber sabotaje. Asimismo, se reforzó el cumplimiento de los estándares de TI y del marco OT/ICS en todos los sitios operativos sensibles y en las tres etapas claves de los nuevos proyectos: construcción, operación y mantenimiento.

En materia de seguridad de la información, obtuvimos la certificación ISO 27001 en 10 sitios representativos, y se ejecutaron los Planes de Recuperación ante Desastres (DRP) para sistemas críticos como Facturación, SCADA TX y Perimeter Security. Después del apagón de febrero, para fortalecer la disponibilidad de los sitios operacionales, se implementó un plan de internet satelital (Starlink) en el 84% de los sitios operativos (38 de 45).

III. TI como habilitador de la Industrialización. Adoptamos las herramientas globales del Grupo ENGIE, que ha permitido la estandarización y simplificación de procesos a nivel transversal y en nuestras unidades de generación renovable.



CULTURA DIGITAL

El equipo Soluciones Digitales cumple su segundo año ejecutando el modelo de atención de Business Relationship Management, con lo cual cada Business Partner, TI BP, es el puente estratégico entre la estrategia digital y la estrategia de negocio con un fuerte foco en la generación de valor a través de iniciativas del ámbito Digital/Data.



**DURANTE 2025, NO SUFRIMOS
ATAQUES, DAÑOS O PÉRDIDA
DE DATOS.**

2.2.2 CIBERSEGURIDAD

En materia de ciberseguridad, nuestra gestión se rige por los lineamientos de la Política de Ciberseguridad del Grupo ENGIE. Dichas políticas contemplan, entre otros aspectos, un modelo de gobernanza estructurado a través de un Comité de Ciberseguridad que está integrado por el Oficial Jefe de Información y Seguridad (CISO), por Puntos Únicos de Contacto de Ciberseguridad (asesores) para cada unidad de negocio, Site Manager (gestores de sitios) y Project Manager.

Entre sus funciones supervisa el avance de la implementación de los controles del Framework ICS (Industrial Control Systems) como parte de la gestión de riesgos.

En 2025, incorporamos la norma ISO/IEC 27001, estándar internacional para los Sistemas de Gestión de Seguridad de la Información, como parte de la gobernanza de nuestro Sistema de Gestión Integrado +Simple. Asimismo, esta temática fue integrada formalmente en el ámbito del Comité de Ciberseguridad.

COMITÉ DE CIBERSEGURIDAD



Durante este ejercicio reforzamos el equipo de ciberseguridad con la incorporación de un especialista en ciberseguridad enfocado en tecnología operacional, la protección de sistemas industriales y de control.

También actualizamos los requerimientos de ciberseguridad para nuestros proveedores de acuerdo a los lineamientos del programa SAP Security Assurance del Grupo ENGIE.

II. Capacitaciones.

En 2025 se realizaron 11 campañas de concientización de Phishing durante el año y tuvimos un 100% de cumplimiento de participación en los cursos mandatorios en ciberseguridad que son requeridos por el Grupo para todos sus colaboradores, y un curso específico para manager.

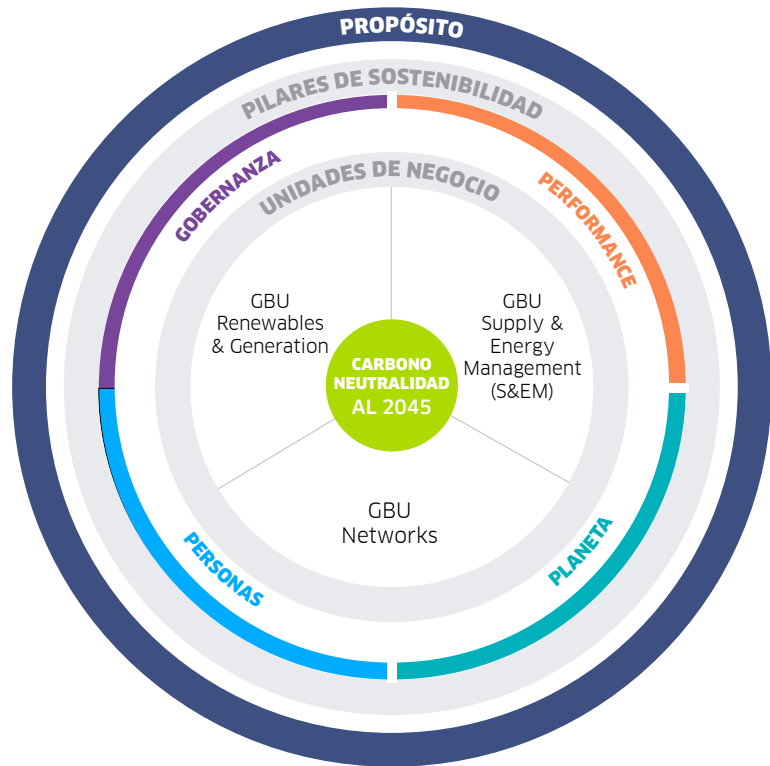
2.3 Sostenibilidad en la estrategia

(NCG 461/519: 3.1.ii)

La sostenibilidad es el núcleo de nuestra estrategia corporativa, la que se articula en cuatro pilares que recogen nuestros impactos más significativos en los ámbitos ambiental, social, económico y de gobernanza.

Integramos los lineamientos de sostenibilidad en la estrategia corporativa, con el fin de orientar y guiar las políticas y el cumplimiento en materias ESG. Esto se realiza con especial énfasis en las nuevas inversiones, así como en el diseño e implementación de una estrategia de sostenibilidad que refleje las prioridades y desafíos locales.

Nuestros temas materiales se alinean con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) y se gestionan mediante planes de acción con metas e indicadores específicos. Los resultados de este desempeño se difunden a través de nuestra memoria integrada, sitio web y canales institucionales.



2.3.1 NUESTRO ENFOQUE

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

NUESTROS 4 PILARES



PLANETA

Comprende todas las iniciativas que realizamos para lograr ser una empresa Neto Cero Emisiones al 2045 y la gestión de nuestros impactos al medio ambiente a lo largo de la vida de nuestros proyectos, incluyendo en este desafío a nuestros proveedores.



PERSONAS

Considera todo nuestro quehacer en seguridad laboral y calidad de vida, diversidad, inclusión y resguardo de los Derechos Humanos y el diálogo social, en nuestra organización, cadena de suministro y comunidades.



PERFORMANCE

Abarca una conducción responsable del negocio, alineada con los objetivos ambientales y sociales de la Compañía y orientada a la creación de valor sostenible.



GOBERNANZA

Aborda las iniciativas que impulsamos para dotar a nuestra Compañía de una cultura organizacional que basa su actuación en altos estándares éticos y de cumplimiento normativo.



I. Sostenibilidad en el Balanced Scorecard

Contamos con lineamientos claros para cumplir con las metas que nos propusimos para combatir el cambio climático, erradicar las fatalidades y accidentes graves y brindar más oportunidades a las mujeres en el mercado laboral, entre otros compromisos que son monitoreados desde nuestro Balanced Scorecard.

II. Criterios ESG en la toma de decisiones

Nuestros criterios de sostenibilidad están presentes en toda la operación de la Compañía y a lo largo de desarrollo de los proyectos:

- **Evaluación de riesgos sociales y ambientales antes del inicio de cada proyecto y hasta la reconversión o desmantelamiento.** Contamos con mecanismos de diálogo y consulta con las

partes interesadas, y la implementación de medidas preventivas y correctivas.

- **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.
- **Contratación de mujeres.** Tenemos un compromiso y metas asociadas para aumentar la contratación de mujeres, especialmente en cargos de jefatura, donde el Grupo ENGIE tiene como objetivo alcanzar un 40% de participación femenina al 2030.



Integración estratégica del ESG en el ciclo de proyectos

“

Con el propósito de fortalecer la creación de valor sostenible y la gestión integral de riesgos, el ESG Screening se incorpora como un componente obligatorio en la documentación de cada proyecto a lo largo de su ciclo de vida. Esta herramienta permite identificar riesgos y oportunidades ambientales, sociales y de gobernanza desde etapas tempranas, asegurando su actualización a medida que evoluciona cada proyecto. Su validación por parte del área ESG garantiza consistencia metodológica y una integración efectiva en la toma de decisiones.

En adelante, todo nuevo proyecto deberá incorporar esta evaluación en coordinación con el equipo ESG. Asimismo, hemos extendido su aplicación a proyectos en curso que no contaban con una revisión estructurada en estas materias, consolidando un enfoque transversal, alineado con los objetivos estratégicos de la Compañía y orientado a la generación de valor sostenible en el largo plazo. ”

Melanie Wilneder
Country Chief Sustainability
Officer & Head of ESG

III. Avances 2025

a. ESG Screening

Durante el ejercicio 2025, fortalecimos la integración de los criterios ESG en el diseño y construcción de nuestros proyectos mediante la implementación de la herramienta del ESG Screening, que reemplazó a la anterior ESG Matrix.

La nueva metodología permite una mayor visibilidad, trazabilidad y seguimiento de los aspectos sociales, ambientales y de gobernanza a lo largo de todo el ciclo de vida de los proyectos. Contempla la identificación y evaluación de riesgos, la definición de medidas de mitigación, el análisis de riesgos residuales y la detección de oportunidades en los siguientes ámbitos:

- Mitigación y adaptación al cambio climático.
- Uso de agua dulce
- Prevención de la contaminación.
- Gestión de residuos y circularidad.
- Relacionamiento con grupos de interés.
- Compras sostenibles.
- Transición justa.
- Gestión de controversias.

b. Sensibilización

Adicionalmente, en este periodo desarrollamos instancias de sensibilización y fortalecimiento de capacidades, tanto a nivel interno como externo, con el objetivo de consolidar una cultura organizacional alineada con los principios de sostenibilidad.

En ambos ámbitos, interno y externo, se llevaron a cabo los Murales del Clima y

Murales de Biodiversidad: espacios de reflexión y análisis participativos sobre los desafíos del cambio climático y la relevancia del cuidado de la biodiversidad. Estas actividades forman parte de los requisitos del proceso de recertificación SET Label, que alcanzamos por tercer año consecutivo

Además, a nivel interno, se fortaleció la importancia de la apropiación de los temas ESG y su coherencia con nuestra estrategia de negocio a través de encuentros bimensuales denominados ESG Brunch. Realizamos cinco sesiones en 2025, cada una con un enfoque temático específico, abordado por expertos, internos y externos, en materias como riesgo climático, tendencias ESG a nivel local y global, naturaleza y biodiversidad, y la colaboración con proveedores como eje estratégico para la sostenibilidad.

SISTEMA INTEGRADO +SIMPLE

La empresa fortalece y articula a través de su Sistema Integrado de Gestión (SGI) +Simple, sus compromisos con la Calidad, el Medio Ambiente, la Seguridad y Salud en el Trabajo, la Ética y la Transparencia, la Diversidad, Equidad e Inclusión, la Gestión de Activos, la Eficiencia Energética y la Seguridad de la Información.

Estos compromisos se materializan y formalizan mediante la adhesión y certificación voluntaria de estándares internacionales tales como ISO 9001 (Gestión de Calidad), ISO 14001 (Gestión Ambiental), ISO 45001 (Seguridad y Salud en el Trabajo), ISO 55001 (Gestión de Activos), ISO 50001 (Eficiencia Energética) y la ISO 27001 (Seguridad de la Información).

A través de los canales internos de comunicación, la Compañía sensibiliza a la organización sobre los hitos, beneficios y alcance del SGI+Simple. En 2025, se puso especial foco en la difusión del roadmap de auditorías de cada sistema de gestión, los resultados obtenidos, la gestión documental de procesos y el reforzamiento de los principios de la Política SGI+Simple.

Los administradores de cada sistema de gestión desarrollaron instancias de capacitación, toma de conciencia y difusión técnica sobre los requisitos normativos del SGI+Simple, aportando conocimientos, experiencia y orientaciones prácticas para la correcta aplicación de los estándares en cada GBU y sitio de operación. Adicionalmente,

se fortalecieron las competencias internas mediante cursos impartidos por Organismos Técnicos de Capacitación.

Asimismo, esta temática se abordó en el proceso de onboarding estratégico, de manera de sensibilizar a los nuevos integrantes de la Compañía sobre la Política SGI+Simple, sus pilares, alcances y responsabilidades.

NORMAS	ACTIVIDADES 2025
ISO 9001:2015 Calidad	Auditoría externa de primer seguimiento realizada por Bureau Veritas, ampliando el alcance del certificado mediante la incorporación de las operaciones de almacenamiento de energía, lo que deriva en la reemisión del certificado trinorma del sistema de gestión.
ISO 14001:2015 Medio Ambiente	
ISO 45001:2018 Seguridad y Salud Ocupacional	
ISO 27001:2022 Seguridad de la Información	Auditoría de certificación realizada por AENOR, resultando en la emisión del primer certificado del Sistema de Gestión de Seguridad de la Información (SGSI) de EECL.
ISO 55001:2014 Gestión de Activos	Auditoría externa de primer seguimiento realizada por AENOR, asegurando la continuidad de la certificación del Sistema de Gestión de Activos.
ISO 50001:2018 Eficiencia Energética	Auditoría externa de primer seguimiento realizada por AENOR, respaldando la continuidad de la certificación del Sistema de Gestión de Energía (SGEn).

2.4 Inversiones sostenibles

(NCG 461/519: 4.1-4.3)

2.4.1 PLAN DE INVERSIÓN

Anunciamos un plan de inversiones por US\$ 1.400 millones para el período 2025-2027, orientado al fortalecimiento de nuestro portafolio de energías renovables y soluciones de almacenamiento, con la incorporación de 2,6 GW de capacidad, conformado por activos de generación renovable y sistemas de almacenamiento BESS. Al cierre del período, 1,4 GW se encuentran en operación y 1,2 GW en etapa de construcción, consolidando una matriz más flexible y resiliente.



ACELERANDO LAS INVERSIONES EN RENOVABLES Y BESS (*)

2,6 GW energía renovable + BESS: 1,4 GW (*) construido y 1,2 GW bajo construcción

	1,4 GW En producción						1,2 GW En construcción	
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025 (e)	2026-2027 (e)
MW en operaciones	46	82	278	371	141	468	116	1.094
 Eólicos		48 MW Monte redondo	163 MW Calama	96 MW San Pedro		344 MW Kallpa	→ 471 MW Pampa Fidelia Chequesnes	
 Solares PV	46 MWac Los Loros Andacollo		115 MWac Tamaya	275 MWac Coya Capricornio			→ 151 MWac Libélula	
 Agua		34 MW Laja						
 Baterías					141 MW Coya	124 MW Tamaya Capricornio	116 MW Tocopilla	472 MW Arica Lile Kallpa Los Loros Libélula
CAPEX (US\$ millones) y Adquisiciones	64	202	171	325	422	455	928	540-580
							US\$ 1.4 Bn En construcción	

(*) Incluye los 116 MW de BESS Tocopilla en 2025, de acuerdo con el criterio de reportar los proyectos en el año en que son energizados, y no cuando alcanzan la Operación Comercial (COD).



“

La transición energética no solo depende de infraestructura y regulación: también requiere credibilidad financiera.

Es en los mercados financieros donde se valida la capacidad de una empresa para ejecutar, con disciplina y una visión de largo plazo, un plan de descarbonización exigente. En 2025, ENGIE Chile recibió un claro respaldo a su estrategia, confirmando que nuestra transformación avanza con solidez y consistencia.

El dinamismo del sistema eléctrico chileno exige empresas capaces de atraer capital, gestionar riesgos y ejecutar proyectos con rigurosidad. Las operaciones realizadas en 2025 muestran que el mercado está dispuesto a respaldar iniciativas que combinan innovación, sostenibilidad y rigor financiero. Esa convergencia es esencial para habilitar el almacenamiento de energía, sostener la expansión renovable y avanzar hacia un modelo eléctrico más estable y competitivo.”

Vincent Sorel
Gerente de Finanzas, ESG & Procurement

2.4.2 FINANCIAMIENTO VERDE

Durante los últimos cinco años hemos priorizado el uso de instrumentos de financiamiento sostenible, tales como bonos verdes y créditos verdes, que incorporan criterios sociales, ambientales y de gobernanza (ESG) en su estructura y seguimiento.

En esta línea, concretamos dos hitos relevantes en materia de financiamiento sostenible. En septiembre, realizamos nuestra primera emisión de bonos verdes en el mercado local por UF 3.000.000 y en octubre, suscribimos un crédito verde por US\$ 400 millones. Ambas operaciones están orientadas a financiar la expansión de la cartera de proyectos renovables.

SOLVENCIA FINANCIERA

Un importante reconocimiento logró nuestra Compañía en 2025 en sus clasificaciones de riesgos. Se destacan las calificaciones “AA-” (Estable) por Feller Rate y “BBB” (Estable) por Standard&Poor’s Fitch Ratings (nacional en Chile) incluso subió su calificación a AA(cl) en diciembre de 2025.

La emisión de bonos -la primera efectuada por una empresa generadora en el mercado chileno- es a 20 años, el mayor plazo alcanzado en la historia de nuestra Compañía. Logramos una tasa cupón de 3,6% anual y una tasa de colocación de 3,57% anual, reflejando la confianza del mercado en nuestro perfil financiero y estrategia de sostenibilidad. El diferencial obtenido, de 1,02% respecto del bono de referencia del Banco Central de Chile, constituye el nivel más bajo registrado para un emisor AA- a ese plazo en los últimos cinco años.

Por su parte, el crédito verde tipo A/B fue estructurado por el Banco de Desarrollo de América Latina y el Caribe (CAF). Se divide en dos tramos: US\$ 250 millones con vencimiento en 2032 y US\$ 150 millones con vencimiento en 2029. Este último contó con la participación de BBVA (New York Branch), Crédit Agricole Corporate and Investment Bank (CACIB) y Sumitomo Mitsui Banking Corporation (SMBC), entidad que además actuó como coordinador del Financiamiento Verde.

Con esta operación, los recursos obtenidos a través de créditos verdes superan los US\$ 1.845 millones en los últimos cinco años, fortaleciendo la posición financiera de la Compañía y su capacidad de ejecución de proyectos sostenibles.

CRÉDITOS VERDES			
Año	Institución	En US\$ millones	Destino
2025	CAF (BBVA, CACIB, SMBC, Otros)	400	Expansión activos renovables
2023	IFC	350	Expansión activos renovables
	DEG	50	
2022	Scotiabank	250	Expansión activos renovables
	• Santander/Rabobank • Banco Estado • Societe Generale • INTESA SANPAOLO	170	Adquisición Parque Eólico San Pedro
2020	IBD/INVEST	125	Construcción Parque Eólico Calama
	BCI	50	Expansión activos renovables

BONOS VERDES

CAPEX (EN US\$ MILLONES)

Categoría de proyectos elegibles	Subcategorías	Proyectos	Bono 144A en USA			Bono Suizo			Bono local			Total asignado
			Hasta 2025	Por asignar	Total	Hasta 2025	Por asignar	Total	Hasta 2025	Por asignar	Total	Hasta 2025
Producción de energía renovable y almacenamiento de energía (BESS)	BESS	BESS Capricornio	51,8	-	51,8	18,4	-	18,4	-	-	-	70,2
	PV + BESS	Parque Solar PV y BESS Libélula	-	-	-	206,6	-	206,6	-	-	-	206,6
	Wind	Kallpa	307,0	-	307	-	-	-	-	-	-	307,0
	BESS	BESS Tamaya	115,8	-	115,8	-	-	-	-	-	-	115,8
	Wind	Pampa Fidelia	25,4	-	25,4	-	-	-	125,8	-	125,8	151,2
Total			500,0	-	500,0	225,0	-	225,0	125,8	-	125,8	850,8

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

TAXONOMÍA VERDE UE

La Taxonomía de la Unión Europea es el estándar que define qué actividades son ambientalmente sostenibles y obliga a reportar, con criterios comunes y verificables, la proporción de ingresos, CAPEX y OPEX asociada a dichas actividades. Este marco, parte del Plan de Acción de Finanzas Sostenibles y alineado al Pacto Verde Europeo, busca dirigir capital hacia la transición con transparencia.

En nuestra gestión, priorizamos actividades que contribuyen a la mitigación

y adaptación climática, cumpliendo criterios técnicos, DNSH y salvaguardas sociales. En particular, la generación renovable y el almacenamiento eléctrico (BESS) son palancas clave para acelerar la descarbonización y fortalecer la resiliencia del sistema energético; sus flujos de ingresos, inversiones y gastos operativos se reflejan en los KPI de Taxonomía conforme a la normativa vigente.

En 2025, nuestros valores fueron los siguientes:

INGRESOS		CAPEX		OPEX	
Tasa de Elegibilidad	Tasa de Alineación	Tasa de Elegibilidad	Tasa de Alineación	Tasa de Elegibilidad	Tasa de Alineación
Renewables & Generation					
58%	26%	99%	92%	57%	24%
Networks					
38%	1%	96%	0%	100%	4%
Supply & Energy Management					
0%	0%	0%	0%	0%	0%
Total					
56%	24%	99%	85%	60%	23%

Tasa de Elegibilidad: Proporción de actividades de la empresa que están cubiertas por la Taxonomía Europea.

Tasa de Alineación: Proporción de actividades elegibles que cumplen plenamente los criterios técnicos y sociales de la Taxonomía Europea.

RELACIÓN CON LOS INVERSIONISTAS

(NCG 461/519: 3.7.ii.iv)

Contamos con un área de Relación con Inversionistas, que tiene a su cargo mantener informados a los accionistas e inversionistas sobre nuestro desempeño. Su labor se realiza sobre una planificación anual de actividades (Plan IR) para mantener un contacto permanente con inversionistas y accionistas minoritarios. Además tenemos un sitio dedicado en nuestra página web donde se puede encontrar toda la información requerida. Al mismo tiempo, recogemos opiniones y sugerencias a través de diversas instancias que mantenemos con los inversionistas y analistas financieros para mantener una mejora continua de nuestros procesos.

Complementamos esta información realizando un benchmarking con el material que entrega el área de IR del Grupo ENGIE.

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.

03

PERFORMANCE

41 3.1 Industria en la que operamos

43 3.2 Marco regulatorio

47 3.3 Gestión del negocio

48 3.4 Generación y almacenamiento

52 3.5 Transmisión

58 3.6 Clientes

60 3.7 Grupos de interés

3.1 Industria en la que operamos

(NCG 461/519: 6.1.i)

Participamos en el sector de energía en los mercados de generación de energía, transmisión y almacenamiento de energía eléctrica, así como también en transporte de gas natural.

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.

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.

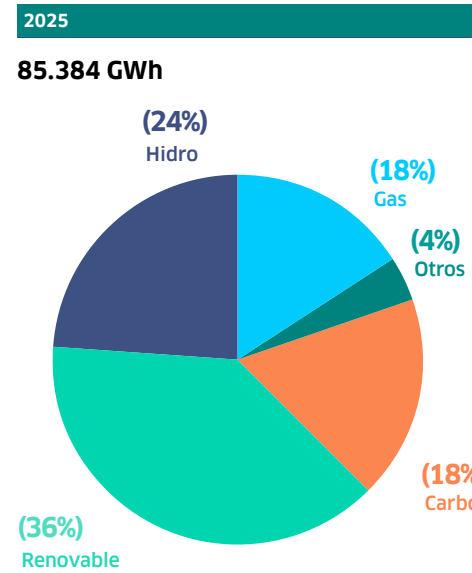
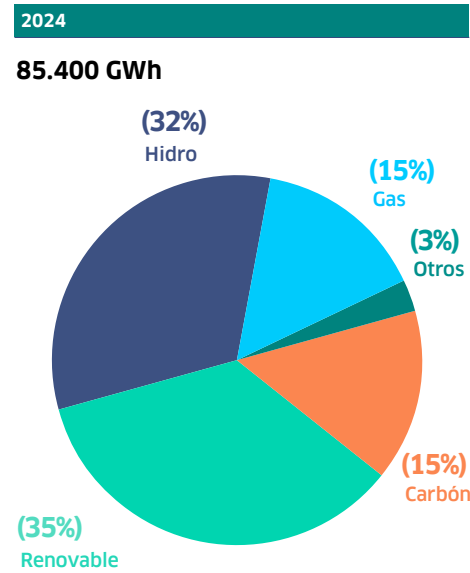
c) Mercado spot o de corto plazo: corresponde a las transacciones de energía y potencia entre compañías generadoras, que resulta de la coordinación realizada por el CEN para lograr la operación económica del sistema. Los excesos (déficit) de su producción respecto de sus compromisos comerciales son transferidos 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.

3.1.1 PRINCIPALES COMPETIDORES

(NCG 461/519: 6.2.ii)

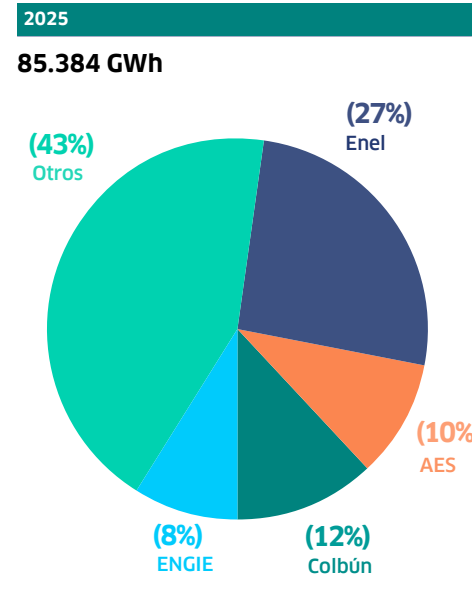
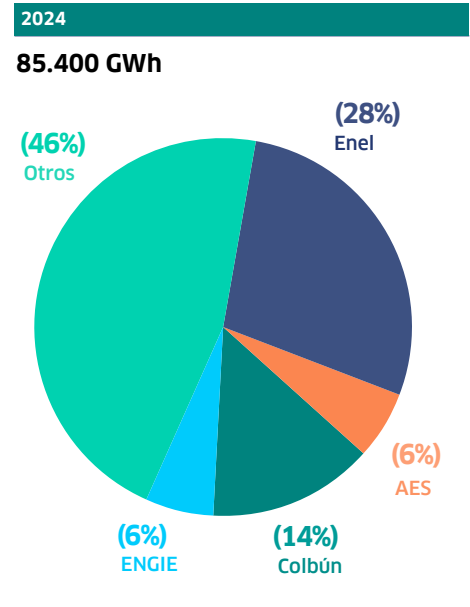
- Todas aquellas empresas generadoras de electricidad, que operan bajo un esquema de libre competencia y pueden participar del mercado spot (mayorista) y/o del mercado de contratos de suministro para abastecer a clientes libres o empresas distribuidoras. En este segmento, los actores más relevantes son: ENEL, COLBÚN, AES GENER, ENGIE Energía Chile.
- Todas aquellas 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 transmisión que operan en tensión nominal superior a 23 kV. En este sector el principal actor es la empresa Transelec.
- Todas aquellas 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 zonas de concesión a un voltaje inferior o igual a 23 kV. Nuestra Compañía no participa en este segmento.
- Todas aquellas 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.

GENERACIÓN POR FUENTE SEN



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

GENERACIÓN POR EMPRESA



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

3.2 Marco regulatorio

(NCG 461/519: 6.1.iii.iv)

3.2.1 REGULACIÓN

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, Fomento y Turismo (MINECON), 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.

I. Regulación energías renovables

En abril de 2008 se promulgó la Ley N° 20.257 y fue modificada con la Ley N° 20.698 que se promulgó en octubre de 2013. Ambas incentivan el uso de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC).

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 aporta holgura a la operación, dando distintas opciones desde donde obtener el suministro de energía.

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 N° 20.936 (modificación a la Ley General de Servicios Eléctricos), la cual definió la estructura actual del sistema (Transmisión Nacional, Zonal, Dedicado y Polos de Desarrollo) y las condiciones bajo las cuales se define la expansión del sistema de transmisión.

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

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).

IV. Entidades reguladoras

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 con la Ley Eléctrica, las compañías generadoras que participan en el 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 y 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.

3.2.2 AGENDA REGULATORIA 2025

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 su materialización implica efectos tangibles sobre nuestras operaciones, resultados y evolución de nuestros negocios.

1. 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 existente para 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 el Senado.

2. Fijación de Precios de Nudo Promedio

La autoridad sectorial fija semestralmente el "Precio de Nudo Promedio" para establecer la tarifa que las distribuidoras cobran a los clientes por el concepto de generación. Al

respecto, la Comisión Nacional de Energía (CNE) emitió la Resolución Exenta N° 633, de fecha 14 de octubre de 2025, mediante la cual aprueba el Informe Técnico Preliminar (ITP) para la fijación del Precio de Nudo Promedio correspondiente al primer semestre de 2026. Entre otros, este ITP contempló correcciones o enmiendas, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 17° de la Resolución Exenta N° 379, a la valorización de las Diferencias de Facturación, específicamente a propósito de un error metodológico que la autoridad realizó para la consideración del efecto inflacionario, al aplicar la variación del IPC y, conjuntamente, el empleo de la tasa de interés corriente para operaciones no reajustables en moneda nacional, a partir del Decreto Supremo N° 7T (2024) y en las sucesivas fijaciones de Precio de Nudo Promedio a que hace referencia el Art. 158 de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE).

El ITP estuvo disponible para recibir observaciones hasta el 24 de octubre. Posteriormente, de acuerdo a la normativa vigente, mediante Resolución Exenta CNE N° 715, de 14 de noviembre de 2025, la CNE emitió el Informe Técnico Definitivo (ITD) de la respectiva fijación de Precios de Nudo Promedio. En particular, esta nueva versión definió los montos por "correcciones o enmiendas" antes descritos: CLP 23.991.033.808 para E-CL y CLP 158.250.396 para Monte Redondo. A su vez, el ITD estableció que, en relación al concepto "Diferencias de Facturación", que consolida dichas correcciones o enmiendas con otros montos, su restitución por parte de los Suministradores debiese efectuarse en seis cuotas mensuales iguales durante el período tarifario de la presente fijación (primer semestre 2026).

3. Modificaciones reglamentarias para la implementación 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 N° 21.721 de Transición Energética. Esta normativa introdujo cambios relevantes en el sector eléctrico, especialmente en el segmento transmisión, entre los que destacan la reasignación de la responsabilidad de licitar las obras de ampliación a los propietarios, la incorporación de un mecanismo acotado para revisar

el valor de inversión adjudicado en obras cuyos contratos terminen anticipadamente, y la creación de un procedimiento especial para decretar obras urgentes y necesarias fuera del proceso anual de planificación de la transmisión, con una tramitación más expedita. Asimismo, se flexibilizó la planificación de la expansión del sistema zonal, permitiendo la inclusión de obras por requerimientos de clientes libres, PMGD y sistemas de almacenamiento en distribución.

Con la entrada en vigencia de la Ley a comienzos de enero de 2025, fue necesario habilitar operativamente los nuevos mecanismos. Para ello, la Comisión Nacional de Energía emitió durante el primer semestre un conjunto de resoluciones reglamentarias transitorias destinadas a asegurar reglas claras mientras se desarrollaba el marco permanente. Estas resoluciones abordaron cuatro materias principales: Licitación de obras de ampliación por parte de sus propietarios, según lo dispuesto en el nuevo artículo 95° de la LGSE, Mecanismo de revisión del Valor de Inversión adjudicado, según lo dispuesto en el nuevo artículo 99° de la LGSE, Mecanismo de revisión del Valor de Inversión VI adjudicado, según lo dispuesto en el artículo segundo transitorio de la Ley N° 21.721 de 2024 y Mecanismo de Ejecución de Obras necesarias y urgentes, de conformidad al artículo 91° bis de la Ley N° 21.721 de 2024.

Posteriormente, a partir de abril de 2025, el Ministerio de Energía inició el trabajo reglamentario para la dictación de la normativa permanente, que reemplazará a la transitoria, mediante la conformación de la mesa denominada "Modificaciones reglamentarias para la implementación de la Ley 21.721". En estas instancias se revisaron los cambios estructurales que debían incorporarse en los dos principales reglamentos del segmento: Calificación, Valorización, Tarifación y Remuneración de las Instalaciones de Transmisión (DS N° 10) y Sistemas de transmisión y de la Planificación de la Transmisión (DS N° 37) para reflejar de manera estable los nuevos principios y mecanismos de la Ley. Se abordaron definiciones permanentes sobre la integración de sistemas de almacenamiento, los nuevos criterios de planificación de la transmisión zonal, la regulación detallada del mecanismo de obras urgentes del artículo 91 bis, los ajustes al proceso

de licitación de obras de ampliación y los procedimientos asociados a la revisión del valor de inversión en obras adjudicadas. El proceso participativo culminó con el desarrollo de la consulta pública realizada entre el 9 de septiembre y el 13 de octubre de 2025, instancia en la que se recibieron observaciones del sector.

4. Plan de Expansión Sistema de Transmisión

El 01 de octubre de 2025 fue publicado el Plan de Expansión 2024, el cual consideró 51 obras, con una inversión referencial de US\$ 962 millones. Por su parte, el proceso de planificación del sistema de transmisión que conllevará la publicación del Plan de Expansión correspondiente al año 2025 ya se encuentra en curso.

5. Proceso de valorización interperíodo para la Transmisión

Con fecha 22 de marzo de 2025, la CNE emitió el Informe Técnico Definitivo de valorización interperíodo que considera aquellas Instalaciones no Valorizadas que entraron en operación hasta 2023, no consideradas en el Decreto N° 7T/2022. Posteriormente, el 17 de julio, publicó en el Diario Oficial el Decreto 13T que fija los valores de inversión, anualidades, costos de operación y fórmulas de indexación para las instalaciones de transmisión valorizadas bajo el Art. 52 del Reglamento, siendo este el hito de implementación normativa final de este proceso, implicando un aumento del VATT para ENGIE de aproximadamente US\$ 2,9 millones..

De forma paralela al primer proceso de valorización interperíodo descrito anteriormente, se inició un segundo proceso de valorización interperíodo, que comenzó el 6 de diciembre de 2024, mediante la aprobación del Informe Técnico Preliminar. En esta etapa, la CNE identificó las instalaciones sujetas a valorización, clasificándolas en tres grupos: el primero considera las obras comprendidas en las letras a), b), c) y d) del Art. 52, que incluyen obras autorizadas excepcionalmente por la CNE, ampliaciones, adecuaciones, modificaciones, refuerzos, obras menores declaradas pertinentes e

instalaciones dedicadas intervenidas por obras de expansión. Un segundo grupo considera las instalaciones que se encontraban en operación hasta el 31 de diciembre de 2017 y que no fueron valorizadas en procesos anteriores por falta de información en la Plataforma de Activos. Por su parte, el tercer grupo contempla cualquier otra instalación que no hubiese sido valorizada previamente y que cuente con información suficiente para su evaluación, aplicando la facultad establecida en el inciso segundo del mismo artículo. Con esta base, el Informe Técnico Preliminar consolidó la información cargada por las empresas y abrió el periodo de observaciones.

En este periodo las empresas solicitaron ajustes, incluyendo la postergación de la descarga final de la Base de Activos y la incorporación de instalaciones que no habían sido consideradas inicialmente. Con esa actualización, la CNE elaboró y publicó el 17 de julio de 2025 el Informe Técnico Definitivo, incorporando las correcciones metodológicas y ajustes derivados de las observaciones, y estableciendo el inventario final de instalaciones valorizadas para el periodo. El proceso sigue en curso y su último hito ocurrió el 17 de septiembre de 2025, cuando la Comisión resolvió un recurso de reposición presentado por un tercero, confirmando los criterios aplicados respecto de la identificación, pertinencia y valorización de las instalaciones consideradas.

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

Durante 2025 se desarrollaron los primeros avances técnicos de los estudios de valorización, tanto para el Sistema de Transmisión Zonal y Dedicado como para el Sistema de Transmisión Nacional. En el caso del segmento zonal y dedicado, el consultor presentó la primera versión del Informe de Avance N°1 en enero de 2025, donde se documentó la depuración y clasificación inicial de activos, la revisión de inconsistencias y los criterios que se utilizarán para determinar el Valor de Inversión y los costos de operación y mantenimiento.

Durante el año se efectuaron ajustes contractuales, formalizándose la cesión del contrato de SIGLA S.A. al consorcio Asinelsa-Optimiza. En cuanto al Estudio Nacional, tras la formalización del contrato con el Consorcio Getrand-Cota en marzo, se presentó en abril la primera versión del Informe de Avance N°1, orientado a la verificación de activos, la identificación de obras nuevas y la definición inicial de los criterios de valorización. Al cierre de 2025, ambos estudios se encuentran en ejecución activa.

7. Licitación de suministro para clientes regulados

Durante 2025 continuó el desarrollo de los procesos de licitación destinados a asegurar el suministro eléctrico para los clientes regulados. La Licitación Pública Nacional e Internacional 2025/01 recibió seis oferentes y un total de 708 propuestas, equivalentes a 3,9 veces la energía requerida. Tras la evaluación económica, la CNE adjudicó el 11 de diciembre de 2025 el 100% del suministro a Enel Generación Chile S.A., con un precio de US\$65,50/MWh, indexado 70% a Henry Hub y 30% al CPI. El proceso licitó 3.360 GWh/año para abastecer a clientes regulados desde entre 2027 y 2030.

En paralelo, se desarrolló la Licitación 2025/02, un proceso excepcional de corto plazo, destinado a cubrir déficits para el año 2026 derivados del riesgo de incumplimiento de contratos adjudicados en licitaciones anteriores y de la terminación anticipada de suministros comprometidos. El proceso consideró un Precio de Reserva de US\$129,11/MWh y se presentaron 72 ofertas de siete empresas, con precios entre US\$90 y US\$125/MWh, destinadas a abastecer los 1.470 GWh/año requeridos para 2026, los que fueron finalmente adjudicados a Enel Generación Chile S.A., con un precio de US\$98,70/MWh.

De acuerdo con el Informe Final de Licitaciones 2025, publicado en octubre por la CNE, las necesidades de suministro continúan siendo objeto de seguimiento debido a la evolución de la demanda regulada, los traspasos de clientes entre regímenes y la disponibilidad efectiva de proyectos ad-

judicados en años anteriores. El informe confirma la necesidad de prever nuevos llamados a licitación con el fin de cubrir las necesidades de suministro requeridas a partir de 2031, para asegurar que las distribuidoras dispongan oportunamente de contratos que cubran sus consumos al menor costo posible para el cliente final.

8. Proyecto Definitivo Norma de Emisión de Ruido para Fuentes Fijas, DS 38/11 del MMA

El objetivo de revisión del D.S. N° 38/11 del Ministerio de Medio Ambiente es actualizar la norma vigente tal 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 define el límite en zona rural, entre otros.

El Proyecto Definitivo ingresó a trámite de Toma de Razón por la Contraloría General de la República durante el mes de enero 2025 y fue Tomado de Razón con fecha 05 de febrero de 2026, encontrándose pendiente su publicación en el Diario Oficial.

9. Plan de Descarbonización

El Plan de Descarbonización tiene como objetivo establecer una hoja de ruta con acciones y medidas que permitan avanzar hacia un sistema eléctrico descarbonizado, resiliente y eficiente. Este Plan continúa el compromiso iniciado con el Acuerdo de Retiro y Reconversión de Centrales a Carbón suscrito en 2019 y responde al mandato de la Ley Marco de Cambio Climático y su Estrategia Climática de Largo Plazo. Su propósito es asegurar una transición energética capaz de reforzar la seguridad del sistema, aumentar la flexibilidad operativa, garantizar la calidad del suministro y reducir las emisiones locales y de gases de efecto invernadero.

El 2 de octubre de 2025, el Ministerio de Energía publicó la versión definitiva del Plan de Descarbonización, documento que consolida los resultados del proceso de consulta pública y que fija un conjunto final de medidas destinadas a acelerar la transición energética del país.

La versión definitiva presenta 28 medidas organizadas en torno a cuatro ejes estratégicos que apuntan a fortalecer la planificación energética y de transmisión para habilitar obras esenciales. También busca fomentar incentivos para el retiro progresivo de las centrales a carbón y su reconversión hacia tecnologías más limpias, asegurar una operación de corto plazo robusta y flexible en un sistema con creciente participación renovable, mejorar las señales de largo plazo para promover nuevas inversiones y apoyar la electrificación limpia de la demanda.

El Plan reafirma, además, la necesidad de combinar herramientas regulatorias, incentivos adecuados, desarrollo de infraestructura crítica y una coordinación institucional estrecha para avanzar en un retiro ordenado de las centrales a carbón. La versión final destaca la importancia de gestionar adecuadamente los desafíos operativos que implica un sistema altamente renovable y de asegurar condiciones de mercado que otorguen estabilidad y visibilidad para la inversión. Con ello, el Gobierno consolida una hoja de ruta que busca compatibilizar los objetivos climáticos del país con la seguridad del sistema eléctrico y la continuidad del suministro, promoviendo una transición energética ordenada y sostenible.

10. Proyecto Definitivo Norma de Emisión para centrales termoeléctricas, DS 13/11 del MMA.

Durante 2025 continuó en desarrollo 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 MMA es fijar nuevos estándares para controlar las emisiones al aire de elementos contaminantes. El Decreto Supremo que establece el Proyecto

Definitivo ingresó a trámite de Toma de Razón por Contraloría General de la República durante el mes de octubre 2025.

11. Modificación Reglamento de Coordinación y Operación DS 125

El proceso de actualización del Reglamento de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, contenido en el Decreto Supremo 125, se inició en 2024 con el anuncio del Ministerio de Energía de su intención de modernizar las reglas operativas del SEN frente al crecimiento de las energías renovables y almacenamiento y la mayor complejidad de la coordinación en tiempo real. Durante 2025 el proceso avanzó de manera concreta con la publicación del borrador de modificaciones y la apertura de la consulta pública, instancia que estuvo disponible hasta el 19 de mayo para permitir una participación más amplia del sector. El DS 32 ingresó a tramitación en Contraloría General el 13 de octubre.

12. Modificación a Reglamentos de Medios de Generación Distribuida (DS 88 y DS 57)

Durante 2025 el Ministerio de Energía presentó el borrador de modificaciones al Decreto Supremo N° 88, con el propósito de actualizar las reglas de conexión y operación de los PMG y PMGD. La propuesta incluyó cambios en los sistemas de monitoreo y control, la operación en tiempo real, la integración de sistemas de almacenamiento, el esquema de estabilización de precios y los procedimientos de conexión. Este contenido fue sometido a consulta pública, recibiendo observaciones de diversos actores del sector.

El 16 de septiembre de 2025 el Ministerio publicó una minuta de consolidación y respuesta a las observaciones recibidas, detallando los ajustes que se incorporarán al texto definitivo. Luego, se espera sea ingresado para su toma de razón por CGR.

3.3 Gestión del negocio

(NCG 461/519: 6.2.i)

I. RESULTADOS 2025

En 2025 la Compañía alcanzó un EBITDA récord en su historia, de US\$ 651 millones, un 26% superior a 2024, impulsado por una alta disponibilidad de las unidades de generación, menores costos marginales, mayor generación renovable y un mayor margen eléctrico, principalmente por mayores ventas a clientes regulados.

La utilidad neta después de impuestos fue de US\$ 222,8 millones, levemente inferior en US\$ 5,5 millones respecto de 2024. El mayor resultado operacional y las ganancias de cambio fueron compensados por un aumento en el gasto financiero neto, mayores depreciaciones, mayores deterioros y costos de desmantelamiento, y un incremento en la provisión de impuesto a la renta.

Los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron US\$ 1.735,8 millones, un 6% más que en 2024, debido principalmente a mayores volúmenes de venta a clientes regulados y mejores precios promedio en clientes libres, que compensaron menores volúmenes y precios en clientes regulados.

Estos resultados fortalecieron los indicadores de endeudamiento y liquidez, permitiendo avanzar en el plan de inversiones y descarbonización, año en que se registró la mayor inversión en activos fijos, ejecutada en tiempo y presupuesto.

Resolución Arbitraje con Total Energies.

La ICC resolvió el arbitraje iniciado por la Compañía contra Total Energies Gas & Power Limited por incumplimientos en un contrato de suministro de GNL, ordenando el pago de una indemnización aproximada de US\$ 101,2 millones. De este monto, cerca de US\$ 32,7 millones fueron recibidos

en 2025, más los intereses contractuales capitalizados mensualmente desde el 1 de enero de 2024 hasta el pago total. El fallo puede ser impugnado ante la Corte de Apelaciones de París.

II. CAMBIOS EN LA GESTIÓN DE PROCESOS

Entre los hitos relevantes de la gestión del negocio, en 2025 se inició la implementación del programa GET (Global Enterprise Transformation), una iniciativa a través de la cual el Grupo ENGIE busca estandarizar los procesos clave en todos los países en los que opera.

Chile es uno de los primeros en implementar la plataforma GET, siendo parte de la primera ola de roll outs, lo que nos posiciona como país pionero dentro del Grupo. Este proyecto marca una transformación profunda en la manera de trabajar, especialmente en áreas como finanzas, operaciones, abastecimiento y tesorería, ya que permite



alinear la gestión de estos procesos a un estándar global definido por ENGIE.

En Chile se enfoca en optimizar operaciones, como el proceso P2R (Procure-to-Report), mediante la digitalización y estandarización de metodologías, utilizando embajadores locales (Key Users, Super Key Users) para apoyar a los equipos, buscando mayor colaboración y eficiencia en la gestión, con lanzamiento planificado para enero 2026.

COMPONENTES CLAVE DEL PROGRAMA GET

- **Transformación de Procesos:** busca modernizar y unificar la forma de trabajar en toda la compañía, afectando áreas operativas y administrativas.
- **Enfoque en Chile (GET Chile):** el país es el tercero en implementar esta iniciativa global, concentrándose en procesos clave como P2R para mejorar la gestión.
- **Roles de Apoyo Local:** designación de “embajadores” (Key Users, Super Key Users, VPOs) para acompañar y capacitar a los empleados durante el cambio.
- **Colaboración y Buenas Prácticas:** fomenta el trabajo en equipo y la compartición de conocimientos para lograr una ejecución exitosa.
- **Implementación:** lanzamiento oficial en enero de 2026, con trabajo previo de feedback local para asegurar una transición fluida.

La introducción del programa conllevó un proceso de adopción y gestión del cambio que fue clave para facilitar su integración. Más de 75 colaboradores de la Compañía trabajaron directamente en el proyecto demostrando un alto nivel de compromiso, coordinación y trabajo en equipo.

3.4 Generación y almacenamiento

3.4.1 ENERGÍA FLEXIBLE Y SEGURA

Nuestro negocio principal en 2025 estuvo enfocado en la construcción simultánea de ocho nuevos proyectos de generación renovable equivalentes a 1,2 GW, los cuales avanzan conforme a lo planificado. Asimismo, durante el año iniciamos la operación comercial de 468 MW aportados por el ingreso del Parque Eólico Kallpa, BESS Taimaya (febrero) y BESS Capricornio (mayo).

También continuamos perseverando en nuestro objetivo de reconvertir y valorizar nuestra infraestructura existente, estrategia que, a su vez, nos ha permitido dar un nuevo uso a sitios donde antes operaban las centrales a carbón que desconectamos del sistema. Los transformamos en puntos de conexión, proyectos de almacenamiento en base a baterías (BESS) y un condensador

síncrono, esenciales para asegurar la estabilidad de un sistema eléctrico con creciente participación de energías renovables.

En el marco de esta transformación, asimismo, el rol del gas natural se consolidó como un elemento esencial para aportar inercia y respaldo al sistema.

I. Proyectos en construcción



BESS Tocopilla (116 MW)

Con una capacidad instalada de 116 MW y 660 MWh, distribuidos en 240 baterías y 30 Sistemas de Conversión de Energía (PCS), esta iniciativa se conecta directamente a la red de transmisión, lo que permite almacenar energía en momentos de menor demanda y entregarla en horarios punta.



BESS Lile (140 MW)

Iniciamos la construcción de un nuevo sistema de almacenamiento stand-alone en base a baterías en el Complejo Energético Mejillones (CTM), Región de Antofagasta. El proyecto tendrá una capacidad instalada de 140 MW y una capacidad de almacenamiento de 802 MWh. Contempla la instalación 160 contenedores de baterías y 40 equipos eléctricos de soporte y su entrada en operación está prevista para el segundo semestre de 2026.



Parque Eólico Pemuco (165 MW)

En febrero de 2025, comenzamos la construcción del Parque Eólico Pemuco, el primero con este tipo de tecnología que se levanta en la Región del Ñuble. A 47 km de la ciudad de Chillán, el proyecto contará con 22 aerogeneradores de 7,5 MW de potencia nominal, lo que se traduce en una capacidad instalada de 165 MW. Contempla una inversión de US\$ 228 millones.



PV & BESS Libélula (350 MW)

Se encuentra en plena fase de construcción y se espera que entre en operación comercial durante el tercer trimestre de 2026. Ubicada en las comunas de Colina y Tiltill, a 40 km al norte de Santiago, el parque contará con 245.560 paneles solares que permitirán generar 151 MWp; y 208 contenedores de baterías de ion litio con una capacidad de descarga de 5 horas, traduciéndose en 199 MW. El proyecto Libélula será la primera instalación híbrida de PV + BESS de la Compañía en integrar acero descarbonizado. Esto marca un hito regional, dado que se convertirá en el primer parque fotovoltaico a gran escala en América Latina en implementar sistemas de seguidores de bajo carbono NX Horizon™ de Nextrack, que incorporan acero fabricado en Estados Unidos con tecnología de horno de arco eléctrico (EAF).



BESS Arica (30 MW)

Nuestro proyecto BESS Arica (stand-alone) inició la fase de instalación de baterías y espera su operación comercial durante la segunda mitad de 2026. La iniciativa, que considera una inversión de US\$ 51 millones, contempla la instalación de 36 contenedores de baterías de ion-litio y 9 módulos de conversión (MVS). Su conexión directa a la subestación Arica –también propiedad de nuestra Compañía– permitirá reducir los tiempos de ejecución, mejorar la eficiencia del proyecto y fortalecer el suministro eléctrico local.



Parque Eólico Fidelía (306 MW)

Ubicado en la Reserva Eólica de Taltal, contará con 51 aerogeneradores. Su capacidad instalada nos permitirá abastecer el equivalente a 300.000 hogares del país con energía 100% renovable, una vez que entre en operación comercial en el primer semestre de 2027. Esto contribuirá significativamente a la reducción de 91 mil toneladas de emisiones de CO₂ eq al año.



BESS Los Loros (46 MW)

Ubicado en la Región de Atacama, este proyecto mejorará la estabilidad de la red eléctrica nacional e integrará más energías renovables, con operación comercial prevista para el segundo semestre de 2026.



BESS Kallpa (57 MW)

Considera una inversión de US\$ 69 millones y tendrá una capacidad de 57 MW/285 MWh, mediante la instalación de 70 contenedores de baterías que entregan una autonomía de hasta cinco horas, equivalente al consumo promedio de 34 mil hogares durante ese período. El sistema se conectará a la subestación del Parque Eólico Kallpa y su entrada en operación está prevista para el segundo semestre de 2026.

II. Plan de Descarbonización

a. Desconexión de Centrales y reconversión de IEM

Un hito significativo de nuestro quehacer durante 2025 fue el avance del Plan de Descarbonización, que implicó la desconexión de un total de 1 GW de capacidad de generación a carbón a diciembre de 2025.

Como estaba previsto, el 31 de diciembre desconectamos definitivamente las unidades a carbón 1 y 2 del Complejo Energético Mejillones (CTM1 y CTM2), que en conjunto tienen

una capacidad instalada de 334 MW. Estas unidades, tras su desconexión, se mantendrán en un estado de conservación a la espera de una posible necesidad del sistema que justifique su reconversión a condensadores síncronos, sujeto a futuras licitaciones del Coordinador Eléctrico Nacional.

De acuerdo a lo programado, a fines de 2025, la unidad IEM (377 MW) fue des-

conectada para ejecutar su reconversión a gas en un plazo de seis meses. La infraestructura de conexión al gasoducto ya fue finalizada y estamos completando la construcción de un estanque de diésel que funcionará como combustible secundario, según lo requerido por el sistema. Su operación comercial (COD) está prevista para julio de 2026.



La Reconversión marca una nueva etapa



La reconversión no solo representa una apuesta por la tecnología, sino también una expresión concreta de nuestro compromiso con la sostenibilidad y con el desarrollo económico y social de las comunidades, a través de un trabajo colaborativo con todos los actores del territorio.

Los proyectos que estamos impulsando, junto a la emblemática iniciativa BESS Tocopilla y BESS Tamaya -que entró en operación comercial a inicios de 2025- marcan una nueva etapa para ENGIE Chile, en la que transformar es sinónimo de innovar con responsabilidad técnica y visión de futuro.

En ENGIE Chile estamos convencidos de que reconvertir es avanzar con inteligencia industrial: aprovechar lo construido, preservar la estabilidad del sistema y acelerar la descarbonización con una mirada realista y responsable.

Porque la energía no solo se genera, también se hereda, se adapta y se reconvierte. Y en esa tarea, cada transformación cuenta. ”

Laïlla Ducousso
Managing Director Generation
de ENGIE Chile.

b. Desempeño operacional y gestión de activos

Desde el punto de vista operacional, y pese a la indisponibilidad planificada asociada a dos mantenimientos mayores y al impacto del blackout nacional ocurrido en febrero, logramos robustecer nuestra gestión de activos mediante la implementación de un riguroso sistema de análisis de causa raíz (RCA), que busca mejorar la confiabilidad y el desempeño de largo plazo.

Nuestra disponibilidad operacional en 2025 se ubicó en torno al 78%, con una Tasa de Salida Forzada Equivalente (EFOR) de alrededor de 10%. Este desempeño estuvo influenciado por eventos programados, como los mantenimientos mayores que realizamos en la CTM3 en Mejillones y la

Unidad 16 en Tocopilla, y externos, como el blackout de febrero, y que nos desafió a reorganizar algunos mantenimientos anuales, entre ellos para la unidad CTH, como también prepararnos para el ejercicio 2026.

En esta área también impulsamos avances significativos, fortaleciendo nuestras prácticas de gestión de activos y excelencia operacional basado en estándares ISO. Un elemento central en esta tarea fue la realización sistemática de análisis de causa raíz (RCA) ante cualquier evento, para abordar causas estructurales –organizacionales, de capacitación o de procedimientos– y no solo situaciones coyunturales o superficiales. Y, tan importante como ese análisis, fue el seguimiento de la implementación de las acciones correctivas, con una gobernanza que permite verificar que las mejoras realmente se concretan.

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 cooperativa de la unidad de negocios Generation.

AVANCES EN CUATRO PILARES CLAVE

- Plan de descarbonización robusto, con la desconexión programada de 1 GW de capacidad a carbón.
- Ejecución de mantenimientos mayores en dos de nuestras centrales de ciclo combinado (CCGT), lo que incluyó un aumento de 40 MW en la unidad U16.
- Significativo avance en proyectos de reconversión de activos.
- Gestión de seguridad operacional ejemplar, con cero accidentes graves a pesar de una actividad que superó los 2.7 millones de horas-hombre.

c. Mantenimientos mayores

Durante 2025 también enfrentamos dos mantenimientos mayores en nuestras centrales de ciclo combinado CTM3, en Mejillones, y Unidad 16, en Tocopilla. Ambas intervenciones implicaron una indisponibilidad programada de aproximadamente 170 días.

Fueron mantenimientos de gran envergadura, que se programaron con mucha anticipación, dado que su correcta ejecución exige la coordinación con múltiples empresas contratistas y la disponibilidad de componentes críticos que tienen plazos largos de fabricación y entrega.

Como resultado de estos trabajos, la Unidad 16 incrementó su capacidad instalada en 40 MW adicionales, permitiéndonos, a su vez, reforzar la disponibilidad de los activos para el desafiante mercado que esperamos en 2026.



Liderazgo en Reconversión

La reconversión nos permite unir dos conceptos que antes parecían opuestos, como son crecimiento y cierre, dando así una segunda vida a los activos, revalorizarlos y aportar al sistema eléctrico desde una lógica de economía circular.

Adicionalmente, y de forma pionera dentro del Grupo ENGIE, se está ejecutando la transformación tecnológica de la unidad termoeléctrica IEM, para que opere con gas natural en reemplazo del carbón, así como la conversión de ex centrales térmicas en condensadores síncronos.

Respecto de nuestros proyectos de reconversión de activos, en 2025 podemos destacar los siguientes avances:

Infraestructura reconvertida

Complejo Energético Tocopilla

Unidad 15 de Tocopilla: nuestra antigua unidad a carbón ya fue desconectada y el condensador síncrono que reemplazará al anterior generador tiene y su autorización comercial (COD) está previsto para mediados de 2026.

BESS Tocopilla: con una capacidad instalada de 116 MW y 660 MWh, distribuidos en 240 baterías y 30 PCS, esta iniciativa se conecta directamente a la red de transmisión, lo que permite almacenar energía en momentos de menor demanda y entregarla en horarios punta.

Complejo Energético Mejillones

BESS LILE: el nuevo sistema de abastecimiento utilizará la infraestructura ya existente como las líneas de transmisión, la subestación de interconexión, áreas internas y caminos, lo que permitirá optimizar recursos, reducir costos y acortar tiempos de ejecución.

Central Tamaya, Arica

Planta Solar Tamaya y BESS Tamaya: se emplazan en un sitio donde antes operaba una central diésel. El nuevo sitio cuenta con una capacidad instalada de 68 MW/418Wh y 152 contenedores de baterías de litio, los cuales recibirán la energía generada por la Planta Solar Tamaya. Esto supone una disminución de emisiones de 42.187 toneladas de CO₂ eq anuales.

3.5 Transmisión

Participamos activamente en el mercado de Transmisión, donde brindamos el servicio de transmisión de energía y potencia eléctrica por medio de infraestructura de alta tensión.

En 2025 nuestra unidad de negocio fortaleció su estructura, capacidades internas y procesos, iniciando con ello un período de consolidación y de fuerte crecimiento, marcado por una participación exitosa tanto en los procesos de licitaciones públicas convocadas por el Ministerio de Energía como también en la concreción de acuerdos privados con compañías que requerían de los servicios de transmisión.

3.5.1 AVANCES 2025

Participamos en cinco procesos de licitaciones, también denominadas obras nuevas, de los cuales nos adjudicamos cuatro: uno en febrero de 2025 y tres en noviembre. Este resultado se traduce en una tasa de éxito del 80%, que evidencia nuestra eficiencia y efectividad en materia de desarrollo de negocio por esta vía.

De estas cuatro nuevas obras, la subestación Manuel Rodríguez, que provenía de un proceso iniciado en 2024, estará en Tiltill, constituyéndose en la primera ubicada en la Región Metropolitana.

Las tres restantes - Huelquén, El Peral y Quelmen- también son de la zona centro sur.

- **Subestación Huelquén:** ubicada en la Región Metropolitana, contempla un patio en 110 kV, un transformador de 110/15 kV de 30 MVA y el seccionamiento de la línea 2 x 110 kV Codegua-Alto Jahuel en la subestación.
- **Subestación El Peral:** también en la Región Metropolitana, incluye un patio en 110 kV, un transformador de 110/12 kV de 50 MVA, el seccionamiento de



la línea La Florida-Tap Vizcachas y la normalización de la línea Tap Vizcachas-Puente Alto.

- **Subestación Quelmen:** ubicada en la Región del Maule, contempla un patio de 66 kV, un transformador de 66/13,2 kV de 50 MVA y el seccionamiento de la línea San Fernando-Teno. Además, será el primer proyecto que realizaremos en dicha región.

Con ellas, expandimos significativamente nuestra presencia desde el norte hacia la zona centro-sur del país. Antes de estas adjudicaciones, nuestro activo más al sur era la subestación Totihue, en la Región de O'Higgins.

Este logro fue impulsado por una madurez organizacional y agilidad estratégica, que se obtuvo gracias a la optimización de procesos internos, la alineación de objetivos transversales y una colaboración inter-áreas cohesionada que permitió desarrollar propuestas robustas y competitivas.

a. Proyectos en construcción

En paralelo, avanzamos en nuestros proyectos que están en etapa de construcción como las nuevas subestaciones La Ligua y Totihue, así como las obras de ampliación en la subestación El Rosal y en la línea Nueva Chuquicamata-Calama.



Durante 2025, avanzamos significativamente en la construcción de la Nueva Subestación Seccionadora Totihue en Rengo, Región de O'Higgins, destacando la instalación de un transformador de poder en septiembre. Este proyecto, primer activo de transmisión en la zona, robustecerá nuestro sistema eléctrico nacional. Su pronta entrada en servicio dará paso a las inversiones en los proyectos adjudicados durante este ejercicio - las cuatro nuevas subestaciones, como las ampliaciones en las subestaciones Pozo Almonte, Algarrobal y la misma El Rosal, que fueron adjudicadas en 2024.

PROYECTOS REGULADOS DE TRANSMISIÓN ADJUDICADOS

S/S Dolores

Relicitación

COD: 1S28



CAPEX:
US\$ 18 MILLONES

Expansión S/S Pozo Almonte

Adjudicada a contratista

COD: 1S28



CAPEX:
US\$ 15 MILLONES

S/S Capricornio expansión

Relicitación

COD: 3Q28



CAPEX:
US\$ 26 MILLONES

Nuevo segundo circuito Chuquicamata-Calama

En construcción

COD: 2S25



CAPEX:
US\$ 10 MILLONES

Expansión S/S Algarrobal

Adjudicada a contratista

COD: 1S28



CAPEX:
US\$ 5 MILLONES

SE La Ligua

En construcción

COD: 4Q25

SE Manuel Rodríguez

adjudicada en febrero 2025

COD: 3Q28

Nuevo seccionamiento Totihue + nueva línea de transmisión Totihue 2x66 kV

En construcción

COD: 1T26

Incremento de capacidad de la Línea Charrúa

En construcción

COD: 2S26



CAPEX:
US\$ 6 MILLONES

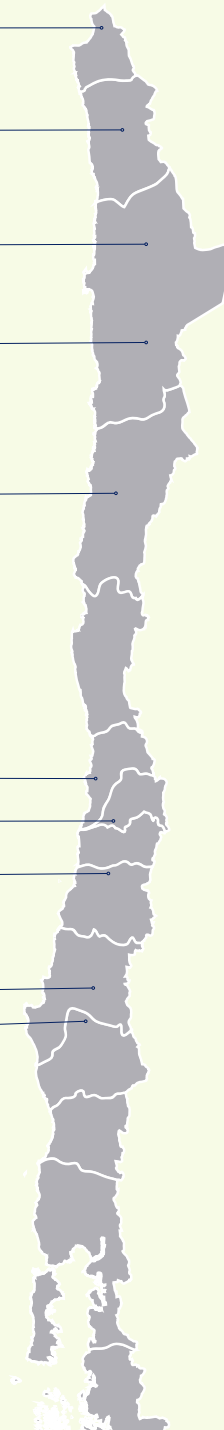
Expansión S/S El Rosal

Adjudicada a contratista

COD: 2S27



CAPEX:
US\$ 5 MILLONES





Sin transmisión no hay Transición



La frase “sin transmisión no hay transición” no es nueva, pero no por ello deja de ser cierta. Debemos cuestionarnos qué impulsa hoy y qué deberá impulsar mañana el crecimiento y refuerzo del sistema de transmisión. Para ello debemos mirar más allá del actual vertimiento de energía renovable que aqueja a nuestro sistema, el cual debemos buscar mitigar, sino también observar cuales son los estándares de servicio que deseamos para nuestro sistema y dotarlo de elementos de respaldo que se requieran para esto.

Adicionalmente, debemos imaginar el consumidor del futuro, aquel que en el invierno opta por la energía eléctrica para su calefacción y que igualmente opta por una alternativa de movilidad eléctrica, ¿cómo preparamos nuestro sistema para ello?, ¿cuándo debemos gatillar estas decisiones de inversión?

Son desafíos que nos exigen una acción decidida y pronta donde la respuesta es una sola: la inversión es más infraestructura nueva y también maximizar el desempeño de toda la actual. ”

Pilar Acevedo
Managing Director Networks



b. Obras de ampliación regulada

En septiembre lanzamos la primera licitación de obras de ampliación regulada, de acuerdo con la Ley N°21.721, de Transición Energética. Por medio de esta licitación, que tenemos planificado adjudicar en abril de 2026, se ampliarán las instalaciones de la subestación nacional Roncacho.

Además, en octubre, el plan de expansión del sistema de transmisión decretó la ampliación de la subestación nacional Nueva Chuquicamata, asegurando así el crecimiento de nuestra infraestructura de servicio público.

c. Proyectos privados

Un frente de crecimiento de alto potencial para nuestra Compañía se encuentra en el desarrollo de infraestructura de transmisión privada para grandes clientes, sobre todo mineros.

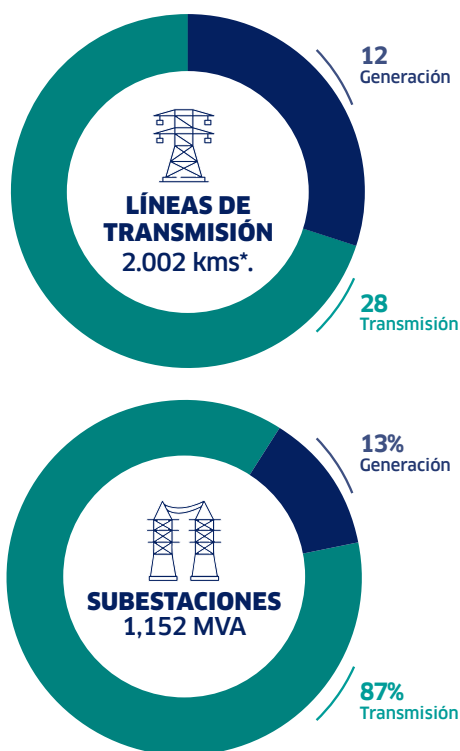
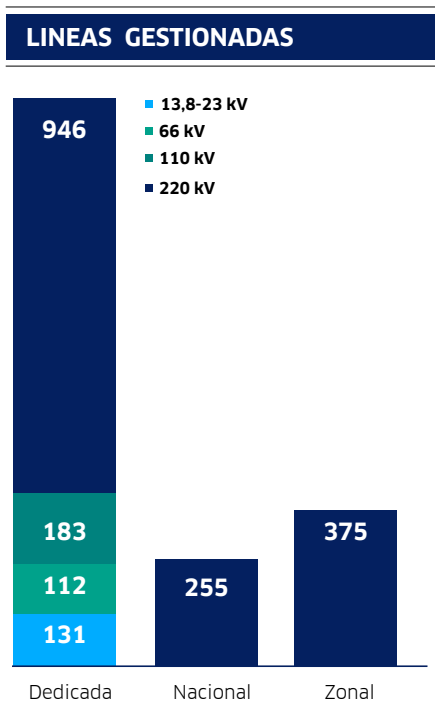
Se desarrollan proyectos bajo el modelo BOOT (Build Own Operate Transfer), en el cual asumimos la inversión y la construcción de la obra en un contrato de peaje a largo plazo con el cliente, que incluye los costos de operación y mantenimiento (O&M).

Actualmente, estamos trabajando activamente con los grandes actores de la minería en Chile: AMSA, Albemarle y BHP, para sus faenas Escondida y Spence.



PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO DE TRANSMISIÓN

(Al 31 de diciembre 2025)



LEY DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA

La entrada en vigencia de la Ley N° 21.721, de Transición Energética, ha implicado nuevas responsabilidades y oportunidades para nuestra Compañía, que ahora asume tareas que históricamente corresponden Coordinador (CEN), como la licitación de obras de ampliación para su propia infraestructura.

En septiembre de 2025, se lanzó el primer proceso de este tipo para la ampliación de la subestación Roncacho. En este modelo, la empresa actúa como proponente y contraparte, mientras que un contratista EPC se adjudica la construcción.

Aunque el EPC es el responsable final ante el SEN, la Compañía es garante de que todo el proceso que haga el epecista se ha hecho de acuerdo a la normativa, con un fuerte foco en el cumplimiento de los plazos comprometidos.

(*) Adicionalmente, la Compañía participa con un 50% en TEN S.A., mediante la cual opera 600 km de líneas de transmisión.



3.5.2 TEN

Nuestra Compañía comparte la propiedad de TEN S.A. con Red Eléctrica Chile SpA (Redinter), ambos con el 50%.

Durante este ejercicio TEN inició un proceso gradual de expansión en la prestación de servicios a terceros, diversificando su actividad operacional. Adicionalmente, se realizó por primera vez el reporte de indicadores del Sistema de Gestión de Integridad de Instalaciones Eléctricas (SGIIE), fortaleciendo la gestión de activos y la toma de decisiones basada en indicadores.

En el ámbito operacional se ejecutaron mantenimientos mayores en máquinas de potencia y en la Subestación GIS Nueva Cardones, correspondientes a instalaciones de 500 kV, contribuyendo a la confiabilidad y disponibilidad del sistema de transmisión.

Con ocasión del evento de blackout ocurrido a nivel nacional en febrero de 2025, se

realizó una revisión integral de los sistemas operativos y de soporte, con el objetivo de verificar su correcto funcionamiento y reforzar la preparación ante eventos de similares características.

a. Gestión Ambiental

Entre las iniciativas se destaca la auditoría a nuestro Sistema de Gestión Ambiental a partir de la cual se definieron e implementaron planes de acción orientados a mejorar la gestión de residuos, en conformidad con los lineamientos de la norma ISO 14001.

En relación con la biodiversidad, el plan de revegetación cumplió 10 años y las reforestaciones de compensación realizadas desde el año 2021 alcanzaron un 80% de prendimiento de los ejemplares plantados.

b. Relacionamiento Comunitario

TEN concentra su quehacer en la comuna de Diego de Almagro. En 2025 en esta comuna, desarrolló la quinta etapa de los huertos comunitarios, un nuevo concurso de fondos para emprendedores, la quinta Feria de Emprendedores TEN, el apoyo y mantenimiento del gimnasio comunitario, y el lanzamiento del libro "Relatos y Retratos de mi Pueblo", orientado al rescate de la identidad local.

En un ámbito más institucional, ingresó al Consejo Asesor de la Facultad de Energía de la Universidad de Atacama, reforzando su vinculación con el ámbito académico y el desarrollo regional.

c. Gestión de Personas

- **Seguridad y Salud Ocupacional:** el Índice de Frecuencia alcanzó un valor de 6,5, mientras que el Índice de Gravedad cerró en 13,1 sobre un total de 153.074 horas hombre trabajadas. A partir de estos indicadores se fortaleció la gestión preventiva, se priorizaron los riesgos críticos y se fortalecieron la planificación segura de los trabajos y la supervisión en terreno. Adicionalmente, se desarrolló la Semana de la Seguridad TEN 2025, que incluyó capacitaciones en primeros auxilios y uso de DEA, conducción segura 4x4, charlas de concientización y campañas de reporte temprano de condiciones y actos inseguros.
- **Lanzamiento "Yo en TEN":** un chatbot corporativo disponible 24/7 en Microsoft Teams, orientado a facilitar el acceso a normativa laboral, estándares éticos y las políticas internas.
- **Capacitación:** se enfocó en fortalecer la excelencia operacional, la Salud y Seguridad Ocupacional, Ciberseguridad y Protecciones Diferenciales. También se realizaron charlas sobre la Ley Karín, ética, libre competencia y nueva ley de delitos económicos, dirigidas a todo el personal de manera presencial. Adicionalmente, se desarrollaron instancias de sensibilización y capacitación para proveedores en diversas temáticas, entre ellos riesgos críticos.

3.5.3 GASODUCTO

En 2025 se cumplieron 25 años de la llegada de gas al norte de Chile, a través del Gasoducto NorAndino, 100% propiedad de ENGIE Energía Chile, que inició sus operaciones en 1999. A través de sus 1.060 km -de los cuales 680 km están en Chile y 380 en Argentina-, conecta la Región de Antofagasta con la provincia de Salta en Argentina.

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.

Gestión 2025

El suministro de gas argentino representó aproximadamente el 50% del suministro de gas del sistema chileno en el tercer trimestre de 2025. Se inyectaron aproximadamente 6,3 MMm3/d entre julio y septiembre de 2025.

ENGIE mantiene contratos de suministro a largo plazo indexados al Henry Hub.

Durante 2025, programó 22,7 TBtu.



PUERTOS

Contamos con dos puertos vinculados históricamente a la operación de centrales a carbón, cuya actividad futura se está redefiniendo.

- Puerto de Tocopilla:** Tras el cese de las operaciones a carbón en el sitio, el puerto ya no tiene uso operativo.
- Puerto de Mejillones:** Actualmente, sigue operativo para la descarga de carbón para las unidades CTA y CTH. La operación y mantenimiento (O&M) del puerto es gestionada por Puerto Ventanas.

3.6 Clientes

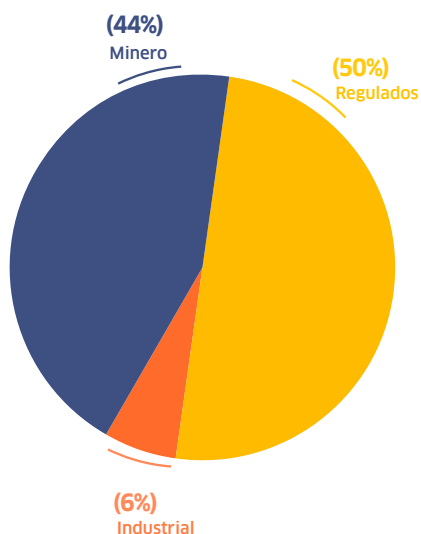
Nuestra actividad obtuvo muy buenos resultados en 2025. El portafolio estuvo físicamente balanceado, con una posición larga disponible en horas no solares y un alto nivel de despacho de la generación térmica a lo largo del año.

Durante el ejercicio pasado, entregamos 12.799 GWh, de los cuales 6.338 GWh fueron para clientes regulados, 5.687 GWh para la minería y 774 GWh para industriales.

Nuestra estrategia comercial privilegia la venta de energía a través de relaciones de largo plazo. Este desafío lo concretamos con contratos de largo plazo (PPA), los que al cierre de 2025 alcanzaban una duración promedio de siete años de vida.

En término de clientes, incorporamos nuevos contratos principalmente en la venta y comercialización de gas y GNL en el norte, sobre todo en el sector minero.

ENERGÍA ENTREGADA POR TIPO DE CLIENTES EN 2025



I. SOLUCIONES INTEGRADAS

(NCG 461/519: 6.2.iv)

Las soluciones integradas son parte de nuestra propuesta de valor, con la que buscamos acompañar a nuestros clientes de escala industrial y minera, siendo un partner estratégico de sus procesos. Con ese propósito, ofrecemos soluciones que acompañan nuestros contratos de suministro de energía, apalancando nuestra fuerte presencia en el norte del país con nuestros activos de gas y de transmisión eléctrica.

El Grupo ENGIE creó en 2025 la GBU S&EM, unidad que está a cargo de la gestión directa con clientes. Esta reorganización se traduce en nuestra operación local en la implementación del modelo de socio estratégico, que comprende una oferta multi-producto, diferenciando nuestra propuesta de valor con gas natural y transmisión.

Al cierre de 2025, uno de nuestros clientes representaba de manera individual el 10% de los ingresos de la Compañía. Asimismo, 7 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.

Entre nuestros principales clientes no regulados, se cuentan Antofagasta Minerals, Codelco, Freeport McMoran y Glencore, mientras que en los regulados destacan CGE, Enel y Saesa.

II. PLANIFICACIÓN POST BALANCE

En el marco del diseño de la estrategia de la Compañía al 2030, nos enfocamos en el desarrollo de un plan comercial que presentaremos en el ejercicio 2026. El desafío es estar preparados para los años venideros, en los que se zanjará nuestra salida definitiva de la generación con carbón, el inicio de la fase final de nuestros proyectos renovables y de baterías y la consolidación del gas como un actor relevante. Así, lograremos mantener un portafolio balanceado.

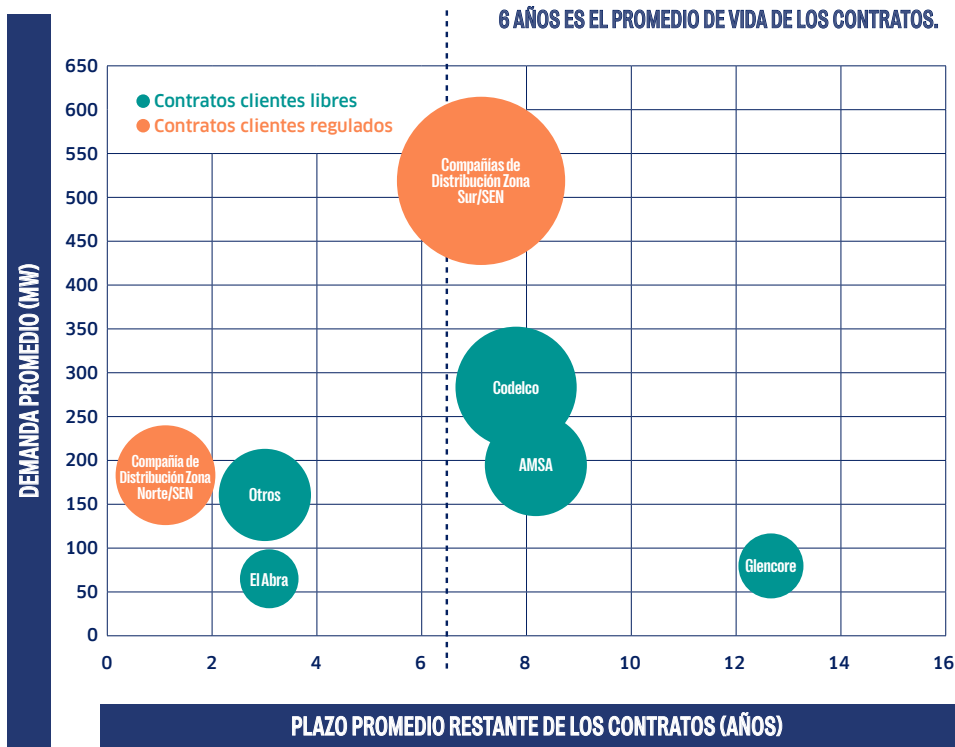
En esa misma línea, analizamos nuestro portafolio de contratos PPA, de modo de identificar nuevas oportunidades de crecimiento futuro.

REORGANIZACIÓN GLOBAL

A comienzos de 2025, el Grupo ENGIE hizo un relanzamiento de las Global Business Units (GBU), que involucró la fusión de dos unidades de negocio (Flex y Renewable) en una única unidad de negocios denominada Renewables & Flexible Generation (R&F) y la creación de una nueva GBU, Supply & Energy Management (S&EM), que incluye toda el área de Global Energy Management & Sales (GEMS) y Retail.

Esta unidad de negocios es responsable de todas las ventas y compras de energía, y actúa como gestor de la relación con los clientes y las contrapartes.

Bajo esta estructura, la fuerza comercial se organiza a nivel de cada GBU, asegurando que todos nuestros productos —energía, gas natural, infraestructura (transmisión) y agua— operen bajo una misma organización y coordinación, ofreciendo así una gestión integral y alineada de cara al cliente.



Fuente: Presentación ENGIE Energía Chile S.A. a inversionistas.



“

Hoy ENGIE representa confianza y comprensión real del negocio minero e industrial del norte. Conocemos sus desafíos y sabemos que sus necesidades van mucho más allá de un PPA.

Ese entendimiento integral es lo que nos permite construir relaciones de largo plazo y evolucionar junto a la industria, acompañando sus necesidades descarbonización que incluyen suministro eléctrico renovable, gas natural, infraestructura de transmisión dedicada entre otros.

”

Vicente Camino
Managing Director S&EM



3.7 Grupos de interés

(NCG 461/519: 3.1.iv / 6.2.v) (GRI 2-.29)

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.

Los tenemos identificados y segmentados en cinco categorías, en función de sus in-

quietudes específicas, pero la expansión de los proyectos de generación renovable y de transmisión nos impone el reto de mantener actualizado nuestro mapa de stakeholders. Cada vez que ingresamos a un nuevo territorio, aplicamos el Modelo de Aproximación Temprana al Territorio, cuya primera etapa

incluye la identificación de los grupos de interés y actores relevantes.

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

Categoría	Grupos	Gestión
INTERNOS		
	» Colaboradores » Sindicatos » Comités Paritarios	Responsable: Gerencia Corporativa de Recursos Humanos. Gestores • Contamos con encargados de Relaciones Laborales, responsables de llevar la relación con los sindicatos. • La Gerencia de Seguridad Laboral está a cargo de los Comité de Paritarios. Canales de comunicación: Intranet, campañas internas, reuniones de feedback, encuesta ENGIE&ME y otros.
DE LA SOCIEDAD		
	» Comunidades » ONG	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. Canales de comunicación: Mesas de Asociatividad con las comunidades y organizaciones sociales, canal de denuncia, Redes Sociales, otros.
	» Medios de Comunicación	Responsable: Gerencia Corporativa de Asuntos Corporativos y Soluciones Digitales. Gestores • La Gerencia de Comunicaciones Corporativas es la responsable del relacionamiento con la prensa y su objetivo principal es entregar respuestas oportunas. Canales de comunicación: Entrevistas, encuentros con la prensa, otros.
	» Asociaciones Gremiales y Cámaras de Comercio	Responsable: Gerencia Corporativa de Asuntos Corporativos y Soluciones Digitales. Gestores • La Gerencia de Relaciones Institucionales es responsable de la planificación/advocacy con las asociaciones gremiales y Cámaras de Comercio, delegando roles a integrantes de distintos equipos dentro de la Compañía. Canales de comunicación: Participación en las mesas de trabajo, encuentros de asociados, entre otros.
FINANCIEROS		
	» Accionistas » Analistas » Bonistas » Bancos	Responsable: Gerencia Corporativa de Finanzas, ESG & Procurement. Gestores • Nuestra Investor Relations Officer es la encargada de liderar la comunicación con nuestros inversionistas. Canales de comunicación: Reuniones permanentes, newsletter ENGIE AL DÍA; Junta Ordinaria Anual de Accionistas; conferencias para el reporte de resultados; página web; redes sociales; visitas en terreno; Memoria Integrada, entre los principales.

Categoría Grupos Gestión

AUTORIDADES



» Comunal

Responsable: Gerencia Corporativa de Finanzas, ESG & Procurement.

Gestores

- La Gerencia de Sostenibilidad y Comunidades están encargados de la relación con las autoridades comunales.

Canales de comunicación: Plataforma de Lobby, mesas de trabajo, programas sociales, entre otros.

» Regional

Responsable: Gerencia Corporativa de Asuntos Corporativos y Soluciones Digitales, Gerencia Corporativa de Finanzas, ESG & Procurement.

Gestores

- La Gerencia de Relaciones Institucionales en coordinación con la Gerencia de Sostenibilidad y Comunidades están a cargo de gestionar la relación con las autoridades regionales.

Canales de comunicación: Plataforma de Lobby, Gabinetes Pro-Crecimiento en las macrozonas, mesas de trabajo público-privadas.

» Nacional

Responsable: Gerencia Corporativa de Asuntos Corporativos y Soluciones Digitales.

Gestores

- La Gerencia de Relaciones Institucionales está a cargo de gestionar la relación con las autoridades nacionales.

Canales de comunicación: Plataforma de Lobby, Gabinetes Pro-Crecimiento en las macrozonas, mesas de trabajo público-privadas.

DEL NEGOCIO



» Clientes

Responsable: Gerencia Supply & Energy Management Chile.

Gestores

- Ejecutivos comerciales que buscan establecer una relación cercana y de confianza.

Canales de comunicación: Newsletter Engie al Día; Portal Cliente, sitio web corporativo, encuentros con clientes, visitas a terreno, envío de la memoria integrada, otros.

» Proveedores

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.

PARTICIPAMOS EN DISTINTAS ORGANIZACIONES GREMIALES (NCG 461/519: 6.2.vi) (GRI 2-28)

NACIONALES:

- » Asociación Chilena de Energías Renovables A.G., www.acera.cl
- » Asociación de Generadoras de Chile, www.generadoras.cl
- » Transmisoras de Chile, www.transmisoras.cl
- » SOFOFA, www.sofofa.cl
- » Asociación Chilena de Desalinización A.G., www.acades.cl
- » H2 Chile, www.h2chile.cl
- » CLG Chile, www.clgchile.cl
- » Icare, www.icare.cl
- » World Energy Council Chile, www.wec-chile.cl
- » Acción Empresas, www.accionempresas.cl
- » Comité Chileno de Grandes Redes Eléctricas (Cigre Chile), www.cigre.cl

REGIONALES:

- » Asociación Industriales de Arica (ASINDA), www.asinda.cl
- » Asociación de Industriales de Antofagasta (AIA), www.aia.cl
- » H2 Antofagasta, www.h2antofagasta.org
- » Asociación de Industriales de Mejillones, www.aimejillones.cl
- » Corporación para el Desarrollo de la Región de Atacama (CORPROA), www.corproa.cl
- » IRADE Biobío, www.irade.cl

CÁMARAS DE COMERCIO:

- » Cámara Franco Chilena para el Comercio e Industria (CCIFC), www.camarafrancochilena.cl
- » Cámara Chileno Belgo Luxemburguesa de Comercio (BELGOLUX), www.camarabelgolux.cl
- » Cámara Chileno Norteamericana de Comercio (AmCham), www.amchamchile.cl
- » Cámara Chileno Argentina de Comercio, www.camarachilenoargentina.cl

04

PERSONAS



63 4.1 Gestión comunitaria

72 4.2 Personas y talento

84 4.3 Diversidad, inclusión y equidad

90 4.4 Gestión de proveedores

95 4.5 Salud y seguridad laboral

4.1 GESTIÓN COMUNITARIA

64 4.1.1 Principales
avances en 2025

67 4.1.2 Inversión
social



4.1.1 Principales avances en 2025



“

Nuestra inversión social llegó a US\$ 1,3 millones beneficiando a 547.058 personas de 26 comunas, versus las 19 del año 2024. Indirectamente, los beneficiados llegaron a 2.390.000, reafirmando nuestro objetivo de integrarnos como un vecino que crea valor en los entornos donde operamos.”

Matías Bernales
Gerente de Sostenibilidad y Comunidades

Uno de los desafíos más relevantes para nuestra Compañía es habilitar, desde una perspectiva social, ambiental y política, la expansión de la transición energética en los territorios donde operamos.

Durante este ejercicio avanzamos en la implementación de la Estrategia Social lanzada en 2024 y, en ese marco, fortalecimos nuestra estructura interna, actualizamos nuestra política de asociatividad y perfeccionamos las pautas de admisibilidad de los aportes destinados a las comunidades, junto con una intensa actividad en las comunas donde estamos presentes.

En 2025 avanzamos en alinear nuestra Estrategia Social con los compromisos ESG que tiene la Compañía, robusteciendo los ámbitos sociales y ambientales en el negocio, lo que nos permitió aportar una mirada transversal a nuestras GBU.

Como parte de este proceso, reforzamos nuestra estructura interna desde una perspectiva matricial en la cual los encargados zonales y el gerente de sostenibilidad y comunidades asumieron un rol de asesoría estratégica para apoyar a los líderes de nuestras unidades de negocio, así como

también, para visibilizar y compartir buenas prácticas entre las GBUs.

A través de este cambio buscamos resguardar la coherencia en la aplicación de estándares ESG en los distintos contextos operativos, en la integración de los criterios comunitarios en la toma de decisiones, y en la colaboración interfuncional entre áreas técnicas, territoriales y corporativas.

Con relación a los nuevos proyectos, durante el año nuestros focos se centraron en el inicio de la construcción de proyectos en la zona centro y sur del país, específicamente en las comunas de Colina, Tilttil, Pemuco, La Ligua y Rengo. En estos territorios intensificamos nuestra presencia social mediante planes de trabajo especializados para esta etapa, con énfasis en el relacionamiento comunitario, el desarrollo de proveedores locales, la gestión de quejas y la mitigación de impactos.

Contamos con mesas de trabajo, fondos concursables y otras actividades, presentes en nuestro relacionamiento a lo largo de gran parte del país, abarcando tres zonas clave: norte (Arica-Antofagasta), centro (Taltal-Maule) y sur (Ñuble, Biobío y Los Lagos).



I. TRANSFORMACIÓN Y NUEVAS COMUNAS

Durante 2025, una de nuestras actividades principales fue seguir acompañando los procesos de transformación de nuestros sitios en Tocopilla y Mejillones con la incorporación de nuevos proyectos renovables (BESS Tocopilla y BESS Lile) junto con la reconversión a gas natural.

Buscamos una correcta socialización de los proyectos, al tiempo que fortalecemos nuestras relaciones con una serie de stakeholders que han sido parte del proceso de transformación, como los pescadores artesanales, las mesas de asociatividad y las autoridades locales.

También reactivamos y ampliamos nuestra presencia a nuevas comunas, con lo que llegamos a un total de 33 localidades en las tres zonas en que dividimos nuestra gestión:

Zona Norte: Arica, Camarones, Pozo Almonte, Alto Hospicio, Calama, María Elena, Tocopilla, Mejillones y Antofagasta.

Zona Centro: Taltal, Tierra Amarilla, Andacollo, Ovalle, Vallenar, La Ligua, Colina, Tilttil, Rengo y Copiapó.

Zona Sur: Portezuelo, Ninhue, Pemuco, Laja, Yumbel, Los Ángeles, Frutillar, Llanquihue, Calbuco, Maullín, Castro, Chonchi y Dalcahue.

II. FORTALECIMIENTO DE POLÍTICAS Y PRÁCTICAS

También revisamos nuestra Política de Asociatividad, de modo de mantenerla actualizada de acuerdo a los requerimientos de la Compañía y alineada con nuestros compromisos ESG, incorporándole prioridades y tópicos sobre la base de las necesidades actuales de las comunidades en el proceso de transición energética, como además en

el desarrollo y construcción de proyectos de energía renovable e infraestructura.

En esa dirección, también elaboramos un nuevo Protocolo para la Gestión de nuestras Mesas de Asociatividad, que busca generar transparencia y reportabilidad a la gestión con todas las comunidades.

Adicionalmente, a través de un trabajo liderado por un equipo interno mejoramos la gobernanza de nuestros Fondos Concursables, de modo de estandarizar, su funcionamiento en las diferentes comunas en las que se desarrollan. Durante 2025 este proceso se realizó en las comunas de Tocopilla, Mejillones, Taltal, Pemuco, Laja y Yumbel.

PROTOCOLO MESAS DE ASOCIATIVIDAD

Elaboramos un protocolo para las mesas de asociatividad con el objetivo de establecer los principios y lineamientos generales que orientan nuestro trabajo y relacionamiento con las comunidades, asegurando su aplicación en todos los proyectos y operaciones. Asimismo, este documento constituye una guía para la conformación y el desarrollo de mesas de asociatividad a nivel nacional, reconociendo que los intereses, necesidades y objetivos pueden variar según las particularidades de cada territorio.

A través de encuentros periódicos –mensuales o según la dinámica local–, las mesas de asociatividad buscan promover la participación, el diálogo y la sana convivencia, integrándonos como un buen vecino en la vida social de cada territorio. Estas instancias nos permiten dar a conocer el trabajo de ENGIE Energía Chile, así como escuchar y comprender las inquietudes y necesidades de la comunidad. En ellas participan activamente autoridades locales, organizaciones comunitarias y representantes de la empresa, fortaleciendo una relación colaborativa y de confianza.

Los objetivos específicos de las mesas de asociatividad, son:

- Fortalecer la relación.
- Promover el desarrollo sostenible mediante iniciativas de desarrollo local.
- Facilitar la participación, el diálogo y la convivencia.
- Generar oportunidades que aporten a la cadena de valor.
- Fomentar la transparencia.

PRINCIPIOS POLÍTICA DE ASOCIATIVIDAD



Participación y Convivencia



Aporte Local en Cadena de Valor

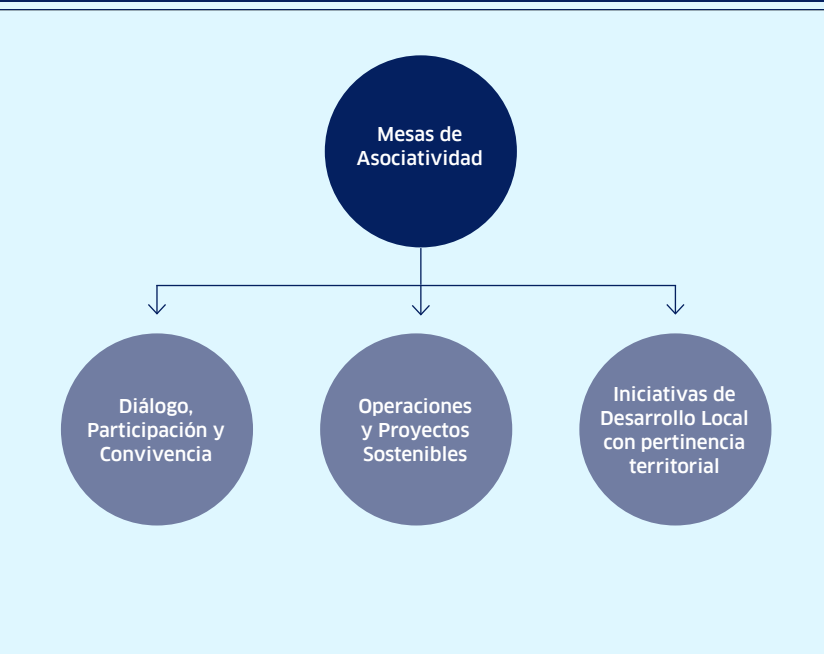


Iniciativas de Desarrollo Local



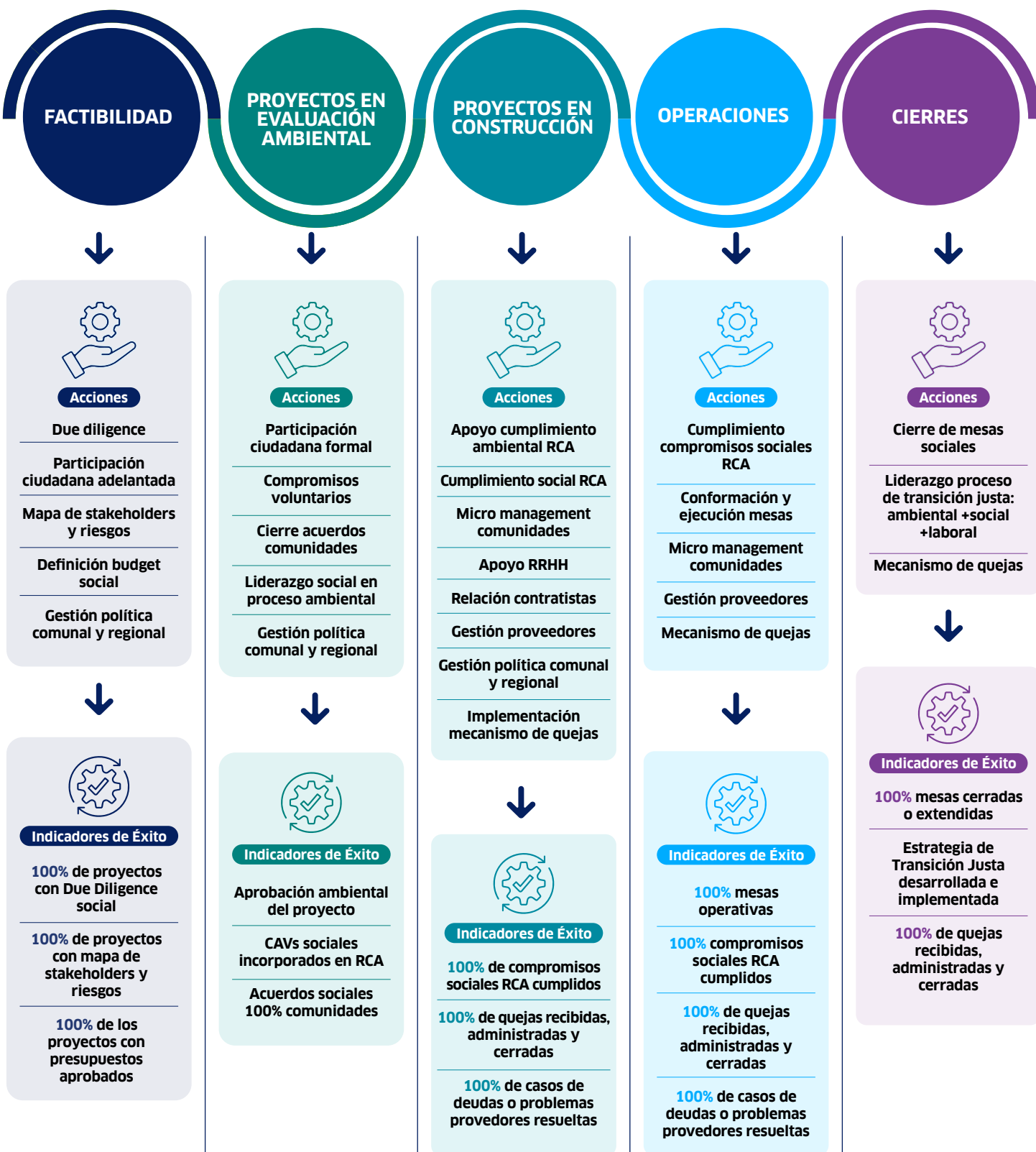
Acceso Energía

MÉTODO DE TRABAJO



MODELO DE GESTIÓN TERRITORIAL

La reciente implementación de nuestra Estrategia Social nos permitió contar con una tipificación más detallada de las etapas y acciones asociadas a la gestión territorial de cada nuevo proyecto, junto con indicadores de éxito definidos, lo que facilita la mejora continua de nuestras actuaciones y fortalece nuestros estándares de rendición de cuentas (accountability).



4.1.2 Inversión social



Durante 2025 incrementamos significativamente nuestra inversión social, tanto en número de iniciativas sociales, las que alcanzaron a 354 proyectos, como en el monto invertido, el que totalizó US\$ 1,3 millones.

Estos recursos beneficiaron directamente a 547.058 personas, de 26 comunas, versus

las 19 del año 2024; indirectamente, los beneficiados llegaron a 2.390.000.

En forma coordinada con las comunidades, orientamos estos aportes hacia los cuatro pilares estratégicos de nuestra Política de Asociatividad: participación y convivencia, aporte local en cadena de valor, iniciativa de desarrollo local y acceso a la energía.

INICIATIVAS FINANCIADAS SEGÚN POLÍTICA DE ASOCIATIVIDAD



Participación y
Convivencia



Aporte Local en
Cadena de Valor



Iniciativas de
Desarrollo Local



Acceso
Energía

128

134

72

18

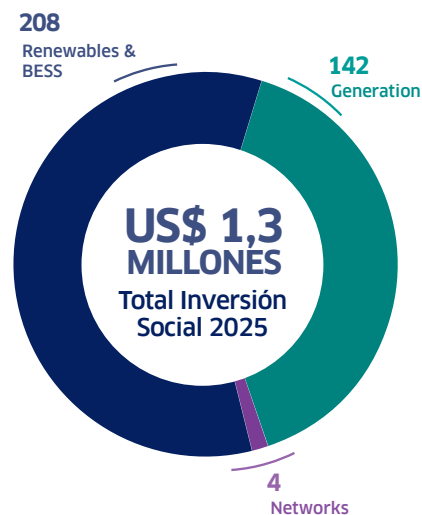
Por zona geográfica, nuestra inversión social se distribuyó en 178 iniciativas en la zona norte, 94 en la zona sur y 82 en la zona centro.

Por área de negocio, en tanto, la distribución fue de 208 iniciativas en Renewables & BESS, 142 en Generation y 4 en Networks.

INVERSIÓN SOCIAL 2025 POR ZONA



INVERSIÓN SOCIAL 2025 POR ÁREA DE NEGOCIO





APORTES A LA COMUNIDAD

Revisamos nuestra Política y el Procedimiento de Aportes a la Comunidad, que establece los requisitos para que personas naturales y jurídicas, que estén en el Registro de Instituciones Receptoras de Donaciones, puedan postular sus proyectos.

El documento establece que las iniciativas que postulen deben hacerlo en conformidad al Modelo de Prevención del Delito vigente en nuestra Compañía y los lineamientos de nuestras políticas de Aportes a la Comunidad y de Asociatividad, lo que implica que cada solicitud debe señalar claramente el objetivo de la donación y la utilización de los recursos otorgados. Adicionalmente, todos los receptores de un aporte deben pasar por un proceso de revisión de antecedentes o debida diligencia.

También establece que la Compañía no realiza aportes directos en dinero a ninguna institución o persona natural, sino que estos deben ser en especies pagadas directamente al proveedor, salvo excepciones justificadas.

COBERTURA GESTIÓN TERRITORIAL DE ENGE ENERGÍA CHILE

ZONA NORTE

Región de Arica y Parinacota

- Arica
- Camarones

Región de Antofagasta

- Tocopilla
- María Elena
- Calama
- Mejillones
- Taltal

Región de Atacama

- Copiapó
- Tierra Amarilla
- Vallenar

ZONA CENTRO

Región de Coquimbo

- Andacollo
- Ovalle

Región de Valparaíso

- La Ligua
- Viña del mar

Región Metropolitana

- Tiltill
- Colina

Región de O'Higgins

- Litueche
- Marchigüe
- Rengo

ZONA SUR

Región de Ñuble

- Ninhue
- Portezuelo
- Pemuco

Región del Biobío

- Yumbel
- Laja
- Los Ángeles

Región de Los Lagos

- Frutillar
- Calbuco
- Dalcahue
- Castro
- Chonchi

I. ACTIVIDADES DESTACADAS EN 2025

	Zona Norte	Zona Centro	Zona Sur
 PLANETA	Continuamos junto a la Fundación Sudamérica Diversa el trabajo para el estudio y protección de la Taruka, consistente en la instalación y monitoreo de cámaras trampa para el seguimiento migratorio durante el año. Este programa tuvo un trabajo de educación y conciencia con la escuela de Murtumtani, en la Región de Arica y Parinacota, fortaleciendo el conocimiento local sobre la importancia de conservar esta especie y su ecosistema precordillerano.	Plan de introducción a la energía renovable y educación ambiental. Se realizaron aportes comunitarios (en colaboración con Municipio de Taltal) para fortalecer el deporte en niños, niñas y adolescentes de Taltal, a través de clínicas deportivas con especialistas y la participación de equipos locales en campeonatos, nacionales, regionales y comunales. También, se fortaleció la educación técnica y profesional a través de convenio con la Universidad Católica del Norte para la conformación de nuevas carreras de ERNC con foco en STEM.	Junto a la Universidad Bernardo O'Higgins, otras casas de estudio y ENGIE como entidad asociada se nos adjudicó fondos estatales de ANID para el proyecto "NewPeat - Turberas construidas: una solución basada en la naturaleza para restauración de corredores hidrológicos" busca desarrollar una metodología innovadora de restauración ecológica de turberas para mejorar la retención y la calidad del agua, crear hábitats y aumentar la captura de carbono.
 PERSONAS	Apoyamos vía convenio de colaboración el trabajo y capacitación de bomberos de Arica, Tocopilla, María Elena, Calama y Antofagasta. Se efectuaron aportes en materiales para combatir el fuego e infraestructura, como la construcción de baños y un casino en la Escuela de Bomberos de Antofagasta. Desarrollamos en conjunto con las 6 comunidades del alto Loa, programas de acceso y educación energética, los más destacados son la energización fotovoltaica del museo de Chiu-Chiu y el curso fotovoltaico para comunidades en la cual participaron más de 30 personas.	Fuimos parte de la Clínica Deportiva Taltal, actividad que reunió a alrededor de mil participantes, incluyendo alumnos y alumnas de los establecimientos educacionales públicos de la comuna. Esta instancia formó parte de las celebraciones del aniversario local y se desarrolló mediante iniciativas deportivas abiertas a toda la comunidad. Suscribimos convenios de colaboración con las comunas de Tiltil y Colina para fortalecer la seguridad ciudadana y promover iniciativas comunitarias vinculadas a nuestro trabajo en el territorio.	Fuimos parte del Festival Ciencia Sin Ficción que se efectuaron en las regiones de Ñuble y Biobío donde pudieron participar los alumnos de educación media de nuestras comunidades de estas regiones. Estas instancias han acercado las ciencias y fomentado la continuación de estudios en carreras del área STEM. En la localidad de San Pedro, Chiloé, continuamos instalando sistemas FV on-grid para apoyar a vecinos vulnerables. Durante 2025 beneficiamos a cuatro familias, sumando más de 15 soluciones desde el inicio del programa, además del sistema de agua potable rural. Estos sistemas permiten a las familias acceder a los beneficios de las energías renovables y reducir sus costos eléctricos.
 PERFORMANCE	Suscribimos un convenio con la Fundación Ruinas de Huanchaca, cuyo objetivo es desarrollar un espacio museográfico que ponga en valor el trabajo de ENGIE en la región. Este nuevo "Espacio ENGIE" destacará nuestro aporte en energías renovables, la descarbonización, la transmisión eléctrica y las tecnologías BESS, acercando estos temas a la comunidad y reforzando nuestro compromiso con la divulgación científica y el patrimonio local.	Implementamos un convenio con la Universidad Católica del Norte para potenciar el ingreso de alumnos (as) de la comuna de Taltal, a las nuevas carreras de energías renovables. La iniciativa considera el desarrollo de seminarios enfocados en la nivelación de estudios y la implementación de laboratorios para ensayos e investigaciones aplicadas.	En el desarrollo del parque eólico El Rosal suscribimos convenios de colaboración con la mayoría de las juntas de vecinos del área de influencia. Estos acuerdos establecen el trabajo de largo plazo con las comunidades, definiendo de manera conjunta –a través de Mesas de Participación, Diálogo y Convivencia– el destino de la inversión social asociada al proyecto.
 GOBERNANZA	En Tocopilla y Mejillones, como parte del trabajo con las comunidades, fortalecimos las mesas de asociatividad donde abordamos, entre otros temas, los fondos concursables orientados a organizaciones sociales, emprendedores locales y proyectos de acceso a la energía. Estas mesas permiten avanzar en una toma de decisiones más participativa, transparente y alineada con las prioridades definidas junto a los actores locales.	A través del trabajo conjunto con organizaciones sociales, deportivas y culturales, ejecutamos los Fondos Concursables que financian iniciativas en acceso a la energía, cuidado hídrico, apoyo a adultos mayores y niños y niñas, además de actividades culturales. Este fondo opera anualmente y busca fortalecer el desarrollo comunitario.	Mediante un proceso participativo junto a las comunidades vecinas de nuestra Central Hidroeléctrica Laja, actualizamos la forma de comunicarnos con nuestras partes interesadas, incorporando canales de comunicación más eficientes y la generación de una página web con información social y ambiental relevante para nuestras comunidades.

II. POLÍTICA DE ASOCIATIVIDAD: CASOS DESTACADOS



PARTICIPACIÓN Y CONVIVENCIA

Puertas Abiertas

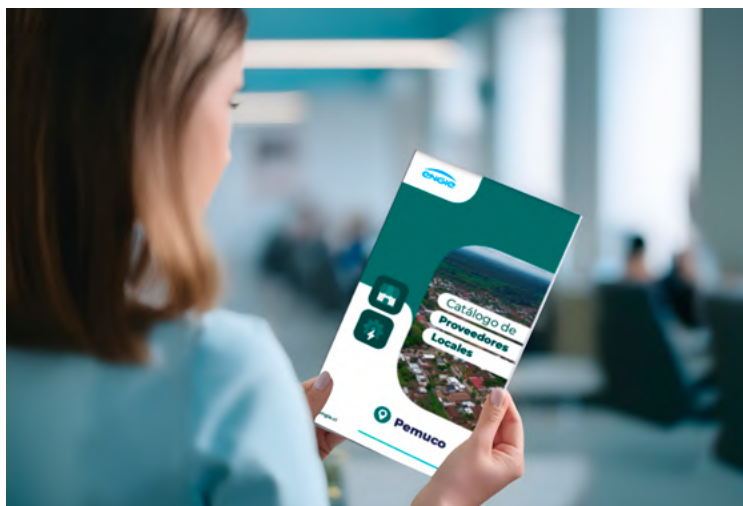
Durante 2025 recibimos cerca de mil visitas a nuestras instalaciones de todo el país, incluyendo la Subestación (SE) Pozo Almonte, la Central Hidroeléctrica Chapiquiña, la Subestación y BESS Arica, las unidades CET y CTM, la Central Hidroeléctrica Laja y el Parque Eólico San Pedro.

En estas visitas participaron, niños y niñas, estudiantes secundarios y universitarios, vecinos de comunidades aledañas a nuestras operaciones, familiares de trabajadores y autoridades nacionales, regionales y comunales, entre otros.



Talleres de Liderazgo para dirigentas sociales

Una de nuestras líneas de trabajo ha sido el fortalecimiento de los liderazgos de las y los dirigentes sociales de las comunidades donde operamos. En 2025 nos enfocamos en las dirigentes sociales de Tocopilla y Taltal. Organizamos el taller “¿Cómo marcas tu marca?”, espacio formativo que buscó potenciar sus capacidades de liderazgo y comunicación efectiva. El taller, facilitado por la periodista y coach, Alejandra Sepúlveda, se enmarca en la mesa de trabajo que mantenemos con las organizaciones sociales de ambas comunas.



APORTE LOCAL A LA CADENA DE VALOR

Catálogo de proveedores locales en Pemuco

Esta iniciativa se desarrolló con la participación abierta y voluntaria de proveedores formalizados registrados en los correspondientes municipios donde se desarrollan los proyectos. La complementamos con un trabajo en terreno realizado por Fundación La Semilla.

El resultado es un repositorio actualizado y accesible, orientado a promover los negocios locales y fomentar el desarrollo económico de la comuna.

APORTE AL DESARROLLO LOCAL



Seguridad y Cultura en Tiltill

Firmamos un acuerdo con la Municipalidad de Tiltill para apoyar iniciativas de seguridad y actividades culturales en la comuna en la que estamos construyendo el Parque Fotovoltaico Libélula. La iniciativa considera un fondo que, entre otras cosas, se invertirá en la adquisición de un vehículo 4x4 para la Dirección de Seguridad Municipal.



Aportamos infraestructura a bomberos de Antofagasta

Inauguramos un nuevo espacio que permitirá que 50 miembros de la institución puedan capacitarse. La puesta en marcha de este espacio coincide con la conmemoración de los 150 años del Cuerpo de Bomberos de Antofagasta.

ACCESO A ENERGÍAS RENOVABLES



Electrificamos el nuevo Centro Arqueológico de Chiu-Chiu

Participamos en la inauguración del nuevo Centro Arqueológico Patrimonial San Francisco de Chiu-Chiu, iniciativa liderada por la comunidad atacameña de Chiu-Chiu para preservar y difundir el patrimonio cultural del Alto Loa.

Nuestra contribución consistió en un sistema solar fotovoltaico, que cubre el 100% de su demanda energética. El sistema está compuesto por un inversor de 5.000 W, seis paneles solares de 550 KW y cuatro baterías de 250 amperios a 12V.

4.2 PERSONAS Y TALENTO

73 4.2.1 Focos y avances 2025

75 4.2.2 Cultura ENGIE

76 4.2.3 Desarrollo de personas

80 4.2.4 Relaciones laborales



4.2.1 Focos y avances 2025

(GRI 401)



En ENGIE Energía Chile fomentamos una cultura interna y un entorno laboral diverso, inclusivo y equitativo, convencidos de que ello enriquece nuestro trabajo y fortalece nuestra capacidad para enfrentar los desafíos que implica liderar la transición energética.

En 2025 nos enfocamos en robustecer de manera decidida nuestros atributos de eficiencia, colaboración, transformación, estandarización y digitalización, avanzando hacia un modelo operativo más integrado y preparado para el futuro.

En este contexto, la gestión de personas se consolidó como un habilitador estratégico, asegurando la disponibilidad de talento crítico, fortaleciendo capacidades mediante metodologías de reskilling y upskilling, y garantizando la consistencia necesaria para ejecutar nuestras metas en un entorno de alta presión regulatoria y de proyectos críticos.

Desde Recursos Humanos desplegamos una robusta planificación estratégica de nuestra fuerza laboral, a través del Strategic Workforce Plan (SWP), junto con el diseño de un programa de desarrollo continuo que posicionó a la movilidad interna como la principal palanca de crecimiento. Todo ello se desarrolló en paralelo a un proceso de

simplificación de estructuras y procesos, orientado a acelerar la transformación organizacional.

Asimismo, los planes de sucesión se instalaron como un pilar esencial para garantizar la continuidad en roles críticos, dar mayor visibilidad al talento interno y anticipar de manera proactiva las necesidades futuras de la Compañía. En paralelo, la formación estratégica -en liderazgo, gestión del cambio, coaching, seguridad y finanzas- permitió preparar equipos capaces de operar en un entorno cada vez más complejo, integrado y tecnológicamente exigente.

La cultura y el bienestar se posicionaron como factores diferenciales para la sostenibilidad de los resultados. ENGIE&Me -herramienta que nos permite medir el compromiso interno- orientó a la organización hacia un modelo más simple, empoderado y conectado, mientras que nuestro programa Ninguna Mente en Riesgo reforzó la convicción de que cuidar a las personas es también cuidar la operación.

Como consecuencia de este trabajo, durante 2025 recibimos importantes reconocimientos -Merco Talento, IMAD y HRD-, además de la recertificación EDGE, que avalan los avances alcanzados en relación con los objetivos que nos propusimos.



Una organización más ágil para el futuro



En 2025 consolidamos un año en que la estrategia del negocio avanzó al mismo ritmo que el desarrollo del talento, dando forma a una organización más ágil, preparada y profundamente humana, capaz de responder con éxito a los desafíos de la energía del futuro en Chile. Contribuyeron a este objetivo la consolidación del desarrollo continuo como eje central de nuestra cultura y el rol de los líderes como principales impulsores del crecimiento de sus equipos. También, nuestros avances en dotar a la Compañía de una organización competitiva, diversa e inclusiva, logrando aumentar la participación de profesionales jóvenes y mujeres que alcanzaron al 27% de la dotación, una cifra significativamente superior al promedio de la industria. Estas y otras iniciativas, nos permiten consolidar una organización preparada para los desafíos del mañana. ”

Lucy Oporto,
Gerente de Recursos Humanos

NUESTRA DOTACIÓN EN CIFRAS

(GRI 2-7)



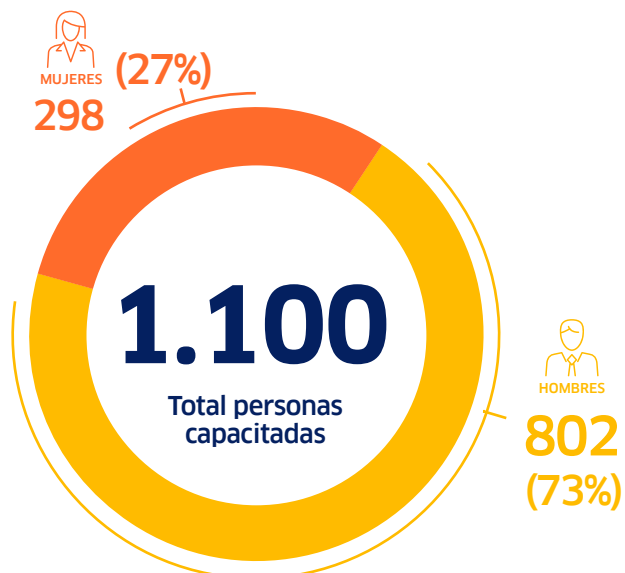
NUEVAS CONTRATACIONES



JORNADA LABORAL (parcial y completo)



GESTIÓN DEL TALENTO



EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO



MOVILIDAD INTERNA



4.2.2 Cultura ENGIE

En ENGIE Energía Chile estamos convencidos de que estamos construyendo futuro y que cada colaborador está comprometido con el objetivo de descarbonizar Chile y alcanzar la carbono neutralidad en 2045; este propósito redefine quiénes somos y por qué hacemos lo que hacemos. También sabemos que, para liderar la transformación, debemos evolucionar:

- De la estabilidad a la agilidad: adaptarnos rápido, innovar, colaborar.
- Del conocimiento técnico al aprendizaje continuo: nuevas competencias para nuevas tecnologías.
- Del orgullo por el pasado al compromiso con el futuro: sostenibilidad como identidad.

En 2025, la cultura One ENGIE se consolidó como un eje estratégico que refleja nuestro compromiso con las personas, la sostenibilidad y la innovación: continuamos con la implementación de programas y prácticas movilizadoras diseñadas en años previos e impulsamos nuevas iniciativas que fortalecen nuestro quehacer.

Abordamos el liderazgo desde la perspectiva de un líder coach, con entrenamientos orientados a gestionar conversaciones difíciles y promover ambientes diversos, sanos y seguros.

Un eje estratégico adicional ha sido el desarrollo de talentos internos, promoviendo la movilidad y el trabajo multifuncional, independientemente de la GBU de pertenencia. Para ello, hemos creado espacios de conversación con líderes enfocados en el desarrollo y performance de los colaboradores, construyendo la fuerza laboral del futuro.

También, implementamos de manera transversal la estrategia People Development Strategy (PDS), que posiciona el desarrollo continuo como un eje central de la cultura y refuerza el rol de los líderes como principales desarrolladores de personas.



HR BOOT CAMP LATAM EN SANTIAGO

Un hito significativo de 2025 fue el HR Boot Camp Latam, que reunió en Santiago los días 13 y 14 de mayo a los líderes de Recursos Humanos de Chile, Brasil, Perú y México.

Fue una instancia clave, para fortalecer la visión estratégica regional, impulsar el networking y compartir buenas prácticas en torno a la gestión del cambio, datos, procesos y personas, alineando conceptos y focos prioritarios.

A través de sesiones colaborativas, los equipos intercambiaron conocimientos, discutieron los desafíos futuros para el talento en Latam, y trabajaron en los ajustes y mejoras necesarios para la plataforma SEZAME, reforzando una colaboración sólida, alineada con nuestros objetivos estratégicos y orientada a construir en conjunto el futuro del área en la región.

I. ENGIE&ME

Durante 2025 pusimos en acción los planes para avanzar hacia una organización **más simple, de aprendizaje constante y con personas empoderadas para tomar decisiones.**

A partir de los resultados obtenidos en la encuesta ENGIE&ME -a través de la cual medimos el clima organizacional- desarrollamos un trabajo colaborativo del cual surgieron 43 acciones que buscan contribuir al bienestar y desarrollo de todas las personas, promoviendo entornos donde cada voz sea escuchada y cada aporte valorado.

En el marco de nuestros cuatro pilares -Promoción & Movilidad, Simplificación, Desarrollo&Formación y Accountability- implementamos acciones orientadas a la **simplificación de estructuras**, a la implementación de **reuniones de desarrollo de**

talentos en las que participaron integrantes de nuestra alta dirección, a la elaboración de una **estrategia de comunicaciones internas enfocada en dar una mayor visibilidad a los indicadores de nuestras personas**, al **fortalecimiento del EVP** y al **desarrollo de facilitadores internos** para potenciar la transferencia de conocimiento.

También, desarrollamos programas específicos de liderazgo y de competencias transversales, con semanas formativas dedicadas y un plan integral de capacitación en 2025.

Incluimos el inglés como meta formativa estratégica, ampliando las oportunidades de movilidad interna y regional. Durante el año se capacitaron 280 colaboradores en cursos de inglés.

4.2.3 Desarrollo de personas

En ENGIE Energía Chile entendemos que el desarrollo de las personas es un imperativo de primera importancia para el negocio, fundamental para seguir construyendo una organización más fuerte, integradora, eficiente y resiliente, y para impulsar con éxito la transición energética.

En este contexto, orientamos nuestra Estrategia de Desarrollo de Personas (People Development Strategy, PDS) hacia la formación de perfiles más flexibles y adaptables, capaces de desempeñar competencias en distintos roles, tanto dentro como fuera de su área de especialización, con el objetivo de fomentar una mayor movilidad y crecimiento profesional.

Un hito relevante de nuestra gestión en 2025 fue la capacidad de articular, en un mismo marco de acción, la estrategia del negocio, el uso de datos y la experiencia del colaborador –incluyendo motivación, aspiraciones, potencial, trayectoria profesional y sucesión–, fortaleciendo así una mirada integral del desarrollo del talento.

El despliegue de esta estrategia, desde 2024 a la fecha, ha implicado la capacitación de 618 personas, lo que equivale a más del 50% de la dotación total, y ha permitido avanzar en iniciativas, como la segmentación de los profesionales según sus próximos pasos de desarrollo, el fortalecimiento de los planes de sucesión, el seguimiento estructurado de los planes de desarrollo individual, la integración del aprendizaje en la plataforma Sezame y la consolidación de comunidades de práctica que reforzaron la colaboración entre países y unidades de negocio.

Asimismo, desarrollamos indicadores para identificar las brechas de formación, proyectar las necesidades de la fuerza laboral futura, priorizar acciones y asegurar una toma de decisiones basada en datos.

En conjunto, estas acciones posicionaron nuestra estrategia como un motor efectivo para el desarrollo de capacidades críticas y el fortalecimiento de la empleabilidad interna.



NUEVA ESTRATEGIA DE DESARROLLO DE LAS PERSONAS



Apoyar el crecimiento de nuestra empresa y nuestros negocios.



Ofrecer una amplia gama de oportunidades de desarrollo y carrera profesional a nuestros colaboradores.



Proporcionar a nuestros managers y colaboradores, el conocimiento necesario con el fin de lograr este objetivo común.



CONSTRUIR UNA ORGANIZACIÓN MÁS FUERTE, MÁS EFICIENTE Y MÁS INTEGRADORA DONDE CADA PERSONA PUEDE DESARROLLAR TODO SU POTENCIAL.

I. CAPACITACIÓN

(NCG 461/519: 5.8.i.ii.iii.iv) (GRI 404)

Uno de los principales énfasis de nuestra estrategia de talento durante 2025 fue alinear las acciones formativas y los Planes de Desarrollo Individual (PDI), asegurando que cada instancia responda tanto a las competencias requeridas por cada rol como a las necesidades estratégicas del negocio. Esto permitió que la formación fuera más pertinente, coherente con los pilares globales de ENGIE y reflejara la cultura organizacional.

La capacitación se basó en la identificación anual de brechas, permitiendo planificar de forma estructurada tanto la formación en competencias técnicas propias de las áreas operativas como habilidades transversales. Dicha planificación consideró el desempeño, el potencial, las aspiraciones de los colaboradores y su interés en movilidad interna, contribuyendo al diseño de planes de desarrollo más personalizados y efectivos. Todo esto se complementó con programas de mentoría, liderazgo, charlas y acciones vinculadas a Diversidad e Inclusión.

Se reforzaron aspectos como comunicación efectiva, trabajo en equipo, resolución y negociación de conflictos, planificación y gestión estratégica, además de espacios formativos vinculados al bienestar y familia. Junto con ello, se desarrollaron programas de liderazgo y procesos de coaching para apoyar el crecimiento profesional, se impartieron cursos mandatorios en Ética, Seguridad y Ciberseguridad y se ofreció formación en Idiomas para fortalecer la proyección, movilidad interna y roles propios del cargo.

a. Capacitaciones técnicas

Las capacitaciones técnicas tuvieron cuatro ejes de acción:

- Certificaciones normativas que dan respuesta a los requerimientos legales en el uso de equipos.
- Medio ambiente, que también es mandatorio y da respuesta a obligaciones normativas.
- Eje Salud y Seguridad Ocupacional en el trabajo
- Eje técnico por brechas de conocimientos identificadas para el correcto desarrollo de las funciones del cargo.

Durante 2025 desarrollamos un proyecto transversal junto a todas las unidades de negocio, orientado a identificar los conocimientos técnicos requeridos para cada po-

sición, en coherencia con las competencias definidas en sus respectivos descriptores de cargo. Este trabajo nos permitió asignar niveles de criticidad y categorizar conocimientos, con el objetivo de estandarizar el sistema de gestión de competencias y focalizar la identificación de necesidades de capacitación. Este proyecto fue desarrollado con el apoyo de Fundación Chile, entidad externa con amplia experiencia en procesos de identificación y gestión de conocimientos técnicos.

A la fecha, hemos capacitado al 99% de la dotación, realizando más de 200 cursos durante el año entre formación técnica y de habilidades transversales, lo que representa más de 55.000 horas de formación y 48 horas en promedio por colaborador.





II. LIDERAZGO

Un avance muy relevante de nuestro Programa de Liderazgo en 2025, fue la consolidación de una ruta formativa común, que este año puso el foco en líderes coach y en la creación de ambientes seguros, sanos e inclusivos, alineada con las competencias que necesitamos de nuestros líderes.

Los programas de 2025 se orientaron hacia temáticas alineadas al momento del negocio: Change Management, Gestión de Crisis, Desarrollo de Personas y Feedback. Para 2026, estamos preparando un programa de liderazgo digital, enfocado en el uso de herramientas de Inteligencia Artificial y en el desarrollo del mindset necesario para trabajar de forma ágil e iterativa.

El programa piloto de First Time Manager fue también un habilitador crucial para acompañar a profesionales que ingresan por primera vez a roles de liderazgo. Las academias técnicas reforzaron habilidades esenciales para gestionar equipos en transformación.

Además, se propiciaron instancias de aprendizaje abiertas, como los Learning Career Days, donde se pusieron a disposición cursos transversales en comunicación, gestión del tiempo, trabajo en equipo y otras competencias fundamentales para fortalecer la práctica diaria del liderazgo.

A esto se sumaron iniciativas como el programa global y local de coaching y mentoring, que motivaron la participación de 153 participantes (74 mentores y 79 mentees) y de movilidad interna, que actuaron como aceleradores de desarrollo, ampliando la perspectiva de los líderes, preparándolos para roles futuros.

Complementariamente, la consolidación de espacios de conversación –feedback continuo, sesiones de alineamiento y diálogos de desarrollo– fortaleció una cultura de liderazgo cercano, humano y orientado al talento.

El programa Train the Trainers, que reforzamos en 2025, reunió a 61 colaboradores de todas las unidades de negocio, quienes



CLP 657.047.447

Inversión en capacitación
al 31 de diciembre de 2025.

voluntariamente aceptaron convertirse en facilitadores internos y multiplicadores de aprendizaje.

El alto interés que generó esta iniciativa confirma que somos una organización donde las personas quieren contribuir, enseñar y construir una cultura de desarrollo continuo. Más que formar instructores, este programa consolida una red de expertos, potencia la transferencia del conocimiento crítico y garantiza que el aprendizaje circule de manera transversal, impulsando equipos más preparados, autónomos y conectados.

III. EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO

Contamos con un modelo de evaluación de desempeño cuyo foco es impulsar una cultura de alto desempeño, basada en un feedback continuo entre líderes y colaboradores, y que constituye un elemento central para la elaboración de los planes de desarrollo individual y del Talent Profile (LinkedIn interno). En 2025 el 100% de los integrantes del equipo de ENGIE Energía Chile S.A. tuvieron su evaluación de desempeño.



IV. ATRACCIÓN DE TALENTO

En ENGIE Energía Chile, la atracción de talento está alineada directamente con nuestra estrategia corporativa y con la **Política de Diversidad, Equidad e Inclusión Be.U@ENGIE**. Bajo nuestro modelo EVP (Employee Value Proposition), diseñamos experiencias laborales que integran propósito, desarrollo, bienestar y pertenencia, fortaleciendo nuestra propuesta para atraer y retener talento de manera sostenible.

Cada año desarrollamos un riguroso Strategic Workforce Planning (SWP) que traduce los desafíos del negocio en requerimientos de habilidades, posiciones críticas y planes de dotación. A partir de ese análisis construimos la estrategia de selección, priorizando la movilidad interna como también atrayendo a los mejores talentos. Este proceso se complementa con nuestro Talent Proactive Pipeline - un sistema proactivo de captación de talento- que nos permite anticiparnos a los requerimientos del negocio y acelerar la cobertura de roles estratégicos.

Todos nuestros procesos de reclutamiento y selección son diversos e inclusivos, incorporando short-lists equilibradas, entrevistas estructuradas, criterios objetivos y prácticas que reducen sesgos, permitiendo garantizar equidad en cada etapa del ciclo de talento.

Ponemos a los líderes en el centro del desarrollo de equipos, promoviendo trayectorias profesionales ricas y diversificadas. También monitoreamos la calidad y clasificación de la información en nuestras

plataformas, revisamos planes de sucesión, movilidad y potencial, y evaluamos trimestralmente los avances para reajustar decisiones y mantener una ejecución ágil, alineada a las prioridades del negocio.

Como resultado de esta gestión en 2025:

- Logramos que un 35,6% de contrataciones de mujeres managers, avanzando hacia un liderazgo más equilibrado.
- Incorporamos 22,9% de jóvenes talentos (<30 años) dentro de las nuevas contrataciones, fortaleciendo nuestro semillero futuro.
- Ingresamos al Top 40 del ranking Merco Talento, ascendiendo del puesto 74 al 37.

V. MOVILIDAD INTERNA Y PLANES DE SUCESIÓN

La movilidad interna es esencial para nuestra estrategia de desarrollo de talentos cuyo objetivo es que nuestro equipo alcance su máximo potencial y, al mismo tiempo, nos permite retener talento valioso, aprovechar el conocimiento interno y cubrir con mayor agilidad las posiciones críticas de acuerdo a los planes de sucesión.

Contamos con planes de carrera y oportunidades de movilidad geográfica y funcional dentro del grupo. En 2025, la movilidad interna -promociones y movilizaciones laterales- alcanzó el 46,7%.

En este mismo marco, contamos con un robusto proceso de sucesión (People & Position Review, PPR), mediante el cual se han establecido planes para 238 posiciones y se han identificado 471 sucesores.

En 2025, el foco estuvo en asegurar una cobertura del 90% de los roles críticos, incrementar la presencia de mujeres en los planes de sucesión (29%) y ampliar la incorporación de profesionales jóvenes hasta 34 años (14%) en el pool de futuros líderes. Además, el 100% de las personas clasificadas como “should move” –es decir, quienes ya alcanzaron un nivel de desarrollo que hace necesaria su movilidad– efectivamente se movieron durante el año.

En paralelo, identificamos brechas estratégicas, como perfiles clave sin sucesión, la concentración excesiva de sucesores en ciertos talentos y oportunidades de desarrollo acelerado que requieren una intervención prioritaria.

El objetivo fue transformar el PPR en una herramienta viva, que oriente decisiones de movilidad, reskilling y upskilling, y la preparación de los profesionales para los desafíos futuros de la transición energética.

Nuestro modelo de sucesión dejó de ser un ejercicio anual para convertirse en un mecanismo continuo de gestión del talento y del riesgo organizacional, aportando coherencia, anticipación y claridad en la toma de decisiones.

4.2.4 Relaciones laborales

I. AVANCES 2025

Nuestra gestión de relaciones laborales tiene por objetivo que nuestros colaboradores y los de las empresas contratistas desarrollen su trabajo con altos estándares, en estricto cumplimiento de las obligaciones legales y con pleno respeto a la libertad sindical y la negociación colectiva.

En ese marco, 2025 fue un año de avances significativos, entre los que podemos destacar:

- Llevamos adelante un proceso de negociación colectiva anticipada con cuatro sindicatos que negocian un único instrumento colectivo. El acuerdo permitió homologar beneficios existentes en otros contratos colectivos, incorporar nuevas prestaciones para los trabajadores y regularizar situaciones operacionales.
- Lanzamos un chatbot corporativo denominado “Yo en ENGIE” con el fin de permitir a los trabajadores acceder 24/7 a información normativa contenida en el Reglamento Interno de Orden, Higiene y Seguridad (RIOHS), instrumentos colectivos, Código de Ética, Manual de Prevención del Delito y otras políticas internas, además de legislación laboral complementaria. Desde su implementación, un 80% de la dotación ha utilizado esta herramienta, la cual ha mejorado significativamente los tiempos de respuesta. Actualmente, estamos trabajando en nuevas funcionalidades para una futura actualización.
- Durante el año se evaluaron más de 70 puestos bajo la normativa de trabajo pesado y se enviaron las solicitudes respectivas a la Comisión Ergonómica Nacional, las que actualmente están en proceso. Este trabajo busca regularizar puestos que podrían acceder a los beneficios asociados, asegurando el cumpli-

SINDICALIZACIÓN (GRI 2-30)					
Número de sindicatos		% Sindicalizados		Personas con cobertura de los convenios colectivos	
7	7	69,49%	66,50%	1.098	1.091
2025	2024	2025	2024	2025	2024

CONVENIOS COLECTIVOS VIGENTES					
Sindicatos (Identificación)	N° de Socios	GBU Representada (*)	Desde	Hasta	Tipo de Negociación
Sindicato ENGIE Energía Chile N°1 de Tocopilla	100	GEN - R&B - S&EM- NET	08-03-2021	31-07-2027	Reglada
Sindicato ENGIE Energía Chile N°2 de Tocopilla	91	GBS - GEN - R&B - S&EM- NET - T&G	02-01-2024	31-01-2027	Anticipada
Sindicato Nacional de Trabajadores de ECL	46	GBS - R&B - NET - T&G	01-01-2026	31-12-2028	Anticipada
Sindicato De La Empresa Eléctrica del Norte Grande S.A.	95	GBS - GEN - R&B - S&EM- NET - T&G	01-01-2026	31-12-2028	Anticipada
Sindicato de Ingenieros y Profesionales ENGIE Energía Chile	179	GBS - GEN - R&B - S&EM- NET - T&G	01-01-2026	31-12-2028	Anticipada
Sindicato de Supervisores de ENGIE Energía Chile S.A.	166	GBS - GEN - R&B - S&EM- NET - T&G	18-09-2024	16-09-2027	Reglada
Sindicato Trabajadores Empresa Eléctrica del Norte Grande	93	GEN - R&B - NET - T&G	01-01-2026	31-12-2028	Anticipada

(*) Generation (GEN); Renewables & BESS (R&B); Supplier (S&EM), Networks (NET); Global Business Support/Services (GBS), T&G.

miento normativo y otorgando mayor certeza a los trabajadores respecto de su situación laboral.

- Avanzamos en la actualización de nuestro Reglamento Interno de Orden, Higiene y Seguridad (RIOHS), para incorporar las exigencias del Decreto N°44, así como los contenidos asociados a la Ley Karin. Las modificaciones y el texto final serán comunicados a los equipos durante los primeros meses de 2026, a través de los canales de difusión correspondientes, incluyendo el envío de un correo electrónico, su comunicación a través de los sindicatos y su publicación tanto en formato físico como en la Intranet corporativa.
- Gestionamos y logramos la aprobación para regularizar siete jornadas excepcionales que se encontraban vencidas, dando cumplimiento así a la obligación legal aplicable a este régimen laboral. Este proceso garantiza el cumplimiento normativo y la continuidad de las operaciones dentro del marco formalmente autorizado.

a. Ley Karin

Desde su entrada en vigencia en 2024, junto con implementar los requerimientos normativos, hemos volcado nuestro esfuerzo en sensibilizar y capacitar a nuestro equipo. Las actividades de capacitación vinculadas a la Ley Karin alcanzaron a más de 900 trabajadores mediante sesiones presenciales en sitio y online. Los contenidos abordados se enfocaron en acoso sexual, laboral y violencia en el trabajo, el procedimiento de investigación, los canales de denuncia y estadísticas internas y nacionales. Estas instancias evidenciaron cómo identificarlos y su alto interés por parte de los trabajadores, reflejado en múltiples consultas que contribuyeron a la prevención y a una mejor comprensión del nuevo marco legal.

DENUNCIAS POR ACOSO LABORAL, SEXUAL Y VIOLENCIA EN EL TRABAJO

	Hombres	Mujeres
N° denuncias presentadas por acoso sexual	0	3
N° denuncias presentadas por acoso laboral	8	3
N° denuncias presentadas por violencia en el lugar de trabajo	3	4
N° denuncias presentadas ante la Dirección del Trabajo	0	0

III. CONCILIACIÓN

En 2025, reforzamos nuestro compromiso con la conciliación de la vida familiar y laboral mediante la implementación del Permiso de Paternidad -Paternity Leave-, un beneficio que otorga cuatro semanas consecutivas a los colaboradores que asumen el rol de padre, tanto en casos de nacimiento como de adopción. Este permiso, busca acompañar a las familias en un momento clave y consolidar una cultura organizacional que reconoce la corresponsabilidad parental como un pilar fundamental del bienestar de nuestros equipos.

Otras políticas y prácticas que utilizamos en ENGIE Energía Chile para asegurar una mayor conciliación de vida familiar y laboral para nuestros colaboradores son:

- 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.

POLÍTICA DE SUBCONTRATACIÓN

Contamos con una Política de Subcontratación que fija procedimientos que deben cumplir todas las empresas que son parte del Grupo ENGIE, entre ellos, garantizar la seguridad de todos, proporcionando un lugar de trabajo y un entorno seguros dondequiera que operemos.

II. BENEFICIOS

(GRI 401-2)

Durante 2025 relanzamos nuestra alianza con la Fundación Arturo López Pérez (FALP), que entrega una cobertura adicional en tratamientos oncológicos, reduciendo el impacto financiero para colaboradores y sus familias, y facilitando también el acceso a empresas contratistas.

Esta alianza se suma a la 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, la que agrupamos en los siguientes cuatro ámbitos:



BIENESTAR FÍSICO Y EMOCIONAL	BALANCE VIDA Y TRABAJO	BIENESTAR FINANCIERO	EQUIDAD
Beneficios que permiten al colaborador cuidar su salud física y mental.	Beneficios que permiten al colaborador mantener un balance equilibrado entre sus actividades dentro y fuera del trabajo.	Beneficios que buscan aportar al colaborador una vida financieramente saludable.	Beneficios que entregan al colaborador un ambiente de trabajo sano y mejoran su calidad de vida.
Seguro Complementario de Salud		Asignación de alimentación	Pago de sala cuna o reembolso
Seguro Dental	Feriado adicional	Asignación de matrimonio o Unión Civil	Caja de Compensación: beneficio, educación, apoyo financiero, turismo y recreación
Seguro Enfermedades Catastróficas	Feriado progresivo	Asignación de nacimiento	Asignación de escolaridad Enseñanza Básica y Media para hijos
Seguro de Vida e Invalidez	Trabajo flexible	Asignación fallecimiento	Beca Instituto de Formación Técnica para hijos
Subsidio por Enfermedad/ Accidentes del Trabajo	Permisos por matrimonio o Unión Civil	Depósito convenido	Beca para estudios universitarios para hijos
Seguro COVID	Permiso por nacimiento	Asignación Fiestas Patrias	Regalos de Navidad para hijos de trabajadores y gift card navideña
Reembolso actividades deportivas	Permiso por fallecimiento	Asignación para la Navidad	Convenio ayuda estacionamiento
Silla ergonómica	Permisos con goce de remuneración	Asignación de vacaciones	Convenio bicicleta
Programa acompañamiento al colaborador (PAE)	Permisos sin goce de remuneración		
Convenio seguro oncológico			

DERECHOS HUMANOS

En ENGIE Energía Chile S.A. estamos profundamente comprometidos con los Derechos Humanos. Siguiendo las directrices del Grupo ENGIE, los resguardos y líneas de acción que adoptamos están formalizados en nuestro Código de Ética y Conducta en los Negocios, que establece que cada una de nuestras gerencias corporativas debe velar por el cumplimiento de las tareas y obligaciones que asumimos en esta materia, que principalmente son:

- En nuestra relación contractual con proveedores, contratistas y socios, incorporamos una disposición que les insta a respetar los compromisos de ENGIE Energía Chile S.A. en este ámbito. Junto con un actuar responsable y ético, les solicitamos 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 nuestras iniciativas, relaciones de negocios y cualquier establecimiento por parte de ENGIE Energía Chile S.A. 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.

Contamos con sistemas de evaluación de riesgos, realizamos iniciativas de Prevención y capacitación y contamos con mecanismos de denuncias y reparación, que incluyen canales con tres líneas de denuncia:

- Ética, Acoso y Asuntos Relacionados.
- Responsabilidad Penal Corporativa.
- Línea de Denuncias Comunitarias.

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.

Durante 2025, hubo 46 denuncias relacionadas con problemas de ética, acoso y responsabilidad corporativa, lo que demuestra la confianza y eficacia de este instrumento. También, a contar de 2025, establecimos que cualquier denuncia ingresada debe ser investigada en un plazo máximo de dos meses.

Comité de Vigilancia

En adhesión a la ley francesa sobre “el deber de vigilancia”, el Grupo ENGIE y sus filiales están obligados a mantener un sistema de vigilancia.

En 2025 realizamos tres sesiones donde se revisaron las siguientes temáticas:

- **Gestión de Contratos:** se reforzó la capacitación a administradores de contratos y se acordó implementar cursos obligatorios y guías prácticas para asegurar cumplimiento en pagos y trazabilidad.
- **Relación con Proveedores:** se definió realizar un mapeo de instancias de contacto y fortalecer capacitaciones en seguridad y estándares internos.
- **Comunidades y Medio Ambiente:** se abordó el plan de cierre de unidades y remediación de sitios, priorizando Antofagasta y otros puntos críticos, con diagnóstico ambiental previsto para diciembre.
- **Riesgos Operacionales:** se analizaron riesgos en proyectos en construcción y se acordaron campañas de concientización sobre pagos a subcontratistas.

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

4.3 DIVERSIDAD, EQUIDAD E INCLUSIÓN

85 4.3.1 Gestión de la
diversidad e inclusión

89 4.3.2 Equidad



4.3.1 Gestión de la diversidad, inclusión y la equidad

(NCG 461/519: 3.1.vi.vii) (GRI 405)

Reconocemos que la diversidad, la equidad y la inclusión son pilares fundamentales para la innovación y la sostenibilidad. Siguiendo los lineamientos de nuestra **Política de Diversidad, Equidad e Inclusión, Be.U@ENGIE**, trabajamos activamente para identificar y eliminar barreras que puedan limitar la participación plena de personas con distintas capacidades, experiencias y visiones. Todo ello fortalece nuestra posición en el mercado y refuerza nuestro propósito de acelerar la transición hacia una economía neutra en carbono.

Nuestro enfoque se estructura en cinco pilares: Género, Habilidades, Orígenes, LGBTQIA+ y Generaciones. Para ello, aplicamos un enfoque sistemático que incluye:

- **Diagnóstico permanente:** realizamos análisis internos mediante encuestas de clima, conversatorios y revisión de procesos, con el fin de identificar sesgos y brechas.
- **Procesos inclusivos:** ajustamos nuestras políticas de reclutamiento, selección y desarrollo para garantizar la igualdad de oportunidades, incorporando herramientas que reducen los sesgos inconscientes y promoviendo el uso de lenguaje inclusivo en todas nuestras comunicaciones.
- **Sensibilización y formación:** implementamos programas de capacitación en diversidad, equidad e inclusión dirigidos a líderes y equipos, fortaleciendo la cultura organizacional y promoviendo una toma de decisiones libre de discriminación.
- **Espacios de participación:** mantenemos canales abiertos como la comunidad DEI, la red de mujeres, comités paritarios, mesas tripartitas y sindicatos, además de buzones de sugerencias y un canal de denuncias, asegurando que todas las voces sean escuchadas.



- **Acciones comunitarias:** promovemos convocatorias inclusivas y proyectos que integran diversas perspectivas, reforzando nuestro compromiso con la sociedad mediante el trabajo conjunto con la Fundación Edudown y la organización Incluyeme.com.

I. AVANCES 2025

Durante 2025, desarrollamos iniciativas de alto impacto, entre las que podemos destacar charlas sobre sesgos inconscientes, igualdad de género, neurodivergencias y masculinidades; conversatorios de liderazgo inclusivo; celebraciones culturales como la Tarde de las Naciones y el Día de la Discapacidad, y programas específicos como Mujeres en Operaciones y Trainee.

También implementamos el taller participativo Diversity Fresk, basado en inteligencia colectiva, para comprender los mecanismos cognitivos detrás de la discriminación y los sesgos inconscientes.

Un hito significativo fue la profundización de nuestra alianza con Fundación Edudown, con la que promovemos la inclusión de personas con síndrome de Down e impulsamos iniciativas concretas como pausas activas y un carrito de ventas inclusivo en nuestro edificio corporativo.

Esta iniciativa ha significado una integración real en la vida diaria interna. La presencia habitual en nuestras instalaciones ha permitido generar relaciones de cercanía, colaboración y afecto, con lo que se van derribando barreras y normalizando la inclusión.

Así también, seguimos trabajando en sensibilización y certificación, para que colaboradores acrediten su discapacidad, incluyendo asesoramiento y el pago de certificaciones, además de búsquedas proactivas en el mercado a través de alianzas como Incluyeme, que incorporamos durante 2025.

Actualmente, la empresa tiene un 0,3% de personas con discapacidad, cifra que buscamos mejorar con estas iniciativas.

II. MUJERES EN ENGIE

En línea con nuestro compromiso con la equidad de género, en 2025 logramos mejoras en igualdad salarial, desarrollo de liderazgo y programas de mentoría, así como en un incremento en la participación femenina en niveles de entrada.

En nuestra dotación total alcanzamos un **27% de mujeres en 2025**, superando el 21% de participación femenina promedio en la industria energética chilena. **El 31,4% de los cargos managers son ocupados por mujeres**, mientras que el 43% del directorio de la Compañía está representado por mujeres. Adicionalmente, la presencia femenina en los planes de sucesión se incrementó en un 70,3%.

Realizamos por segundo año consecutivo nuestro Programa de Trainee, focalizado 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 8 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.

Asimismo, patrocinamos el programa Women in Energy, del capítulo chileno del Consejo Mundial de la Energía, que fortalece el liderazgo femenino en el sector energético mediante formación, networking y visibilidad.

También participamos en la Feria Energía + Mujer, con la recepción de aproximadamente 100 postulaciones, y, por primera vez, en la Feria de Inclusión Laboral de la Sofofa, donde recibimos cerca de 40 currículums de mujeres.

Adicionalmente, contamos con el beneficio de paternity leave, permiso de paternidad extendido a cuatro semanas que entendemos como un reconocimiento a la importancia de la corresponsabilidad parental.



RECERTIFICACIÓN INTERNACIONAL EDGE MOVE

En 2025 obtuvimos la recertificación EDGE en la categoría Edge Move, convirtiéndonos en la única compañía del sector energético en Chile con este reconocimiento internacional. Este logro refuerza nuestro liderazgo en diversidad e inclusión y nos consolida como referente dentro de la industria. La acreditación nos ubica en el segundo de los tres niveles establecidos por este estándar.

Este avance confirma que en ENGIE Energía Chile no solo cumplimos con buenas prácticas, sino que también estamos generando progresos concretos y medibles en igualdad de género e inclusión, y que estamos consolidando una cultura inclusiva y de liderazgo en sostenibilidad social.

III. DIVERSIDAD GENERACIONAL

Como parte de nuestra **Política Be.U@ENGIE** también promovemos la empleabilidad y el desarrollo de personas de todos los grupos etarios, reconociendo que cada generación aporta una riqueza única al desempeño colectivo. Además, buscamos acompañar a las personas durante todo su viaje en ENGIE, asegurando que cuenten con oportunidades de crecimiento, participación y desarrollo continuo, sin importar la etapa de su vida o carrera profesional

Para fomentar la contratación de jóvenes talentos mujeres, realizamos dos hackatones, una iniciativa que busca identificar a las mejores candidatas para el Programa-

Trainee. Cada participante es acompañada por una profesional senior como mentora para que puedan compartir sus experiencias y conocimientos.

Una de estas hackatones se realizó en Antofagasta, donde tuvimos dos mil postulantes de las cuales 35 jóvenes calificaron para participar. Al cierre del proceso cuatro ingresaron a la GBU de Networks Chile.

La otra jornada se efectuó en Santiago, donde también postularon más dos mil interesadas. Las seleccionadas para la hackaton fueron 31, de las cuales 4 ingresaron a la unidad de Renewables & BESS.

Durante estas jornadas las participantes debieron resolver desafíos de negocio en equipo, pudiendo así demostrar su creatividad, habilidades técnicas, liderazgo y capacidad de trabajo colaborativo bajo presión, en un entorno cercano y estimulante.

Programa de mentoring

Adicionalmente, profundizamos nuestro programa de mentoring intergeneracional para conectar a colaboradores senior con perfiles más junior. El programa creció exponencialmente, pasando de 10 parejas de mentores y mentees, a más de 40 en 2025.

ACCIONES PARA PRESERVAR LA DIVERSIDAD

La identificación y preservación de la diversidad de capacidades y experiencias se realiza a través de procesos estructurados que combinan rigor técnico con principios de inclusión. Cada posición cuenta con perfiles definidos que especifican competencias técnicas, habilidades blandas y atributos alineados con nuestra cultura organizacional.

Para garantizar esta diversidad, implementamos:

- **Evaluación integral:** nuestros procesos de selección consideran no solo los requisitos técnicos, sino también experiencias diversas y perspectivas que aportan valor a los equipos. Utilizamos herramientas objetivas y entrevistas estructuradas para reducir sesgos.
- **Política de contratación inclusiva:** bajo el marco de Be.U@ENGIE, promovemos la igualdad de oportunidades, asegurando que todas las personas, sin distinción de género,

edad, orientación sexual, origen, condición física o social, puedan acceder a nuestras vacantes.

- **Desarrollo continuo:** implementamos programas de formación y movilidad interna que fortalecen competencias y fomentan la diversidad en los distintos niveles de la organización, garantizando la mejora continua y el cumplimiento de las exigencias del mercado.
- **Monitoreo y transparencia:** contamos con indicadores que nos permiten evaluar la composición de nuestros equipos y el impacto de nuestras políticas, asegurando la mejora continua y el cumplimiento de los estándares globales de diversidad e inclusión.

Estas prácticas nos permiten construir equipos diversos, innovadores y preparados para enfrentar los desafíos del sector energético, contando con los profesionales adecuados para cada posición.





RECONOCIMIENTOS A NUESTRA GESTIÓN

Durante 2025 recibimos reconocimientos que destacan el prestigio y la consolidación de ENGIE Energía Chile como una organización referente en gestión de personas, desarrollo de talento y liderazgo transformador.



MERCO Talento, puesto 37, consolidándonos como una de las compañías más atractivas para trabajar en Chile. Este reconocimiento resalta nuestra reputación, el impulso al desarrollo profesional, la solidez de la cultura organizacional y la capacidad de motivar y retener a nuestros equipos.

Asimismo, refleja que el mercado, candidatos, empresas, universidades y especialistas. Nos percibe como un empleador confiable, competitivo y con una propuesta de valor diferenciada.



IMAD, Top 10 en Equidad de Género. Se nos ratifica como referente en diversidad de género, especialmente en un sector históricamente masculinizado como el energético.

Demuestra que las políticas de inclusión, la participación de mujeres en puestos estratégicos y el compromiso con la equidad están generando impacto real y visible.



HRD – “50 Líderes en Chile que están transformando el talento”. Este reconocimiento sitúa al área de Personas de ENGIE Energía Chile S.A. entre los agentes más influyentes en la gestión del talento en el país. Valida el trabajo estratégico en movilidad interna, sucesión, liderazgo, EVP y cultura; y refuerza la credibilidad del área frente al negocio, al mercado y a la comunidad HR.

4.3.2 Equidad

(NCG 461/519: 5.4.1) (GRI 2-19; 2-20)

En ENGIE Energía Chile velamos porque las personas reciban un trato justo y equitativo. Contamos con una Política de Equidad Salarial 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 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 que permanentemente monitorea la competitividad de nuestras remuneraciones.

I. BRECHA SALARIAL

(NCG 461/519: 5.4.2) (GRI 405-2)

Dentro de nuestra agenda regular, realizamos un monitoreo permanente de la brecha salarial entre hombres y mujeres que ocupan posiciones equivalentes.

Durante el proceso de Ajuste por Mérito 2025, verificamos específicamente que los parámetros y criterios de ajuste se aplicaran de manera consistente, independiente del género de la persona que ocupa el cargo. Esta supervisión continua del proceso nos permite garantizar una gestión salarial adecuada, objetiva y libre de sesgos.

Para la definición de las compensaciones utilizamos 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.

Las y los colaboradores que se desempeñan en una misma categoría profesional podrían tener distintos niveles HAY, porque los conocimientos, procesos, funciones y contribución en el resultado de cada posición son diferentes.

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 podría justificar diferencias por ajustes salariales vinculados al IPC. Adicionalmente, debe considerarse el factor permanencia, pues los hombres suelen tener una mayor antigüedad debido a 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.

Las brechas que se advierten se deben principalmente a que las estructuras de compensación se alinean con la valorización de los cargos, más que a una categoría profesional.



BRECHA SALARIAL POR TIPO DE CARGO

Tipo de cargo	Media Brecha Salarial 2025	Mediana Brecha Salarial 2025	Media Brecha Salarial 2024	Mediana Brecha Salarial 2024
Alta Gerencia	79%	89%	88%	83%
Gerencia	92%	92%	89%	95%
Jefatura	97%	93%	92%	93%
Operario	99%	111%	93%	90%
Fuerza de Venta	86%	73%	94%	92%
Administrativo	84%	83%	99%	99%
Otros profesionales	90%	92%	99%	93%
Otros técnicos	90%	83%	99%	94%

La Compañía no cuenta con la función de Auxiliar.

4.4 GESTIÓN DE PROVEEDORES

91 4.4.1 Estrategia de
abastecimiento sostenible

92 4.4.2 Gestión
2025

93 4.4.3 Avances política de
abastecimiento sostenible



4.4.1 Estrategia de abastecimiento sostenible

(NCG 461/519: 7.1)

Contar con proveedores de bienes y servicios comprometidos con la generación de impactos positivos en las personas y el planeta es de vital importancia. En ese marco, disponemos de una Estrategia de Abastecimiento Sostenible orientada a promover una cultura de seguridad, sostenibilidad e inclusión en todas nuestras relaciones comerciales, mediante licitaciones competitivas y transparentes, y altos estándares técnicos.

Esta estrategia se materializa a través de distintas iniciativas alineadas a nuestra Política de Abastecimiento Sostenible e Inclusivo.

Asimismo, utilizamos la plataforma externa ECOVADIS para evaluar a los proveedores de bienes y servicios en los ámbitos de medio ambiente, prácticas laborales y Derechos Humanos, ética y compras sostenibles. Este proceso genera un scorecard individual para cada empresa evaluada. De manera anual, compartimos estos resultados con nuestros proveedores, con el objetivo de impulsar planes de acción frente a las oportunidades de mejora identificadas, especialmente en aquellos casos en que la calificación obtenida es inferior a 45 puntos.

En relación con los pagos a proveedores nacionales, en ENGIE Energía Chile S.A. cum-



plimos con la normativa chilena vigente, que establece un plazo máximo de pago de 30 días corridos desde la aceptación de la factura.

Las condiciones de pago excepcionales, distintas a este plazo, son evaluadas y aprobadas por el Country Head of Procurement, de acuerdo con las particularidades de cada negociación. Adicionalmente, se encuentra en implementación un proceso de pago diferenciado para las empresas categorizadas como Pymes por el Servicio de Impuestos Internos de Chile (SII).

Al cierre de 2025, ningún proveedor, de forma individual, representaba el 10% de las compras totales de la Compañía.



Proveedores (Al 31 de diciembre 2025)	Proveedores nacionales	Proveedores extranjeros
N° de proveedores evaluados	349	21
N° de proveedores analizados bajo criterios de sostenibilidad	32	1
% de proveedores analizados bajo criterios de sostenibilidad sobre el total de evaluados	9%	5%
Monto compras totales	MM CLP 1.039.810	MM CLP 140.250
Monto compras que corresponde a proveedores analizados bajo criterios de sostenibilidad	MM CLP 173.930	MM CLP 7.918
% de las compras totales que corresponde a proveedores analizados bajo criterios de sostenibilidad	17%	6%
Monto compras Proveedores Locales	MM CLP 98.869,7	0
% de las compras totales que corresponde a Proveedores Locales	8%	0

4.4.2 Gestión 2025

Uno de los principales énfasis de nuestra actividad en 2025 fue la puesta en marcha del proyecto Global Enterprise Transformation (GET), una iniciativa del grupo ENGIE orientada a armonizar y estandarizar los procesos de negocio a nivel global, con un impacto significativo en la gestión de compras y en la relación con nuestros proveedores.

Esta iniciativa impulsa la adopción de la plataforma SAP Ariba como canal único para los procesos de compra –incluidas licitaciones, cotizaciones y órdenes de compra– a partir de enero de 2026, y nos permite, además, fortalecer los estándares de ciberseguridad en los procesos de adquisición.

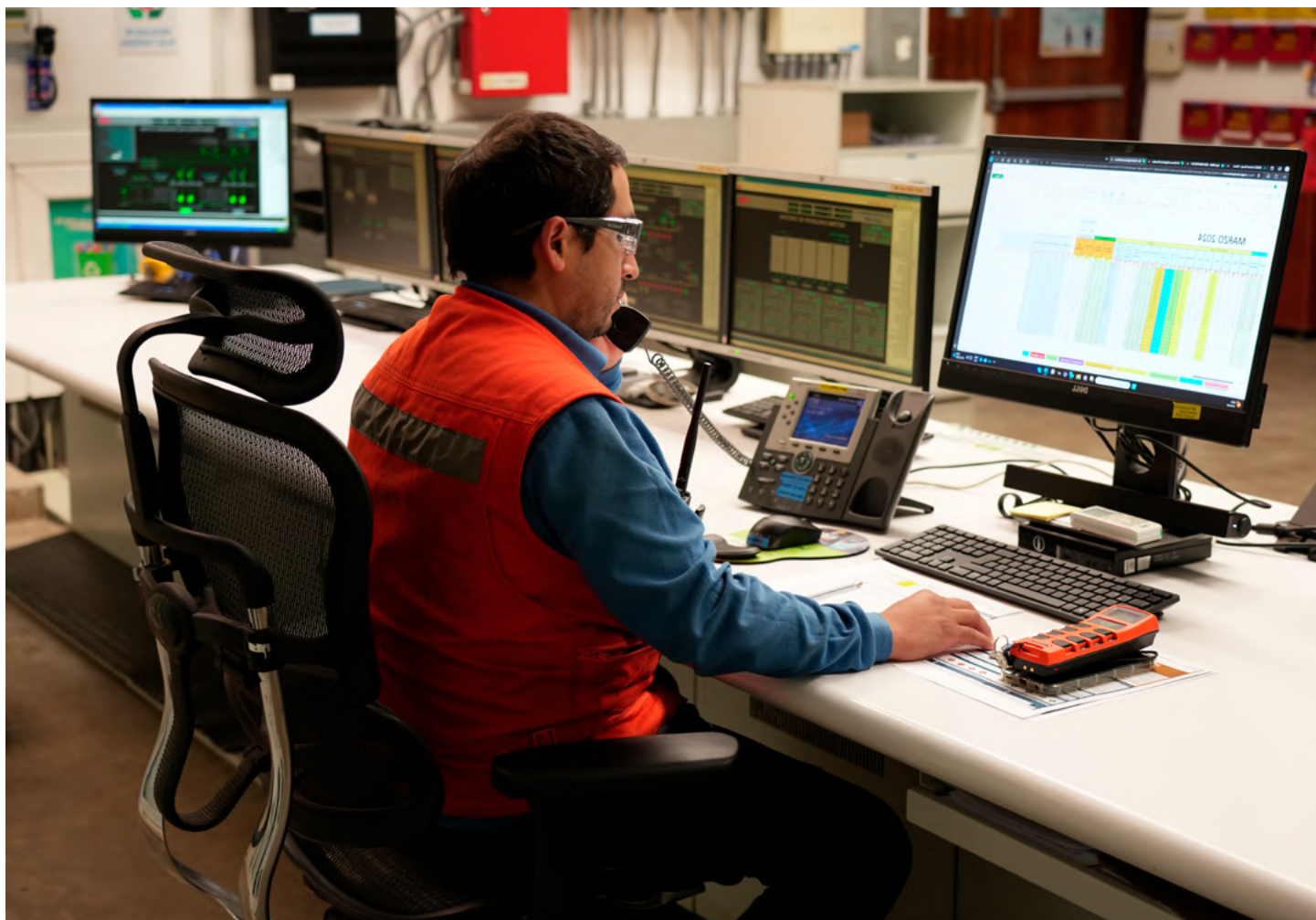
Para acompañar esta transición, desplegamos durante 2025 un amplio programa de comunicación y capacitación, en el que participaron más de 200 proveedores.

La gestión del cambio con nuestros proveedores fue un pilar central del proceso. Implementamos un plan de comunicación gradual para informar sobre la industrialización de los procedimientos y las transformaciones asociadas, con énfasis en aspectos prácticos como la adopción de Ariba y los nuevos procesos de facturación. El programa se inició en agosto con summits de contextualización sobre la plataforma y su funcionamiento, seguidos de rondas de capacitación especializada.

I. NUEVO PORTAL

En paralelo a la implementación del GET, en 2025 emprendimos el desarrollo de un nuevo portal de proveedores que reemplazará a nuestro sistema actual (FEBOS) a contar de 2026.

En una primera etapa, este portal permitirá a los proveedores revisar el estado de sus facturas (aceptada, reclamada), motivos de rechazo y fechas de pago. Posteriormente, se convertirá en el canal oficial de comunicación y soporte con los proveedores.



4.4.3 Avances política de abastecimiento sostenible

Durante 2025, nuestra Política de Abastecimiento Sostenible fue el marco de referencia sobre el cual fundamos la relación con nuestros proveedores. Este trabajo incluyó, entre otros, los siguientes énfasis e hitos fundamentales:

- **Evaluación de proveedores.** Mantene-mos nuestro proceso de Evaluación de Proveedores en la plataforma ECOVA-DIS, el que, a contar de 2024, es obligatorio para todo proveedor que se adjudique un servicio por un monto superior a US\$ 350 mil y se adjudique un servicio de una duración igual o mayor a un año. El cumplimiento de este compromiso está incluido en nuestros documentos contractuales.

Consideramos un buen resultado una evaluación sobre 45 puntos y realizamos un monitoreo constante a los proveedores que no alcanzan este umbral o que no han sido evaluados.

- **Microfiltrado de aceite.** El servicio de microfiltrado de aceite de nuestro proveedor Copec en la planta de Mejillones, que mantuvimos por segundo año consecutivo, permite extender la vida útil de los aceites, evitando su compra y generación de aceite residual, además del transporte asociado a su venta.
- **Relación con Edudown Chile.** Profundizamos nuestra relación con Edudown Chile, una fundación sin fines de lucro que trabaja con personas con síndrome de Down, consolidando esta alianza como un caso emblemático de abastecimiento inclusivo, que pasó de ser un servicio puntual a un contrato integral.

Al servicio de catering para las sesiones de onboarding que nos proveía, se sumaron en 2025 la disposición de carrito de snacks y frutas gestionado por personal de EduDown que recorre

diariamente los pisos de las oficinas, un servicio de pausa activa realizado periódicamente en todas las áreas de la oficina y soporte en charlas y actividades de sensibilización sobre neurodivergencia y discapacidad.

Esta alianza, además, nos permite cumplir con la Ley del 1% de Inclusión Laboral a través del mecanismo de tercerización.

Hacia el futuro, estamos explorando la posibilidad de otras alianzas de este tipo para expandir las iniciativas de abastecimiento inclusivo.

- **Webinar cumplimiento laboral.** Con el fin de reforzar la importancia de cumplir con la legislación laboral, no solo como una obligación legal, sino como un compromiso con sus propios trabajadores, las áreas de Abastecimiento y Legal llevamos a cabo un webinar para proveedores enfocado en el cumplimiento de las obligaciones laborales.

En el encuentro virtual, que se efectuó a mediados de 2025, nuestra área les explicó a los proveedores cómo la Compañía, a través del servicio que ofrece la plataforma externa, realiza su control de cumplimiento laboral.

- **Encuesta YCMA.** Realizamos la encuesta YCMA (Yearly Carbon Maturity Assessment) entre 15 de nuestros proveedores estratégicos para evaluar su nivel madurez en temas ESG.

En noviembre realizamos un ESG Branch con proveedores, presencial y virtual, donde tres de nuestros proveedores (Promet, Axinntus, Apro) expusieron sus buenas prácticas en sostenibilidad.

Axinntus fue destacado como un caso de éxito, mostrando un crecimiento exponencial en su estrategia de sostenibilidad desde que comenzó a participar



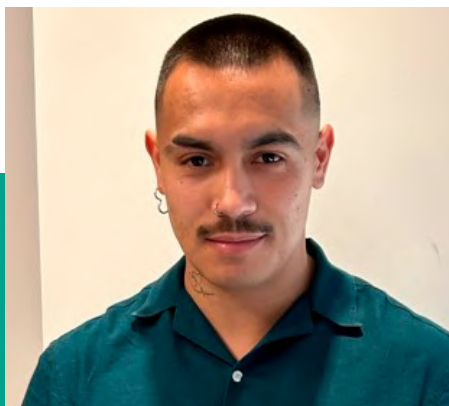
en las iniciativas de ENGIE, y con Apro estamos gestionando un proyecto piloto para instalar puntos de reciclaje de ropa industrial en nuestros sitios.

- **Programa de desarrollo de contratistas en salud y seguridad.** Participamos activamente en un nuevo ciclo del Programa de Desarrollo de Contratistas en Seguridad, Small Contractors, que busca el estándar en seguridad de los proveedores con los que trabajamos, a través de un plan de acción y soporte desde nuestra Compañía.

En el programa, que finalizó con un evento de cierre realizado en septiembre en Antofagasta, participaron proveedores que trabajan en nuestros sitios de operaciones y/o proyectos.

La iniciativa fue muy bien valorada por los contratistas, quienes expresaron su agradecimiento por la oportunidad de desarrollo ofrecida.

SUPPLIER DAY 2025 REUNIÓ A 30 PROVEEDORES ESTRATÉGICOS



“

Nuestro objetivo es integrar a nuestros proveedores como socios estratégicos y con ese foco buscamos fortalecer los vínculos y generar un crecimiento basado en la creación de valor compartido. Al compartir nuestros desafíos y prioridades futuras, les permitimos comprender en profundidad nuestras necesidades. También, nos ayudan a profundizar nuestros esfuerzos en la reducción de la huella de carbono, la promoción de una sociedad más diversa e inclusiva, y la promoción de negocios basados en altos estándares éticos. De esta forma, buscamos consolidar una cadena de suministro responsable, resiliente, competitiva y alineada con nuestra visión de largo plazo. ”

Matías Vera Gajardo
Procurement Excellence Analyst



Con el propósito de proyectar nuestra alianza y fortalecer la colaboración estratégica, realizamos una nueva edición del **Supplier Day**, encuentro anual que desarrollamos desde 2022 y que se ha consolidado como un espacio clave para potenciar la relación y el trabajo conjunto con nuestros principales proveedores.

En esta oportunidad participaron 30 proveedores estratégicos, junto con nuestro CEO, Juan Villavicencio, ejecutivos y representantes de diversas áreas de la Compañía. Durante la jornada, compartimos nuestros lineamientos estratégicos y las prioridades para el ejercicio 2026, reforzando los desafíos y expectativas del trabajo conjunto.

Los líderes de Finanzas, Procurement y Seguridad y Salud Ocupacional, entre otras áreas, profundizaron en materias

críticas como seguridad en los entornos de trabajo, sostenibilidad y estándares de desempeño, destacando el rol de los proveedores en el cumplimiento de estos objetivos.

Asimismo, reconocimos a aquellos proveedores que se distinguieron por su contribución durante 2025, valorando su compromiso, excelencia operacional y aporte al desarrollo seguro, responsable y sostenible de nuestras operaciones.

El Supplier Day 2025 reafirma el rol de Procurement como articulador clave de la relación con nuestros proveedores, promoviendo una colaboración basada en la confianza, la transparencia y la mejora continua, y consolidándolos como socios estratégicos para enfrentar juntos los desafíos futuros.

4.5 SALUD Y SEGURIDAD LABORAL

96

4.5.1 Sistema integrado de gestión de salud y seguridad

101

4.5.2 Salud y calidad de vida



4.5.1 Sistema integrado de gestión de salud y seguridad

(NCG 461/519: 5.6) (GRI 403)

En ENGIE Energía Chile buscamos consolidar un entorno laboral seguro, saludable y con calidad de vida, objetivo que abordamos desde una perspectiva cultural que involucra a todos los estamentos de la Compañía y a nuestras empresas contratistas mediante un enfoque 360°.

Contamos con un Sistema Integrado de Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo (SGSST), formalizado en nuestra Política de Sistema Integrado +Simple, que se sustenta en el cumplimiento de la normativa legal vigente en Chile (Ley N°16.744) y

se encuentra alineado con estándares internacionales reconocidos, entre ellos la norma ISO 45001, las reglas globales del Grupo ENGIE y el marco corporativo One Safety Culture, lo que asegura una gestión preventiva, sistemática y basada en riesgos.

Adicionalmente, nos guiamos por un conjunto de directrices denominadas Esenciales de Seguridad, de aplicación obligatoria tanto para nuestros equipos internos como para las empresas contratistas que prestan servicios a ENGIE.

I. PILARES

Alineados con nuestro compromiso prioritario, establecemos procesos orientados a eliminar y controlar peligros, así como a reducir los riesgos para la seguridad y salud en el trabajo. En este marco, nuestros pilares son:

- **Ninguna Vida en Riesgo**, orientado a resguardar la integridad física de todas las personas.
- **Ninguna Mente en Riesgo**, pilar bajo el cual promovemos y protegemos la salud mental y el bienestar emocional.
- **Ningún Activo en Riesgo**, que refuerza la importancia de cuidar nuestros activos para asegurar la continuidad operacional.

II. RESULTADOS 2025

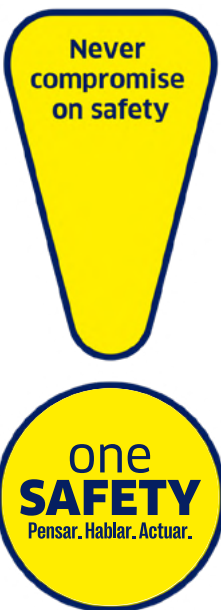
La gran cantidad de proyectos impulsados por nuestra Compañía durante 2025 representó un desafío significativo en materia de gestión de salud y seguridad laboral. A pesar de ello, nuestro personal propio no registró accidentes con tiempo perdido en ninguno de los sitios operativos ni en los proyectos en construcción.

Este logro se enmarca en un total de 2.113.626 horas trabajadas con personal propio durante el año.

En cuanto a nuestros contratistas, con un acumulado de 6.535.021 horas trabajadas, se produjeron tres eventos con tiempo perdido. Todos ellos fueron gestionados conforme a los protocolos corporativos, activando procesos de investigación, control de causas y seguimiento de acciones, con especial énfasis en la prevención de recurrencias y la protección de las personas.

Durante el período también se registraron 34 accidentes sin tiempo perdido, de los cuales 33 correspondieron a casos de primeros auxilios y uno requirió tratamiento médico.

Ninguna mente en Riesgo 



OBJETIVOS DE NUESTRA CULTURA: ONE SAFETY





HORAS TRABAJADAS CONSIDERANDO CONTRATISTAS Y PERSONAL TRANSITORIO
(Al 31 de diciembre de 2025)

GBU	Propio	Contratistas	Transitorios	Total horas
Renewables	463.056	4.194.577	117.965	4.775.598
Generation	882.615	2.265.295	206.828	3.354.738
Networks	352.710	1.293.056	54.941	1.700.707
T&G	415.245	57.818	41.956	515.019
Total	2.113.626	7.810.746	421.690	10.346.062

EVENTOS SIN TIEMPO PERDIDO



Primeros auxilios

→ 33



Trabajos restringidos

→ 0



Tratamiento médico

→ 1



Accidentes de trayecto

→ 20



Cero accidentes y más calidad de vida

“

Este fue un año que nos puso a prueba. La gran cantidad de proyectos que nuestra Compañía puso en marcha en 2025 hizo que la gestión en salud y seguridad laboral fuera especialmente desafiante. Pese a ello, nuestro personal propio no registró accidentes con tiempo perdido.

Los resultados obtenidos se sustentan en un amplio conjunto de iniciativas integradas bajo el marco de ONE SAFETY, con foco en la prevención de fatalidades, el control de riesgos mayores y el fortalecimiento de una cultura preventiva sólida.

Asimismo, en línea con nuestra decisión de reforzar el énfasis en el bienestar y la calidad de vida, actualizamos el nombre del área, incorporando explícitamente la dimensión de Calidad de Vida, y creamos una nueva Jefatura de Salud y Calidad de Vida.”

Wagner Leite
Head of H&S & Seguridad Patrimonial



Los buenos resultados obtenidos en Seguridad y Salud se sustentaron en un amplio conjunto de iniciativas, integradas bajo el marco del programa global, One Safety, con foco en prevención de fatalidades, control de riesgos mayores y fortalecimiento de la cultura preventiva. Las principales fueron:

1. ONE SAFETY 360°: consolidamos el programa ONE SAFETY 360° como el principal marco de gobernanza de seguridad, integrando a las principales empresas contratistas en un sistema común de estándares, liderazgo y desempeño, a través de planes anuales de seguridad alineados a ENGIE y evaluaciones cruzadas, workshops y campañas conjuntas.

2. Programa Ninguna Mente en Riesgo: lanzamos y pusimos en marcha el programa No Mind @ Risk, abordando de forma estructurada los riesgos psicosociales y de salud mental, tales como estrés, fatiga, burnout y problemas personales. Las iniciativas que implementamos en este programa fueron atención psicológica, legal y social; canales confidenciales de apoyo e integración de la salud mental en la gestión de riesgos críticos.

Este enfoque contribuyó directamente a mejorar la atención, toma de decisiones y comportamiento seguro en terreno.

3. Garitas blindadas: pusimos en operación 7 garitas blindadas en sitios críticos, reduciendo en forma significativa la exposición de los vigilantes privados y guardias de seguridad. Esta barrera de ingeniería fortaleció el pilar No Asset @ Risk, especialmente en entornos de alto tráfico y riesgo externo.

4. Campaña transversal de Conducción Segura (Safety Driving): desplegamos una campaña corporativa de Safety Driving, que permitió abordar uno de los riesgos fatales más críticos (Road & Traffic), reduciendo comportamientos inseguros y fortaleciendo la cultura de conducción responsable.

5. Programa Major Risks: en 2025 implementamos el Programa de Riesgos Mayores con un foco claro en prevenir fatalidades y eventos de alta severidad, priorizando los escenarios de mayor energía y mayor consecuencia del negocio. Este enfoque permitió pasar de una gestión reactiva a una gestión preventiva de los riesgos que realmente pueden matar o generar pérdidas mayores.

6. Programa Peer Review: se ejecutó el peer review como una herramienta de evaluación independiente y de alto estándar, que permitió identificar brechas reales en terreno, comparar prácticas entre las distintas áreas y proyectos y definir planes de acción basados en riesgos críticos.

III. CARTA A LOS CEO DE EMPRESAS CONTRATISTAS

En enero de 2025, y en el marco de nuestro programa One Safety 360°, invitamos a los CEO de nuestras empresas contratistas a suscribir una carta de compromiso con la seguridad y salud laboral, a participar en charlas de intercambio de experiencias y a compartir información en materia de seguridad y salud.

Estos encuentros los realizamos cada dos meses y medio, y en ellos participan los CEO invitados y los principales ejecutivos de las unidades de negocios de la Compañía. Estos encuentros son una oportunidad para compartir buenas prácticas y visualizar oportunidades de mejora tanto para nuestra Compañía como también para las empresas contratistas.

Adicionalmente, iniciamos sesiones de capacitación para instaurar observadores conductuales entre los trabajadores contratistas, que son personas que no son parte de los equipos de salud y seguridad y que son entrenadas para identificar estos riesgos de forma más avanzada.



IV. GESTIÓN DE RIESGOS

Aplicamos procesos estructurados y periódicos de identificación de peligros y evaluación de riesgos, integrados en la toma de decisiones operacionales y estratégicas. Estos procesos se ejecutan mediante metodologías estandarizadas y personal competente, asegurando la calidad, trazabilidad y consistencia de los resultados.

Los riesgos identificados se gestionan conforme a la jerarquía de control, priorizando la eliminación y el control de riesgos en su origen. Los resultados alimentan la mejora continua del sistema, el fortalecimiento de controles críticos y la prevención de eventos de alto impacto.

En casos de eventos, el proceso de notificación se realiza a través del supervisor

directo, quien informa al área de Salud y Seguridad y a la gerencia del sitio o proyecto correspondiente, dando inicio al proceso de investigación del incidente conforme a lo establecido en el flujograma vigente.

Si hay detención de actividad (stop work), el trabajador está facultado para paralizar primero la tarea y, posteriormente, efectuar la notificación al supervisor y al área de salud y seguridad.

a. Acciones Preventivas

Para diseñar e implementar de forma adecuada nuestras acciones preventivas, contamos con una serie de indicadores relevantes (leading indicator), como 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 estos eventos se materialicen en accidentes reales.

En relación a nuestras reglas que salvan vidas, en 2025 se registraron 40 desviaciones, las cuales fueron analizadas y clasificadas según su tipología y nivel de exposición al riesgo fatal.

El análisis evidencia que la mayor concentración de desviaciones se encuentra en actividades asociadas a trabajos en altura y operación de equipos móviles, lo que confirma una exposición estructural a riesgos críticos durante actividades de construcción y operación en terreno.

b. Mayores Riesgos

Sobre la base del análisis consolidado de los registros de eventos, reportes de Stop Work y observaciones operacionales, identificamos una mayor exposición y recurrencia en los siguientes Riesgos Mayores (Major Risks):

- Trabajos en altura, asociados principalmente al riesgo de caída de personas a distinto nivel.
- Conducción interna y externa, vinculada a eventos de Road & Traffic, incluyendo desplazamientos en faena y en rutas públicas.
- Riesgo eléctrico, destacando un evento clasificado como HIPO con potencial de LTI, lo que evidencia una exposición crítica a consecuencias severas.

INDICADORES DE ACCIDENTABILIDAD CONSIDERANDO CONTRATISTAS Y COLABORADORES DE ENGIE 2025



0

Tasa de Fatalidad



0,10

Tasa de lesiones
con tiempo perdido



0

Tasa de lesiones
graves



0

Tasa de Gravedad



0,19

Tasa total de
lesiones registrables

IV. DIFUSIÓN Y CAPACITACIONES

Los programas de entrenamiento, campañas comunicacionales y actividades específicas que desarrollamos durante 2025 fueron esenciales para mantener nuestros indicadores de accidentabilidad controlados y con resultados sostenibles en el tiempo.

La capacitación en seguridad y salud constituyó un pilar estratégico del desempeño ESG de la Compañía. Se desarrollaron programas de formación general y específica, orientados al control de riesgos críticos, al fortalecimiento de competencias preventivas y a la estandarización de buenas prácticas en todas las operaciones.

Los cursos de formación general que desarrollamos fueron:

1. Responsabilidad legal y penal.
2. Certificación en uso de Desfibrilador Externo Automático (DEA).
3. Prevención de riesgos eléctricos.
4. Primeros auxilios.
5. Conducción segura de vehículos 4x4

Los cursos de formación específica fueron:

1. Metodología de investigación de accidentes TapRoot.
2. Trabajos en altura. Estándar Global de Seguridad Eólica (Global Wind Organisation, GWO).
3. Seguridad eléctrica en el lugar de trabajo, norma NFPA 70E.
4. Operación segura de puente grúa y técnicas Rigger.
5. Liderazgo en Comando de Incidentes para brigadistas.

CLAVES DE NUESTRA CULTURA DE SEGURIDAD

» PARTICIPACIÓN ACTIVA DE LOS TRABAJADORES EN LA GESTIÓN

ENGIE Energía Chile fomenta la participación activa de los trabajadores en la gestión de la seguridad y salud, reconociendo su rol clave en la identificación de riesgos y en la construcción de una cultura preventiva sólida.

En ese marco, nuestra Compañía cuenta con mecanismos formales de consulta y comunicación, in-

cluyendo Comités Paritarios de Higiene y Seguridad, instancias de diálogo permanente y difusión sistemática de información relevante, fortaleciendo la gobernanza interna y la corresponsabilidad en materia de H&S.

» RITUALES DE SEGURIDAD

Los Rituales de Gestión de la Seguridad son pieza clave de nuestro programa ENGIE One Safety Culture. Consisten en 5 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.

Los 5 rituales incluyen visitas de nuestros líderes a los sitios operacionales, para establecer un diálogo

go respecto de la importancia de la seguridad en las labores que están realizando los colaboradores; chequeo e inspección en terreno de nuestras Reglas que Salvan Vidas; caminatas de Seguridad con Contratistas; revisión del desempeño y de la información recolectada en los rituales de campo con el objetivo de entregar directrices de mejoría y diálogos de Seguridad, en los que se proponen mejoras o aprendizajes.

» ESENCIALES DE SEGURIDAD

En el marco de los pilares de ONE Safety, tenemos también una serie de prácticas esenciales, entre las que sobresalen:

- Conozco y aplico las 9 Reglas que Salvan Vidas.
- Detengo el trabajo que considero inseguro (stop work). 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.

4.5.2 Salud y calidad de vida

En ENGIE Energía Chile disponemos de servicios de salud ocupacional que apoyan la identificación temprana de riesgos, la vigilancia de la salud y la prevención de impactos negativos en las personas. Estos servicios son prestados por proveedores calificados que se integran al sistema de gestión, asegurando calidad, confidencialidad y acceso oportuno para los trabajadores.

En nuestros sitios, realizamos diversas actividades relacionadas con salud ocupacional, al tiempo que coordinamos con la Mutua de Seguridad programas de vigilancia médica, vacunaciones, exámenes de salud preventiva y apoyo en gabinetes de atención médica de primera respuesta.

Además, contamos con un seguro de salud complementario, que aporta una capa adicional de protección para la salud personal y familiar.

En el marco de nuestra decisión de fortalecer el énfasis en bienestar y calidad de vida, a fines de 2025 cambiamos el nombre del área de seguridad y salud, agregando la categoría de calidad de vida, e incorporamos una nueva jefatura de salud y calidad de vida.

También iniciamos una serie de charlas y encuestas a nuestros colaboradores, para levantar información en aspectos como el

clima laboral, que entendemos como un pilar clave de nuestra organización.

En 2026 vamos a incrementar las iniciativas orientadas a mejorar la calidad de vida de los colaboradores.

I. SALUD MENTAL

Durante 2025, implementamos diversas iniciativas orientadas a fortalecer la gestión integral de la salud, con un énfasis especial en la salud mental, en línea con el pilar ONE Safety – No Mind @ Risk.

En esta línea, podemos destacar:

- Alianza con la consultora Humana enfocada en nuestro pilar “Ninguna Mente en Riesgo” para sensibilizar y educar sobre autocuidado.
- Nuestro programa de Acompañamiento al Colaborador (PAE), que incluye asistencia psicológica confidencial y gratuita. Este programa consta de una línea operativa 24/7 y se enfoca en cinco ámbitos.

Además, contamos con talleres de inclusión y diversidad, espacios de mentoría y realizamos seguimiento de indicadores de salud mental.

II. GESTIÓN DE RIESGOS

Identificamos los riesgos para la salud ocupacional y mental a través de inspecciones sistemáticas en terreno y del análisis estructurado de tareas, mediante la aplicación de la metodología IPER (Identificación de Peligros y Evaluación de Riesgos), la revisión de incidentes y antecedentes de salud ocupacional, la realización de mediciones y monitoreos ambientales, la participación y consulta a los trabajadores y la verificación del cumplimiento de la normativa legal y regulatoria vigente.

Adoptamos medidas para eliminar los peligros y minimizar los riesgos, a través de la metodología de jerarquía de control, que se aplica en el siguiente orden:

- Eliminar la causa raíz de la enfermedad.
- Sustituir el agente o condición que genera la dolencia por una alternativa menos dañina.
- Reducir la exposición mediante soluciones físicas.
- Reducir el riesgo mediante gestión y organización.
- Última línea de defensa para evitar enfermedades.

ÁMBITOS DEL PROGRAMA DE ACOMPAÑAMIENTO AL COLABORADOR (PAE)



Orientación Psicológica

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



Consejería Nutricional

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



Asistencia Financiera Contable

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



Ayuda Legal

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



Orientación Médica

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

05

PLANETA



103 5.1 Gestión ambiental

106 5.2 Emisiones

108 5.3 Gestión de residuos y eficiencia energética

110 5.4 Biodiversidad y agua

5.1 Gestión ambiental

La generación térmica basada en combustibles fósiles es una de las principales fuentes de emisiones de gases de efecto invernadero a nivel mundial, las cuales intensifican el calentamiento global y, en consecuencia, incrementan los riesgos sistémicos para la salud pública y la resiliencia socioeconómica. En la medida en que avanzamos en la transformación de nuestra matriz energética y en el retiro progresivo de capacidad instalada a carbón, buscamos fortalecer nuestro proceso de descarbonización.

Paralelamente, junto con la expansión de nuestros parques de generación renovable y los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS), vamos potenciando la gestión de los impactos ambientales, tanto potenciales como reales, sobre los ecosistemas. Este enfoque se materializa en la implementación de planes de biodiversidad y sistemas de monitoreo ambiental voluntarios, orientados a prevenir, mitigar y controlar los efectos de nuestras actividades. También, de manera anticipada, nos estamos enfocando en los residuos que generan nuestras actividades.

Adicionalmente, hemos adoptado estándares de reporte de indicadores más exigentes para fortalecer la trazabilidad y comparabilidad de la información asociada a la gestión ambiental. Esta evolución responde tanto a las nuevas exigencias regulatorias -entre ellas, la nueva Directiva Europea Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD)- como a las crecientes expectativas de los agentes del mercado que financian la transformación energética, quienes demandan mayores niveles de divulgación y consistencia en la información reportada. En este contexto, la Compañía responde mediante una gestión rigurosa, trazable y alineada con las mejores prácticas del sector.



5.1.1 AVANCES 2025

a. Nuevas herramientas ESG

La implementación de nuestra nueva herramienta ESG Screening en 2025 nos permitió profundizar la incorporación de un enfoque sostenible en todas las etapas de los proyectos, comenzando desde la decisión de ejecutarlo. Asimismo, impulsó la aplicación complementaria de otras metodologías, como el Water Action Hub de Naciones Unidas, el Aqueduct Tool del Instituto de Recursos Mundiales (WRI) y el Integrated Biodiversity Assessment Tool (IBAT) de la alianza IBAT, con el fin de evaluar si un nuevo proyecto se emplaza en zonas de alto riesgo hídrico y si genera impactos sobre la biodiversidad circundante.

En materia de comunicación, se definió priorizar la descripción del propósito, funcionamiento e impacto de esta herramienta, resguardando siempre la información confidencial. Asimismo, se buscó posicionar este avance como un proceso en evolución, destacando el progreso alcanzado respecto del año anterior.

En paralelo, se inició un proceso de estandarización de la reportería de indicadores ESG en todas nuestras unidades de negocio, con el fin de fortalecer el accountability y asegurar mayor consistencia y trazabilidad en la información reportada bajo la coordinación de los Environmental Officers de las GBU.

b. Principales hitos por unidad de negocios

- **BU GENERATION:** en esta unidad de negocios, los principales focos de trabajo se centraron en el desarrollo de un plan de remediación ambiental de la Central de Iquique, ubicada en terrenos de la empresa Zona Franca de Iquique S.A. (ZOFRI), que conllevó la elaboración de una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) que debe ser ingresada al Servicio de Evaluación Ambiental (SEIA). Adicionalmente, se realizó un diagnóstico ambiental que abarcó a todas las instalaciones de la unidad GEN, con el objetivo de identificar y gestionar los

NUEVA GERENCIA CUMPLIMIENTO AMBIENTAL

En 2025 creamos la Gerencia de Cumplimiento Ambiental en nuestra unidad de negocio de Renewables & BESS, con el objetivo de asegurar un estándar de cumplimiento homogéneo y de alto nivel en todos los activos y proyectos de generación renovable y sistemas de almacenamiento de energía (BESS).

Durante 2025, su gestión se estructuró en torno a las siguientes líneas de acción:

Sistematización Centralizada: implementación del software SIGEA para consolidar todos los permisos y compromisos ambientales, creando un repositorio único y auditable. De esta manera se evita el riesgo de la pérdida de documentación además de poder mapear brechas y crear planes de acción para cerrarlas.

Estandarización de Procesos: creación de un marco de cumplimiento común y protocolos de actuación para garantizar una respuesta coherente y eficaz ante eventos ambientales.

Participación y Monitoreo Regulatorio: desarrollar un rol proactivo en las consultas públicas de nueva normativa y un seguimiento riguroso de la legislación en trámite para anticipar impactos y adaptar la estrategia de la Compañía.

Sensibilización: se realizaron charlas internas para sensibilizar y formar a los equipos sobre normativas críticas, como la Ley Marco de Autorizaciones Sectoriales y la Ley de Delitos Económicos, para fortalecer la cultura de cumplimiento en toda la organización.

riesgos ambientales asociados al manejo de hidrocarburos.

Asimismo, se desarrollaron las evaluaciones ambientales necesarias para asegurar la continuidad operacional de las unidades de ciclo combinado de Mejillones y Tocopilla, junto con la ejecución y reportabilidad de los monitoreos y compromisos ambientales, garantizando el cumplimiento normativo. En paralelo, se efectuó el seguimiento ambiental de nuevos proyectos, incluyendo la conversión de IEM a gas natural y la implementación del condensador síncrono en las instalaciones donde operaba nuestra unidad de generación térmica U15.

- **BU RENEWABLES & BESS:** en las unidades de generación renovable, la gestión se enfocó en la identificación de brechas en la solicitud y entrega de permisos, aspectos ambientales y cumplimiento regulatorio, así como en la definición de los planes de acción correspondientes.

En paralelo, se desarrollaron procesos de capacitación dirigidos a encargados, supervisores y jefaturas zonales en materias ambientales relevantes. Asimismo, se avanzó en la actualización y estandarización de procedimientos y estándares ambientales, junto con la elaboración de nuevos lineamientos, y en el reporte sis-

temático de información ambiental tanto a las autoridades competentes como al grupo, fortaleciendo la consistencia y trazabilidad de la gestión.

- **GBU NETWORKS:** nuestra gestión se estructuró sobre tres ejes orientados a la excelencia operacional y la transformación digital. En primer lugar, se avanzó en la estandarización regional, iniciando la evaluación para la adopción de una herramienta de gestión corporativa ya validada en Brasil, con el objetivo de optimizar recursos, fortalecer la trazabilidad de compromisos y robustecer la reportabilidad de los datos y los procesos de auditoría.

En paralelo, se reforzó el cumplimiento normativo en activos operativos de Networks, mediante la implementación de un plan de inspecciones periódicas en terreno, con foco preventivo en el manejo de sustancias y la gestión de residuo.

Finalmente, en materia de innovación, se integró inteligencia artificial a la gestión de permisos ambientales, a través de un plan piloto aplicado a la DIA del proyecto Nueva S/E Manuel Rodríguez, optimizando los procesos de revisión y anticipando observaciones regulatorias.

FISCALIZACIONES

Durante 2025 observamos una reactivación de las actividades de fiscalización por parte de las autoridades competentes. En este contexto, nuestra unidad de negocios Generation, recibió un total de 18 fiscalizaciones y requerimientos de información, de los cuales el 72% fueron instruidos por la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA). La totalidad de estos procesos concluyó acreditando el cumplimiento de la normativa ambiental aplicable, sin derivar en la apertura de procedimientos sancionatorios.

Nuestra BU Power Transmission recibió una visita técnica de la Secretaría Regional Ministerial de Salud de la Región de Tarapacá en la Subestación Pozo Almonte, cuyo objetivo fue verificar las condiciones de operación de la Bodega de Residuos Peligrosos (RESPEL). La gestión del proceso se realizó dentro de los plazos legales establecidos, entregándose los descargos y antecedentes de cumplimiento el 11 de junio. Al cierre del período reportado, el expediente administrativo (Folio N° 0029581) se mantiene en etapa de evaluación por parte de la autoridad.

c. Sensibilización sobre el Clima y la Biodiversidad

Desde 2023, realizamos talleres de concientización sobre la importancia del cuidado de la biodiversidad y la ciencia detrás del cambio climático. Estas actividades, denominadas Mural de la Biodiversidad y Mural del Clima, están dirigidas a nuestros equipos internos como a las comunidades, para reforzar nuestro compromiso con la meta de Cero Emisiones Netas al 2045 y protección de la naturaleza en torno a nuestros sitios.

De manera gradual, el interés por estas instancias ha ido creciendo, logrando una participación de 349 personas internas de ENGIE y 168 personas externas, en 2025.

Cursos internos

En 2025, el 100% del equipo Renovables completó tres cursos internos del Grupo ENGIE, enfocados en la importancia del compromiso con las comunidades, cambio climático y sus soluciones y la conservación de la biodiversidad. A través de estas instancias buscamos reforzar la integración de prácticas sostenibles en nuestra forma de trabajar.

CURSOS INTERNOS DIRIGIDOS A LOS INTEGRANTE DEL EQUIPO RENEWABLES & BESS

1. Compromisos de las partes interesadas (Stakeholder Engagement)

Este curso presenta el contexto en el que el personal operativo interactúa con las partes interesadas y las comunidades vinculadas a sus actividades, y proporciona los principales elementos metodológicos para responder a sus necesidades, contribuyendo así al cumplimiento de los compromisos de ENGIE con ellas.

2. El Cambio Climático y sus Soluciones (CO2 Killer)

Este curso proporciona conocimientos sobre el cambio climático y presenta soluciones para afrontar el desafío de mantener el calentamiento global muy por debajo de los 2 °C.

3. Introducción a la Biodiversidad (Introduction to Biodiversity)

En este curso se presentan los fundamentos para entender la biodiversidad y los compromisos del Grupo ENGIE.



	2023	2024	2025	Total
Participantes Mural del Clima				
Equipo ENGIE	41	155	153	349
Comunidades	40	58	70	168
Total	81	213	223	517
Participantes Mural de Biodiversidad				
Equipo ENGIE	2	125	122	249
Comunidades	0	40	0	40
Total	2	165	122	289

RECERTIFICADOS EN SET LABEL

Por tercer año consecutivo obtuvimos la recertificación SET Label de Transición Energética Sostenible, un exigente estándar internacional creado por el Grupo ENGIE y auditado por la certificadora externa Bureau Veritas, que reconoce nuestro enfoque integral en el desarrollo y operación de proyectos solares y eólicos bajo criterios ESG.

En 2025, logramos un 100% de conformidades y recibimos 4 Best Practices. Entre los hitos reconocidos se encuentran los encuentros bimensuales ESG Brunch, el desarrollo del Plan de Manejo de Biodiversidad del Parque Eólico San Pedro, y nuestro enfoque

proactivo y riguroso en la búsqueda de acuerdos con recicladoras de paneles y aspas en el mercado chileno.

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.



5.2 Emisiones

(SASB IF-EU-110a.1; IF-EU-110a.2) (GRI 305)

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°C, según el Science Based Targets initiative (SBTi)(1). Esta iniciativa permite a empresas e instituciones financieras fijar metas de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) alineadas con la ciencia climática y el Acuerdo de París, para alcanzar cero emisiones netas para 2050.

Continuamos trabajando en la Adaptación Climática de nuestras operaciones para asegurar su resiliencia y continuidad.

Nuestros análisis consideran escenarios climáticos de 1.5°, 2°, y 3°, según la vida útil de cada activo y sus contratos vigentes, e integra los 8 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.

Un estudio global encargado por el Grupo ENGIE, señala las alteraciones en los patrones climáticos en el viento, la radiación solar o las precipitaciones, podrían impactar la capacidad de producción de los activos renovables y dificultar el cumplimiento de los compromisos de producción mínima. De manera similar, estos escenarios también afectan nuestros servicios de transmisión.

Cada año, a nivel global se actualiza una lista de sitios prioritarios basada en proyecciones climáticas para el 2030 y 2050.

		2021	2022	2023	2024	2025	% Variación anual
Total emisiones		7,1	5,7	3,1	3,155	4,689	49%
Alcance 1 Mt CO2 eq	Total Alcance 1	5,5	3,6	1,9	2,294	3,621	58%
Alcance 2 Mt CO2 eq (*)	Total Alcance 2 (mercado)	0,1	0,1	0,1	0,049	0,024	-52%
	Total Alcance 2 (ubicación)			0,1	0,045	0,024	-46%
Alcance 3 Mt CO2 eq(**)	Total Alcance 3	1,5	2,0	1,1	0,816	1,044	28%
	3.1 Bienes y Servicios Adquiridos	Desglose no disponible	Desglose no disponible	0,190	0,090	0,179	98%
	3.2 Bienes de Capital			0,028	0,023	0,261	1.050%
	3.3 Actividades relacionadas con el combustible y la energía (no incluidas en Alcance 1 y Alcance 2)			0,683	0,624	0,387	-38%
	3.3.a. Emisiones aguas arriba asociadas a combustibles adquiridos			0,659	0,449	0,379	-14%
	3.3.b. Emisiones aguas arriba asociadas a electricidad adquirida					0,006	
	3.3.c. Emisiones aguas arriba asociadas a pérdidas en transmisión y distribución (T&D)					0,001	
	3.3.d. Emisiones aguas arriba asociadas a la generación de energía adquirida y vendida a terceros			0,024	0,175	0,000	-100%
	3.6 Viajes de Negocio			0,004	0,004	0,003	-34%
	3.7 Desplazamiento de empleados			0,001	0,001	0,001	0%
	3.11 Uso de productos vendidos			0,149	0,064	0,205	220%
	3.15 Inversiones			0,016	0,011	0,009	-16%
	3.15.a. en Generación de energía			0	0	0	0%
	3.15.b. en Alcance 2 ubicación			0,016	0,011	0,009	-16%
	3.15.c. en Otras actividades					0	
Intensidad emisiones Alcance 1 (gCO2/kWh)		710	618	439	498	513	3%

* El Alcance 2 se calcula con dos métodos: (1) ubicación, que utiliza el factor de emisión promedio de la red eléctrica de Chile, y (2) mercado, que considera los factores asociados a los contratos de suministro de la empresa. Nuestros objetivos se reportan bajo ubicación.

**Al igual que en 2024, durante 2025 continuamos mejorando la exhaustividad del cálculo de nuestras emisiones de Alcance 3, logrando un mayor detalle en el desglose de las categorías.

I. HUELLA DE CARBONO 2025

En ENGIE Energía Chile medimos la huella de carbono basándonos en el GHG Protocolo, la norma ISO 14.064 y en los factores de emisión 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.

Si bien el avance en nuestro plan de cierre de unidades a carbón ha permitido reducir progresivamente la capacidad instalada comprometida para desconexión de las unidades a carbón, en 2025 nuestras emisiones fijas (Alcance 1) registraron un incremento, explicado porque nuestras unidades a carbón fueron requeridas por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), para responder a eventos producidos en el año, como ocurrió con el blackout de febrero de 2025, para mantener la inercia de la red.

II. IMPUESTO AL CARBONO

Considerando una exposición total de 3,4 millones de toneladas de CO₂ equivalente, sujeta al impuesto al carbono vigente, la Compañía dio cumplimiento a dicha obligación cubriendo el 58% mediante el pago directo del tributo y el 42% restante a través del uso de créditos de carbono, conforme a la normativa aplicable. Si bien el avance en nuestro plan de cierre de unidades a carbón ha permitido reducir progresivamente la capacidad instalada comprometida para desconexión de las unidades a carbón, en 2025 nuestras emisiones fijas (Alcance 1) registraron un incremento, explicado porque nuestras unidades a carbón fueron requeridas por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), para responder a eventos producidos en el año, como ocurrió con el blackout de febrero de 2025, para mantener la inercia de la red.

III. HUELLA DEL TRABAJO

Como parte de nuestro objetivo de alcanzar la Neto Cero al 2045, también gestionamos las emisiones que generamos para realizar nuestro trabajo, bajo el marco global 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 2025 nuestra huella de carbono Ways-of-Working fue de 5.433,65 tCO₂eq, registrando una caída equivalente a -17% respecto de 2024. Este resultado se explica por una reducción de las emisiones en casi todas las fuentes, particularmente, en viajes (-34%) y en oficinas (-35%). La única fuente que registró un incremento fue la flota de vehículos utilizada para las necesidades de desplazamiento. Este aumento se explica, principalmente, por el mayor nivel de actividad operacional durante el período, asociado al desarrollo y construcción de nuevos activos de generación y almacenamiento de energía.

ÁMBITOS DE MEDICIÓN DE EMISIONES DE LA HUELLA DEL TRABAJO



Edificios de oficinas

Se consideran las emisiones de fuentes fijas, compras de electricidad, principalmente.



Medios de transportes usados por el personal

Medios de transporte, públicos y particulares, utilizados por nuestros colaboradores para dirigirse a su lugar de trabajo.



Flota de vehículos de la compañía

Vehículos de la compañía usados para cubrir sus necesidades de desplazamiento.



Viaje de negocios

Se consideran traslados locales e internacionales.



Infraestructura digital y equipos

Se considera el número de equipos utilizados -notebooks y computadores fijos, el uso de data center, transferencia de datos, impresión de papel, principalmente.

Emisiones en tCO₂eq

174,77
2024

1.096,88
2024

1.040,25
2024

3.927,58
2024

309,15
2024

114,33
2025

1.010,49
2025

1.496,92
2025

2.576,60
2025

235,31
2025

2024 VS 2025

↓ -35%

↓ -8%

↑ 44%

↓ -34%

↓ -24%

2025 emissions/employee en tCO₂eq

0,09

0,81

1,20

2,07

0,18

5.3 Gestión de residuos y eficiencia energética

(SASB F-EU-150a.1; F-EU-150a.2) (GRI 306)

GESTIÓN DE RESIDUOS EN 2025

En 2025, la generación de residuos peligrosos y no peligrosos registró un aumento respecto de 2024. Este incremento se explica principalmente por una mayor generación de nuestras unidades a carbón que explican el alza de los residuos de cenizas, como también por el desarrollo de nuevos proyectos de generación renovable y almacenamiento de energía que derivan en residuos asociados a la construcción.

Durante este ejercicio se reincorporaron al sistema nuestras unidades a carbón CTA y CTH, que permanecieron fuera de operación durante varios meses en 2024. Su reintegro se produce en un contexto nacional de mayor demanda de generación térmica a nivel país, que se vio reflejado en un aumento del 14,5% del año anterior según informó el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN).

En este contexto, el aumento de los residuos no peligrosos se explica tanto por las cenizas como por los residuos de construcción asociados a ocho proyectos de generación renovable y almacenamiento de energía actualmente en desarrollo. Para fortalecer su control, se actualizó y se difundió a todos los sitios el estándar interno obligatorio de gestión de residuos.

Principales iniciativas 2025

Durante el período también se avanzó en la preparación de un portafolio de proyectos de desmantelamiento para el próximo ejercicio, que considera la unidad diésel ubicada en terrenos de ZOFRI en Iquique, la planta diésel de Arica y las unidades de generación a carbón CTM 1 y CTM 2.

Adicionalmente, continuamos evaluando la ampliación del alcance de los vertede-



	2024	2025
Residuos (ton/año)		
Peligrosos	198	343
No Peligrosos	88.644	302.080
Total	88.842	302.423
Residuos no peligrosos (ton/año)		
Cenizas	60.487	220.076
Recicladas	7.701	13.886
% recicladas	13%	6%
Residuos de construcción	422	8.928
Recicladas	422	421
% recicladas	100%	5%
Otros	27.735	73.075
Recicladas	145	509
% recicladas	1%	1%

ros destinados a residuos de combustión (cenizas), con el objetivo de analizar su potencial utilización para la disposición de otros residuos no peligrosos, considerando los desafíos técnicos, ambientales y operacionales asociados al desmantelamiento de unidades ya desconectadas.

En nuestro negocio de transmisión, uno de los principales desafíos de 2025 fue asegurar la homogeneidad de los estándares de almacenamiento a lo largo de la extensa huella operativa de la Compañía.

Para ello, se inició un levantamiento técnico transversal en el conjunto de las subestaciones, proceso que se extenderá hasta el primer semestre de 2026 y que posteriormente dará paso a la implementación de un esquema de verificación anual.

Este trabajo considera una revisión integral de la gestión de Sustancias Peligrosas (SUSPEL) y Residuos Peligrosos (RESPEL), con el objetivo de identificar brechas estructurales que requieran inversiones para su mitigación y, al mismo tiempo, sistematizar

buenas prácticas operacionales que puedan ser replicadas en otros activos.

El diagnóstico incluye además instalaciones auxiliares críticas, como patios de reciclaje y grupos electrógenos, reforzando un enfoque integral de gestión de riesgos ambientales y operacionales en la red de transmisión.

Desafíos para la unidades renovables

Durante 2025 se iniciaron análisis técnicos y regulatorios orientados a definir una estrategia para la gestión del fin de vida útil de los componentes de las unidades de generación renovable, particularmente paneles fotovoltaicos y aspas eólicas.

La normativa vigente presenta limitaciones que obligan a disponer estos residuos en instalaciones autorizadas, lo que actualmente restringe las oportunidades de reuso, reciclaje y valorización.

Considerando el crecimiento proyectado de estos activos y sus implicancias am-

bientales y operacionales, el desarrollo de una estrategia para su gestión al término de su vida útil constituye una prioridad para 2026.

En este contexto, se conformaron equipos de trabajo interdisciplinarios integrados por las gerencias de Finanzas, ESG & Procurement y Operaciones, con el objetivo de estructurar los proyectos de desmantelamiento desde una perspectiva técnica, económica y de cumplimiento regulatorio.

Como parte de este proceso se identificaron brechas asociadas a la normativa ambiental vigente, en particular respecto de las exigencias contenidas en las Resoluciones de Calificación Ambiental (RCA), así como a la limitada disponibilidad de infraestructura nacional para el reciclaje y valorización de estos residuos.

Estas iniciativas buscan anticipar la evolución del marco regulatorio chileno en materia de economía circular y gestión de residuos, cuyas metas de reciclaje se implementarán progresivamente en los próximos años.

EFICIENCIA ENERGÉTICA EN 2025

En el marco de la Ley N° 21.305 de Eficiencia Energética nos correspondió implementar un Sistema de Gestión de la Energía (SGE) y reportar nuestro desempeño al Ministerio de Energía. El sistema está implementado exclusivamente en nuestras operaciones de generación térmica, que son las más demandantes en materia de consumo de energía.

Durante la revisión energética 2024 se determinó que nuestro consumo junto al de las sociedades Central termoeléctrica Andina SPA e Inversiones Hornitos SPA, alcanzaba a un total de 8.079 Tcal, de los cuales un 99,8 % corresponde a las centrales térmicas que conforman los Usos Significativos de Energía (USEs) del Sistema Gestión de Energía (SGEn).

Durante el 2025 se realizó el control de los Indicadores Energéticos (IDEs): Consumo de Combustible Principal y Consumo de Servicios Auxiliares con unidad en servicio. A nivel de flota, se logró cumplir con las metas definidas para el período, según lo establecido en la Línea Base Energética (LBE).

IDE (Indicador energético)	Desempeño energético acumulado 2024	Desempeño energético Target 2025*	Desempeño energético acumulado 2025**	Mejora con respecto al 2024	Mejora con respecto al Target 2025
Combustible Principal	-0,7%	1,8%	-5,2%	4,4%	6,9%
Servicios Auxiliares (SSAA E/S)	-0,9%	8,9%	-3,9%	3,0%	12,8%

(*) Target de desempeño mejorado en un 5% con respecto al año anterior.

(**) Desempeño a nivel flota, que corresponde a todas las unidades térmicas que conforman nuestro Sistema Gestión de Energía (SGE).

5.4 Biodiversidad y agua

(GRI 304)

La gestión de la biodiversidad constituye un componente estructural de nuestro sistema de gestión ambiental. Contamos con un enfoque que se basa en la identificación, evaluación y gestión de impactos ambientales reales y potenciales derivados de las actividades operacionales, mediante la aplicación de la jerarquía de mitigación –evitar, minimizar, restaurar y compensar–, en cumplimiento de la normativa ambiental vigente y la adopción de estándares voluntarios de alto desempeño ambiental.

El alcance de esta gestión considera los activos de generación renovable, transmisión y los sitios donde antes operaban unidades a carbón, los cuales se están reconvirtiendo para nuevos usos. En el caso de los parques eólicos, plantas solares y centrales hídricas, se implementan programas sistemáticos de monitoreo de flora y fauna que se encuentran asociados tanto a compromisos establecidos en las Resoluciones de Calificación Ambiental (RCA) como también a iniciativas de carácter voluntario, orientadas a fortalecer la gestión adaptativa y la mejora continua del desempeño ambiental.

Planes de Biodiversidad

Desde el 2010, nuestra Compañía se ha comprometido a mitigar su impacto en el medio ambiente mediante la implementación de protección de la biodiversidad. Esto involucra realizar acciones específicas en aquellas operaciones cercanas a zonas declaradas como áreas protegidas (1). Con ese objetivo nacen los Planes de Biodiversidad que buscan conservar los servicios ecológicos y los recursos biológicos de los lugares donde operamos. En el caso de los sitios prioritarios, es decir aquellos que están ubicados a menos de 15km de zonas con biodiversidad sensible según el IBAT (International Biodiversity Assessment Tool),



el plan debe contener acciones de gestión ecológica enfocadas en conservar los servicios ecológicos y los recursos biológicos. Esto implica proteger y restaurar el entorno mediante acciones como: prevenir la artificialización del suelo, respetar la vegetación espontánea (no invasiva), priorizar la flora y fauna endémica, reducir los residuos, proteger los recursos hídricos, entre otros.

Desde nuestra mirada, este trabajo es una interacción bidireccional ya que las actividades que desarrollamos dependen en parte de los servicios ecosistémicos, como los recursos del agua y el clima, de manera que no anticiparse a estos aspectos, así como a los posibles cambios regulatorios, puede provocar retrasos o incluso la paralización de nuestras operaciones, lo que conlleva costos financieros significativos.

(1) Área protegida: es un espacio geográfico definido que es reconocido y gestionado, mediante medios legales u otros, para lograr la conservación a largo plazo de la naturaleza, junto con los servicios ecosistémicos y los valores culturales asociados.

PLANES DE ACCIÓN AMBIENTAL Y PLANES DE RELACIONAMIENTO CON PARTES INTERESADAS

Los Planes de Acción Ambiental constituyen una herramienta estratégica para gestionar de manera sistemática los impactos ambientales asociados a nuestros sitios y actividades en operación, proyectos en construcción y activos en proceso de desmantelamiento. A partir de un análisis integral de aspectos materiales –incluyendo emisiones de GEI, calidad del aire, gestión hídrica, uso de suelo, residuos y biodiversidad– estos planes establecen objetivos cuantificables, medidas de mitigación, responsables, plazos y métricas de seguimiento, fortaleciendo la prevención de riesgos y el mejoramiento continuo del desempeño ambiental. Su elaboración y monitoreo se desarrollan en coordinación con las partes interesadas pertinentes, garantizando transparencia, trazabilidad y alineación con las expectativas regulatorias, comunitarias y corporativas.

El Grupo ENGIE ha establecido como meta que, al 2030, todos sus sitios y actividades cuenten con un Plan de Acción Ambiental plenamente implementado. En línea con dicho compromiso, al cierre de 2025 ENGIE Energía Chile S.A. alcanzó una cobertura del 83% en sus sitios y actividades en operación, avanzando hacia una gestión ambiental más robusta y homogénea en todo el portafolio.

Por su parte, los Planes de Relacionamento con Partes Interesadas definen un marco estructurado para promover un diálogo temprano, continuo y significativo con comunidades, autoridades, colaboradores, proveedores y otros actores relevantes. Basados en un mapeo actualizado de stakeholders y en una evaluación sistemática de riesgos sociales y expectativas territoriales, estos planes permiten anticipar inquietudes,

gestionar impactos, fortalecer la licencia social para operar y reducir potenciales controversias que puedan afectar la viabilidad, plazos o costos de los proyectos. Gracias a la experiencia y madurez de nuestro equipo de Comunidades, ENGIE Energía Chile S.A. mantiene desde hace varios años una cobertura del 100% en sitios y actividades en operación, en cumplimiento con los lineamientos globales del Grupo.

En conjunto, ambos instrumentos promueven la sostenibilidad y la buena gobernanza durante todo el ciclo de vida de los activos y actividades.

Gestión 2025

Para avanzar en esa dirección, con el apoyo del Grupo ENGIE, asumimos tres compromisos principales junto con sus metas:

	LOGRO 2025	META GRUPO AL 2030
1. Desarrollo de Planes de Acción Ambiental para todos los sitios y actividades en operación, proyectos en construcción, y sitios en desmantelamiento.	83% de nuestros sitios y actividades en operación cuentan con un plan.	100% de los sitios y actividades en operación, proyectos en construcción, y sitios en desmantelamiento deben contar con un Plan de Acción Ambiental.
2. Integración de la gestión ecológica en los Planes de Acción Ambiental de todos los sitios y actividades en operación.	45% de los sitios y actividades industriales consideran una gestión ecológica integrada en sus Planes de Acción Ambiental.	100% de los sitios y actividades industriales deben contar con gestión ecológica. Mínimo: • Eliminación del uso de productos fitosanitarios. • Mantenimiento de áreas verdes en armonía con el ecosistema local. Adicional (Recomendado) • Contar con al menos 40% de especies vegetales locales o endémicas en los sitios. • Prohibición del uso de especies exóticas invasoras en todos los espacios de revegetación.
3. Desarrollo de Planes de Acción Ambiental Avanzados para los sitios calificados como "prioritarios".	100% de nuestros sitios "prioritarios" cuentan con Planes de Acción Ambiental Avanzados. En este grupo se inserta la gestión que estamos realizando en la Central Hidroeléctrica Chapiquiña.	100% de nuestros sitios "prioritarios" deben contar con Planes de Acción Ambiental Avanzados.

I. GESTIÓN EN LAS UNIDADES RENOVABLES EN 2025

La infraestructura asociada a los parques eólicos, solares y a las líneas de transmisión puede generar efectos sobre los ecosistemas locales, particularmente en relación con la fragmentación de hábitats y las interacciones con fauna silvestre.

Entre los principales riesgos evaluados se encuentran las colisiones de avifauna y quirópteros, especialmente durante períodos de migración, reproducción y nidificación, así

como impactos sobre flora y fauna terrestre. La gestión de estos impactos contempla monitoreos periódicos de avifauna y quirópteros, incluyendo estimación de sesgos para asegurar la calidad de los resultados, junto con medidas de manejo ambiental tales como programas de revegetación, restauración ecológica, reforestación con especies nativas, relocación o perturbación controlada de fauna, y otras acciones definidas en

función de los resultados del monitoreo y evaluación ambiental.

Mantenemos un sistema de monitoreo sobre especies clasificadas en diferentes categorías de conservación, que integran la Lista Roja de la International Union for Conservation of Nature (IUCN), así como en el Reglamento de Clasificación de Especies y diferentes procesos que lleva el Ministerio del Medio Ambiente de Chile.



EN PELIGRO

Zorro de Darwin



VULNERABLE

Taruca o huemul
del norte
Ciprés de las Guaitecas



CASI AMENAZADA

Golondrina de mar negra
Golondrina de mar de
collar
Golondrina de mar
peruana
Pudú



PREOCUPACIÓN MENOR

Bandurria
Torcaza



DATOS INSUFICIENTES

Golondrina de mar chica

A partir de 2025 se incorporaron nuevas especies a los Programas de Monitoreo, ampliando el alcance de la gestión de biodiversidad.



CASI AMENAZADA

Monito del monte
(*Dromiciops gliroides*)



PREOCUPACIÓN MENOR

Gaviota garuma
(*Leucophaeus modestus*)

Maihuén (*Maihuenia
poeppigii*)

Gato guiña (*Leopardus
guigna*).



Durante el período reportado, en nuestras unidades de generación renovable desarrollamos 11 planes de biodiversidad activos, los cuales abarcan activos solares, eólicos e hidroeléctricos.

Desde una perspectiva territorial, las áreas bajo monitoreo, abarcaron en 2025, una superficie total de 7.062,9 hectáreas, equivalentes a 70,7 km², reflejando la escala de gestión asociada a estos activos.

Las principales iniciativas desarrolladas son las siguientes:

a. Parques Fotovoltaicos

- **Parques Fotovoltaicos Coya, Tamaya y Capricornio – Región de Antofagasta:** desde 2024, estos tres parques forman parte de un programa de monitoreo sistemático de golondrinas de mar, con una periodicidad mensual y que finaliza en enero de 2027. El monitoreo se focaliza en cuatro especies presentes en la región, todas incluidas en el Reglamento de Clasificación de Especies (RCE) y consideradas dentro del Plan RECOGE de golondrinas de mar del norte de Chile, orientado a su recuperación, conservación y gestión. Esta iniciativa busca generar información robusta sobre el uso del territorio por parte de estas especies y apoyar la toma de decisiones en materia de gestión ambiental.

Por otra parte, se realizó la capacitación de biodiversidad anual a los equipos en sitio donde se aborda el Plan de Contingencia Ante Accidentes de Fauna Silvestre y se compartieron los resultados del monitoreo de golondrinas de mar.

- **Parque Fotovoltaico Los Loros – Región de Atacama:** en 2025 se llevó a cabo la plantación de 1,0 hectáreas de *Adesmia argyrophylla*, especie clasificada como vulnerable según el Reglamento de Clasificación de Especies del Ministerio del Medio Ambiente de Chile. Esta iniciativa fue desarrollada en coordinación con la Corporación Nacional Forestal (CONAF) de la Región de Atacama, organismo que revisó y validó técnicamente el proyecto.
- **Parque Fotovoltaico Libélula – Región Metropolitana:** durante la etapa de eva-



luación previa a la construcción del proyecto, se identificaron impactos directos asociados a la reducción de individuos de dos especies arbóreas clasificadas en categoría de conservación: algarrobo (*Prosopis chilensis*, vulnerable) y guayacán (*Porlieria chilensis*, vulnerable). Para abordar estos impactos, se adoptó una metodología de compensación basada en el principio de ganancia neta en biodiversidad, que considera la compensación de las 47 hectáreas afectadas mediante la reforestación de 215,5 hectáreas con ambas especies. Además de la ejecución de estas medidas está contemplada la gestión y protección de la superficie compensada durante toda la vida útil del proyecto, hasta la consolidación de un bosque nativo de preservación. Durante el 2025, se licitó el servicio para ejecutar la reforestación que, actualmente, se encuentra adjudicado, la que iniciará en abril de 2026.

b. Parques Eólicos

- **Parque Eólico Calama – Región de Antofagasta:** se mantiene vigente el compromiso de proteger a la especie *Liolaemus torresi* (Dragón de Torres-Mura), a través de la mantención de la señalética para prevenir su atropello, junto con capacitaciones al equipo en sitio sobre la aplicación del Plan de Contingencia y Emergencia de Fauna Silvestre. Además, se realizó el seguimiento anual a la necesidad de actualizar el estudio de análisis de hábitat crítico para el Dragón de Torres-Mura, que se elaboró en 2021.
- **Parque Eólico Kallpa – Región de Antofagasta:** en 2025 comenzó el monitoreo mensual de avifauna con foco en la especie gaviota garuma. El seguimiento cubre los 57 aerogeneradores así como el tramo de 20 km de la Línea de Transmisión. Además, se incorporó de mane-



ra voluntaria un monitoreo de tránsito nocturno en época de reproducción/nidificación de gaviota garuma y de nidos potenciales para golondrinas de mar, que se extenderá por tres años.

- **Parque Eólico Monte Redondo – Región de Coquimbo:** en el área de influencia del parque se emplaza una plantación de 10,67 hectáreas compuesta por diversas especies nativas, algunas de ellas clasificadas en categoría de conservación. Esta plantación ha sido objeto de revisiones parciales por parte de la Corporación Nacional Forestal (CONAF) de la Región de Coquimbo, en el marco de los compromisos ambientales asociados a la operación. Además, se mantiene el monitoreo mensual de avifauna y quirópteros comprometido por toda la vida útil del parque, donde se ha mejorado y precisado la metodología para realizar los estudios estacionales de estimación de sesgos, para conocer el impacto real de este espacio. También se realizó una capacitación anual de biodiversidad, donde se abordó el Plan de Contingencia y Emergencia de Fauna Silvestre y se compartió con el equipo del sitio los resultados de los monitoreos de avifauna y quirópteros.

- **Parque Eólico San Pedro – Chiloé, Región de Los Lagos:** en esta instalación se desarrollan programas de monitoreo de avifauna y fauna terrestre, con especial énfasis en especies de interés para la conservación. El monitoreo de fauna terrestre incluye dos mamíferos clasificados en categoría de amenaza: el zorro de Chiloé (*Lycalopex fulvipes*, en peligro) y el pudú (*Pudu puda*, vulnerable) y mediante el uso de cámaras se identificó la presencia de gato guña (*Leopardus guigna*, preocupación menor) y monito del monte (*Dromiciops gliroides*, casi amenazada), lo que permitió ampliar el alcance del estudio durante el 2025. Al igual que en otros parques, se realizó la capacitación anual de biodiversidad al equipo del sitio, donde se compartió resultados preliminares de los programas de monitoreo.

c. Centrales Hidroeléctricas

- **Central Chapiquiña – Región de Arica y Parinacota:** en esta instalación se gestionan aproximadamente 1,4 hectáreas plantadas con queñoa (*Polylepis rugulosa*), especie clasificada como vulnerable. Estas acciones se desarrollan en el marco de un convenio vigente con la Corporación Nacional Forestal (CONAF), a través del cual se implementan iniciativas de

conservación y manejo de esta especie de alto valor ecológico.

Adicionalmente, la Compañía continúa apoyando la investigación postdoctoral liderada por el Dr. Nicolás Fuentes, enfocada en el estudio de la taruca o huemul del norte (*Hippocamelus antisensis*), especie catalogada en peligro de extinción. Durante 2025, el Dr. Fuentes realizó una charla sobre biodiversidad dirigida al equipo de la Central, comunidades cercanas y autoridades locales, destacando la relevancia de la conservación de esta especie en el territorio. En el marco de este apoyo, ENGIE Energía Chile S.A. realizó la donación de cámaras trampa al investigador, destinándose una de ellas al monitoreo de fauna dentro de la Central y otra en la escuela rural de Murmuntani, donde es utilizada por los estudiantes para conocer y valorar la fauna local. Esta iniciativa contribuye al fortalecimiento del conocimiento científico aplicado en el territorio y a la educación ambiental y vinculación con la comunidad, promoviendo una mayor conciencia sobre la conservación de la biodiversidad local.

- **Central Laja – Región del Biobío:** en ese sitio se administran 47 hectáreas de superficies plantadas, asociadas a los compromisos ambientales tanto de la central como del Sistema de Transmisión Laja 1. Estas áreas incluyen especies nativas y exóticas y, a la fecha, no han sido objeto de fiscalización por parte de la autoridad ambiental competente.

Durante 2025, se reforzaron las medidas de manejo orientadas a la prevención de incendios forestales, implementándose acciones como podas, ampliación y mantención de cortafuegos, entre otras labores preventivas.

En el mismo periodo (2025) la Corporación Nacional Forestal (CONAF) de la provincia de Biobío aprobó dos planes de manejo que comprometen la plantación de 80,2 ha. Si bien el compromiso original contemplaba el establecimiento de una especie exótica, la Compañía decidió voluntariamente reemplazarla por especies nativas, fortaleciendo así el valor ecológico de la medida y su contribución a la restauración del territorio. Estas reforestaciones se realizarán en 2026.

PLANES DE BIODIVERSIDAD 2025 GENERACIÓN RENOVABLE

Nombre del Hábitat protegido	Área protegida (hectáreas)	Especies afectadas	Tipo de impacto	Medidas de restauración
Central Hidroeléctrica Chapiquiña (Putre, Región Arica-Parinacota)				
Matorral bajo de altitud	350	Polylepis rugulosa (queñoa).	Reversible	• Compromiso voluntario: plantación de 1,4 ha de queñoas.
Reserva de la Biósfera Lauca		Hippocamelus antisensis (taruca).	Reversible	• Compromiso voluntario: ejecución de estudios de la especie y conservación de una población dentro del área de la Central.
Parque Solar PV Coya (Antofagasta, Región de Antofagasta)				
Desierto absoluto	792	Hydrobates markhami (Golondrina de mar negra).	Reversible	• Compromiso voluntario: monitoreo mensual de golondrinas de mar.
		Hydrobates hornbyi (Golondrina de mar de collar).	Reversible	
		Hydrobates tethys (Golondrina de mar peruana).	Reversible	
		Oceanites gracilis (Golondrina de mar chica).	Reversible	
Parque Solar PV Tamaya (Antofagasta, Región de Antofagasta)				
Desierto absoluto	618	Hydrobates markhami (Golondrina de mar negra).	Reversible	• Compromiso voluntario: monitoreo mensual de golondrinas de mar.
		Hydrobates hornbyi (Golondrina de mar de collar).	Reversible	
		Hydrobates tethys (Golondrina de mar peruana).	Reversible	
		Oceanites gracilis (Golondrina de mar chica).	Reversible	
Parque Solar PV Capricornio (Antofagasta, Región de Antofagasta)				
Desierto absoluto	495	Hydrobates markhami (Golondrina de mar negra).	Reversible	• Compromiso voluntario: monitoreo de golondrinas de mar mensual.
		Hydrobates hornbyi (Golondrina de mar de collar).	Reversible	
		Hydrobates tethys (Golondrina de mar peruana).	Reversible	
		Oceanites gracilis (Golondrina de mar chica).	Reversible	
Parque Eólico Calama (Antofagasta, Región de Antofagasta)				
Desierto absoluto	2025	Liolaemus torresi (Dragón de Torres-Mura).	Reversible	• Compromiso voluntario: actualización de estudio de análisis hábitat crítico para la especie.
Parque Eólico Kallpa (Antofagasta, Región de Antofagasta)				
Desierto absoluto	282	Leucophaeus modestus (Gaviota garuma).	Reversible	• Compromiso RCA: monitoreo de avifauna dos veces al año, aerogeneradores y LT.
		Hydrobates markhami (Golondrina de mar negra).	Reversible	• Compromiso voluntario: monitoreo mensual de avifauna, aerogeneradores y LT.
		Hydrobates hornbyi (Golondrina de mar de collar).	Reversible	
		Hydrobates tethys (Golondrina de mar peruana).	Reversible	
		Oceanites gracilis (Golondrina de mar chica).	Reversible	

PLANES DE BIODIVERSIDAD 2025 GENERACIÓN RENOVABLE

Nombre del Hábitat protegido	Área protegida (hectáreas)	Especies afectadas	Tipo de impacto	Medidas de restauración
Parque Solar PV Los Loros (Tierra Amarilla, Región de Atacama)				
Matorral desértico	3	Adesmia argyrophylla (Varilla).	Reversible	• Compromiso RCA: revegetar con 5.492 plantas (2023-2027).
		Krameria cistoidea (Pacul).	Reversible	• Compromiso RCA: revegetar con 124 plantas (2023-2027).
		Eriosyce aurata (Sandillón).	Reversible	• Compromiso voluntario: mantener ejemplares de la especie plantados al interior del parque.
Parque Eólico Monte Redondo (Ovalle, Región de Coquímbo)				
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 (Perdizita chica), Tadarida brasiliensis (Murciélago cola de ratón), Lasiurus cinereus (Murciélago ceniciento).	Reversible	• Compromiso RCA: monitoreo mensual de avifauna y quirópteros.
Lycalopex culpaeus (Zorro culpeo), Philodryas chamissonis (Culebra de cola larga).		Reversible	• Compromiso RCA: Plan de Contingencia y Emergencia Fauna Silvestre.	
Central Hidroeléctrica Laja (Yumbel y Santa Bárbara, Región del Bío Bío)				
Plantaciones	25,5	Pinus radiata (Pino radiata).	Reversible	• Compromiso RCA: plantación.
Bosque esclerófilo	21,5	Quillaja saponaria (Quillay), Maytenus boaria (Maitén), Schinus polygamus (Huingán), Lithraea caustica (Litre), Luma apiculata (Arrayán), Peumus boldus (Boldo).	Reversible	• Compromiso RCA: plantación.
Bosque esclerófilo	80,2	Quillaja saponaria (Quillay), Maytenus boaria (Maitén), Schinus polygamus (Huingán).	Reversible	• Compromiso RCA y voluntario: se modificó el compromiso original de plantar especies exóticas y se cambió por especies nativas.
Parque Eólico San Pedro (Chiloé, Región de Los Lagos)				
Bosque siempreverde y Bosque resinoso templado costero	2.300	Theristicus melanopis (Bandurria), Patagioenas araucana (Torcaza), Pudu pudu (Pudú); Lycalopex fulvipes (Zorro de Darwin), Leopardus guigna (Gato guigna), Dromiciops gliroides (Monito del monte).	Reversible	• Compromiso voluntario: monitoreo de avifauna y Monitoreo de Fauna con problemas de conservación.
		Ecosistemas de turberas pulvinadas.	Reversible	• Compromiso voluntario: monitoreo a través de convenio con universidad.
		Aextoxicon punctatum (Olivillo), Laureliopsis philippiana (Tepa), Pilgerodendron uviferum (Ciprés de las Guaitecas), Nothofagus betuloides (Coigue de Magallanes), Nothofagus nitida (Coigue de Chiloé), Tepualia stipularis (Tepú), Embotrium coccineum (Notro), Drimys winteri (Canelo), Saxegothaea conspicua (Maño de hojas cortas), Batrachyla leptopus (Rana moteada), Rhinoderma darwinii (Ranita de Darwin), Liolaemus pictus (Lagartija pintada), Campephilus magellanicus (Carpintero negro), Scelorchilus rubecula (Chuca), otros.	Reversible	• Compromiso voluntario: plan de gestión de la biodiversidad.



II. GESTIÓN EN LOS COMPLEJOS DE MEJILLONES Y TOCOPILLA

En nuestras operaciones de generación térmica y los sistemas de almacenamiento de energía, se implementaron programas de seguimiento ambiental tanto al medio marino como al entorno atmosférico de las áreas de influencia operacional. Estas actividades se desarrollan en las bahías de Mejillones Sur y Algodonales (Tocopilla), así como en los centros urbanos de Mejillones y Tocopilla, donde se realizan monitoreos asociados a la calidad del aire.

En el componente marino, los programas consideran la evaluación de la pérdida de adultos equivalentes, asociada a los sistemas de captación de agua de mar, junto con el análisis de potenciales efectos sobre la avifauna marina presente en las zonas de influencia. Los estudios específicos desarrollados en el Complejo Tocopilla evidencian una baja incidencia de los sistemas de succión sobre las comunidades de ictioplancton, lo que permite acotar el nivel de impacto de esta operación.

En 2025 lanzamos el Plan de Gestión Ecológica para los sitios de Tocopilla y Mejillones, orientado a fortalecer la gestión de los impactos ambientales, promover medidas de mejora continua y consolidar un enfoque preventivo y adaptativo en la operación de estos activos.

III. GESTIÓN EN TRANSMISIÓN

En nuestro negocio de Transmisión continuamos optimizando los procesos de prefactibilidad, y constructivos, integrando metodologías de diseño orientadas a evitar y minimizar impactos ambientales. Estas innovaciones buscan reducir la huella física en el territorio y asegurar el cumplimiento anticipado de las nuevas exigencias regulatorias, como la actualización de normas de ruido y protección de la biodiversidad impulsadas por el Ministerio del Medio Ambiente

También en 2025 continuamos con el monitoreo de especies en parte de nuestras instalaciones. Los avances en esta materia fueron los siguientes:

- **Subestación Roncacho:** comenzamos con el monitoreo relacionado con la Golondrina de Mar Negra (*Oceanodroma markhami*) que es considerada especie amenazada según la Lista Roja de la IUCN. A la fecha no se han identificado nuevas especies al interior de la Subestación.
- **Subestación La Ligua:** se realizó el monitoreo año 1 de las siguientes especies *Lagartija Lemniscata* (*Liolaemus lemniscatus*), *Culebra de cola larga* (*Philodryas chamissonis*), *Ratón oliváceo* (*Abrothrix olivaceus*) y *Tarántula chilena* (*Grammostola rosea*) (corresponden 3 monitoreos anuales post rescate y relocalización).

- **Tendido Segundo Circuito:** de acuerdo a lo comprometido en el CAV de Perturbación Controlada para la especie Corredor de Teresa (*Micolophus theresioides*), durante 2025 se realizó el Monitoreo correspondiente a los 3 meses posteriores a la aplicación de la medida de perturbación y Monitoreo Final, para lo cual se ejecutaron transectos pedestres en las áreas de intervención y de relocalización aledañas a la Subestación Calama, con el objetivo de ejecutar trabajos de identificación de ejemplares en dicho sector.

- **Subestación Totihue:** en este ejercicio se dio inicio a la ejecución de los siguientes Compromisos Ambientales Voluntarios (CAV):

1) Monitoreo de anfibios con el objeto de supervisar la no afectación de la población del Sapito de cuatro ojos (*Pleurodema thaul*) presente en el Estero Tipaume, durante las obras de construcción de las Torres N°26 y 27. Se contó con un especialista de fauna permanente realizando actividades para verificar en terreno la no afectación del ecosistema de esta especie, además de asegurar el estado de conservación del hábitat ribereño natural del estero. Conclusiones: Se mantiene sin alteración visible el entorno siendo compatible con la permanencia potencial de la especie en el área.



2) Enriquecimiento de hábitat para especies de baja movilidad con el fin de aumentar el nicho ecológico disponible para especies de este tipo como Tarántulas (*Euathlus manicata* y *Grammostola rosea*), Madre de la culebra (*Acanthinodera cummingi*), Lagartija lemniscata (*Liolaemus lemniscatus*), Lagartija falsa lemniscata (*Liolaemus pseudolemniscatus*), Lagartija esbelta (*Liolaemus tenuis*) y Culebra de cola larga (*Philodryas chamissonis*) presentes en el área del Proyecto. Se instalaron 24 pircas distribuidas en 8 sectores; las pircas corresponden a muros de baja altura contruidos solo a partir de piedras, los cuales ofrecen nuevos refugios disponibles para las especies de baja movilidad ya indicadas, esto debido a que los espacios que se forman entre las rocas, sumado a la vegetación que se desarrolla en torno a la construcción, generan sitios con múltiples recursos de refugio, alimentación y descanso para especies de reptiles, micro y mesomamíferos, invertebrados, etc.

3) Protección y Enriquecimiento de Hábitat para *Bombus dahlbomii* (Abejorro chileno) con el objeto de resguardar el hábitat de esta especie en el Estero Tipaume durante las obras de construcción de las Torres N°26 y 27. Se contó con un especialista de fauna permanente a cargo de la supervisión del sector para asegurar la no intervención del hábitat donde fue detectada la especie.

Adicionalmente y considerando el enriquecimiento de hábitat se realizó en la ribera del estero una plantación de 10 arbustos de *Fuchsia magellanica*, para proveer de recursos alimenticios al abejorro.

IV. GESTIÓN DEL AGUA
(GRI 303)

En nuestras operaciones térmicas utilizamos agua de mar, que se emplea mayoritariamente en los sistemas de enfriamiento de las unidades generadoras para luego ser reintegrada en el océano.

Contamos con un sistema de monitoreo de agua de mar que nos permite asegurar que el agua que reintegramos no sobrepase los límites establecidos en la normativa de emisión de RILES, en el marco de la regulación vigente sobre vertidos de fuentes.

Adicionalmente, tenemos un sistema de mediciones semanales de temperatura del agua en los pozos de descarga, cuya data es informada 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, 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 diseñados 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.

	2024	2025
Entrada de Agua Total (m3)	842.467.989	833.933.002
Extracción agua de mar (m3)	841.786.713	833.101.340
Otras entradas de agua (m3)	681.276	831.663
Salida de Agua Total (m3)	841.824.018	832.508.026
Vertidos de agua de mar (m3)	809.938.616	800.966.939
Otras salidas de agua (m3)	31.885.402	31.541.087
Consumo de Agua de Mar (m3)	31.848.097	32.134.401
Consumo de Agua Total Efectivo (m3)*	643.971	1.424.976

**En años anteriores se consideraron únicamente los movimientos de agua de mar para calcular el “Consumo Total de Agua (m3)” de EECL. En 2025, se ajustó la metodología para incluir también las entradas y salidas de otros tipos de agua en el cálculo del “Consumo de Agua Total Efectivo (m3)”.*



06

GOBERNANZA

120 6.1 Gobierno corporativo

138 6.2 Gestión de riesgos

6.1 GOBIERNO CORPORATIVO

121 6.1.1 Marco de gobernanza

123 6.1.2 Ética corporativa

125 6.1.3 Gestión del Cumplimiento

127 6.1.4 Directorio

133 6.1.5 Comité de Directores

135 6.1.6 Principales ejecutivos



6.1.1 Marco de gobernanza

(NCG 461/519: 2.1 - 3.1.i) (GRI 2-24)

En ENGIE Energía Chile S.A., nuestro gobierno corporativo se guía por un marco normativo interno que incluye políticas, procedimientos y prácticas, que cumplen con la normativa vigente en Chile y las mejores prácticas, orientando nuestras decisiones estratégicas y operativas. Este marco está compuesto por un Código de Gobierno Corporativo que sistematiza las prácticas y formas de actuación de los distintos estamentos de la Compañía. Fue actualizado y aprobado por el Directorio en marzo 2025. También, contamos con un Código de Conducta y Ética en los Negocios, un Modelo de Prevención de Delitos, un Plan del Deber de Debida Vigilancia en Derechos Humanos, Seguridad Laboral y Medio Ambiente, entre otras.

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

Contamos, asimismo, con un sistema robusto y transversal para promover una cultura ética y de cumplimiento, tanto al interior de la organización como en nuestras relaciones con terceros. Está conformado por procesos de due diligence éticos, mecanismos de monitoreo de cumplimiento, controles y capacitaciones específicas, entre otros.

En el ámbito de la selección de personal, los postulantes a cargos críticos son sometidos a un Due Diligence Ético, que permite identificar antecedentes relevantes en materia de acoso, corrupción u otros delitos, fortaleciendo así la integridad de nuestros equipos.

Tenemos, además, un Comité de Ética conformado por el Gerente General, la Gerenta Corporativa de Asuntos Legales y Ética (Oficial de Ética), la Gerenta Corporativa de Recursos Humanos y el Oficial de Ética de Latam del Grupo ENGIE, encargado de conocer las denuncias y alertas recibidas por el canal de denuncias y de dar lineamientos ante dichos casos y los principales



PROPÓSITO

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.

asuntos éticos que surjan. El Comité de Ética está habilitado para iniciar, revisar y/o concluir investigaciones de denuncias, y decide medidas y sanciones a aplicar, junto

con evaluar la posibilidad de presentar acciones judiciales y/o denuncias en contra de quienes resulten responsables (en caso de delitos económicos).

NUESTROS PRINCIPIOS

- a** Respeto a los Derechos Humanos.
- b** Tolerancia Cero a la corrupción y fraude.
- c** Cumplimiento de las leyes y reglamentos.
- d** Compromiso con la protección del medio ambiente.
- e** Integridad y lealtad en relación con terceros.

NUESTRAS ACCIONES

- a** Actuar y comprometerse con la ética y la lucha contra la corrupción es asunto de todos/as.
- b** Informarse, formarse y prevenir.
- c** Notificar un incidente ético. Canal de Denuncias.
- d** Sancionar las infracciones de nuestros principios éticos.

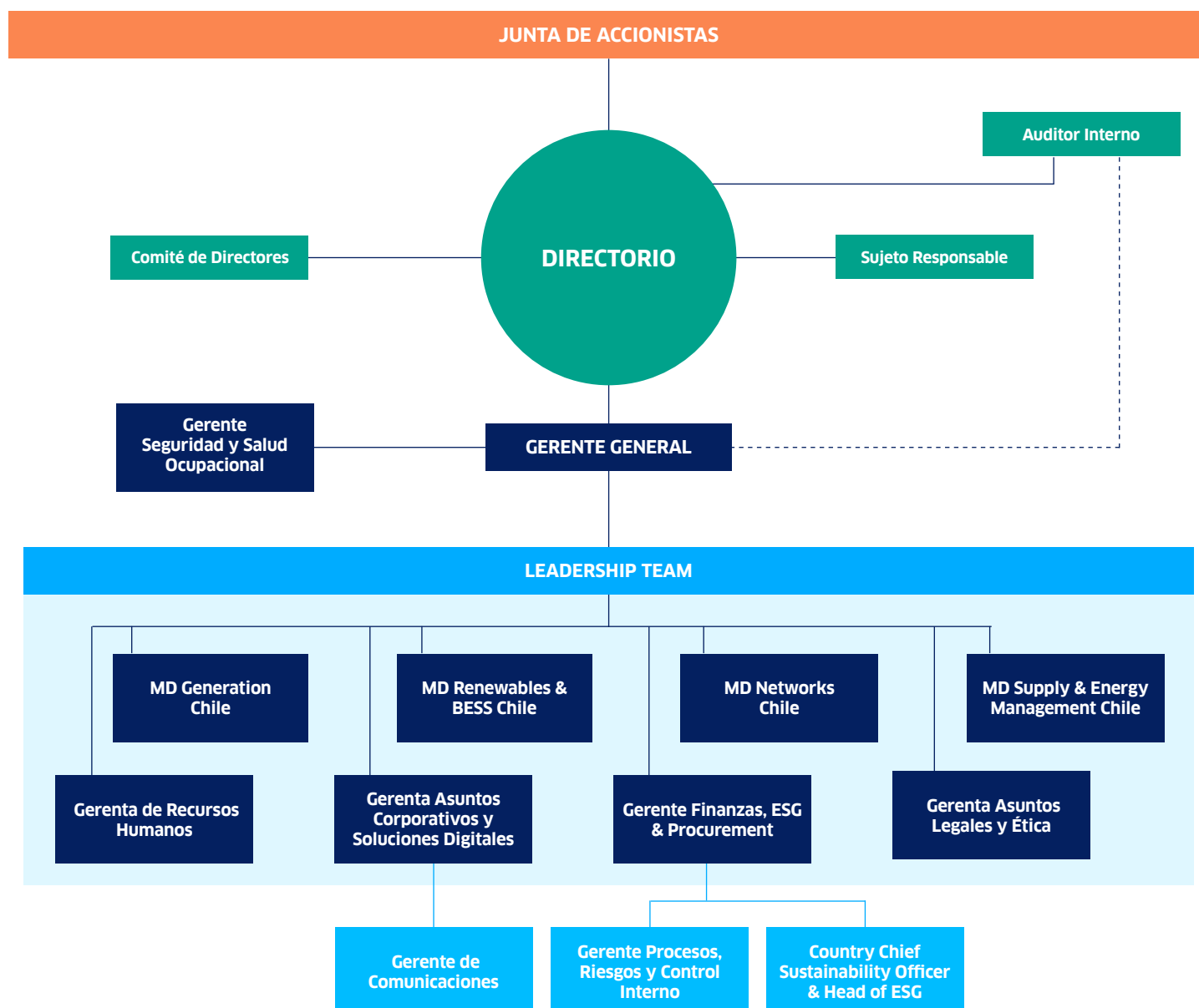
I. ESTRUCTURA DE GOBIERNO CORPORATIVO Y ORGANIGRAMA

(NCG 461/519: 3.1) (GRI 2-4; 2-9)

Nuestra Compañía está conformada por unidades de negocios a cargo de la operación, y de soporte que son transversales. A comienzos del 2025, el Grupo ENGIE hizo un relanzamiento de las Global Business Units (GBU), que involucró la fusión de dos unidades de negocio (Renovables y Flexible Generation & Retail) en una única unidad de negocios denominada GBU Renewables & Flexible Generation (R&F), que a su

vez quedó constituida por dos unidades de negocios: Renewables & BESS (R&B) y Generation (GEN). Adicionalmente, se creó una nueva GBU, Supply & Energy Management (S&EM), que incluyó toda el área de Global Energy Management & Sales (GEMS) y Retail. Por su parte, la GBU Networks (NET), quedó conformada por dos negocios: Power Networks y Gas.

De acuerdo a los requerimientos de la CMF, presentamos las unidades u órganos de dirección y/o liderazgo dentro de la organización, así como las unidades de control interno, gestión de riesgos, desarrollo sostenible o equivalentes, además de aquellas vinculadas a las relaciones con los accionistas, inversionistas y medios de prensa, junto con todas las que sean relevantes para los negocios de la entidad.



6.1.2 Ética corporativa

Nuestras políticas y prácticas internas resguardan que nuestro accionar sea coherente con los compromisos que adoptamos y con el cumplimiento normativo.

Contamos con instancias y mecanismos orientados a ese objetivo, como es el Comité de Ética, el Oficial de Ética, el Sujeto Responsable bajo el Modelo de Prevención de Delitos, además de nuestra área de Auditoría Interna y un canal de denuncias dotado de una plataforma, disponible en la página web para todos nuestros colaboradores, la comunidad, proveedores, ONG y la sociedad en general.

Además, todos los años revisamos y actualizamos la lista de personas con mayor exposición a riesgos de corrupción, lo que nos permite mantener un registro preciso de ellas y dar seguimiento a la ejecución de entrenamientos adicionales, que sean requeridos para dichas personas.



I. CAPACITACIÓN

En 2025 definimos un Plan de Comunicación para organizar y potenciar a lo largo del año nuestras acciones de sensibilización y sesiones de formación en contenidos de ética, cumplimiento normativo y legislación vigente.

En este marco, en mayo de 2025 lanzamos el primer **Mes de la Ética** con el objetivo de reforzar nuestra cultura de integridad. Entre las actividades que impulsamos, podemos destacar:

- Sesiones impartidas en forma presencial en nueve de nuestros principales sitios.
- Elaboración y difusión de un video corporativo.
- Distribución del Código de Ética impreso a todos los participantes en nuestras sesiones de sensibilización.
- Distribución del Código de Ética en la mayor parte de nuestras oficinas a nivel nacional.

Además, realizamos charlas específicas sobre la Ley de Libre Competencia, Privacidad de Datos, Política de Regalos y Hospitalidades, Responsabilidad Penal Corporativa y Manual de Prevención de Delitos, las cuales fueron mandatorias para todos los colaboradores.

NUESTRAS PRINCIPALES NORMATIVAS INTERNAS

Nuestras políticas internas están disponibles en la intranet corporativa de ENGIE Chile, para servir como material de consulta para todas las personas que trabajan en la Compañía. Una parte importante de estas declaraciones están también en nuestro sitio web (www.engie.cl/gobierno-corporativo).



Ética para la sostenibilidad



Actuar con ética es una condición habilitante del desarrollo sostenible. Sin integridad no hay confianza, y sin confianza no hay crecimiento sostenible. En nuestra Compañía, el comportamiento ético es una guía permanente que orienta nuestro trabajo y nos inspira a actuar con responsabilidad, respeto y transparencia con clientes, proveedores, autoridades y socios.

Nuestra cultura se sostiene en tres pilares: One ENGIE, One Ethics; Tolerancia Cero ante la Corrupción y el Fraude; y Speak Up Culture. En 2025 reforzamos estos compromisos mediante comunicaciones internas periódicas sobre temas éticos, canal de denuncia, conflictos de interés y señales de alerta temprana.

Porque la ética no es solo un principio: es la base sobre la que construimos valor y sostenibilidad a largo plazo. ”

Francisca Vásquez

Gerenta Corporativa de Asuntos Legales y Ética.

II. BUENAS PRÁCTICAS EMPRESARIALES

(NCG 461/519: 3.1.iii.iv.v)

Contamos con una serie de buenas prácticas, entre las que destacamos:

Resguardo de los Derechos Humanos: Nuestro compromiso es profundo, por eso contamos con el resguardo de un sistema de vigilancia que incluye un Comité de Vigilancia, mecanismos de evaluación de riesgos y canales de denuncias, los cuales responden a los requerimientos normativos sobre estas materias.

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

Promoción de la Diversidad, Equidad e Inclusión: entendemos que 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, Equidad e Inclusión, Be.U@ENGIE impulsa iniciativas concretas, con indicadores y metas, para fomentar una cultura organizacional diversa, inclusiva y libre de discriminación.

Fomentamos la participación activa de las mujeres que trabajan en la Compañía, en instancias como organizaciones sindicales con agendas de trabajo permanente, mesas de trabajo tripartitas con autoridades y comités paritarios activos.

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

Gestión del conocimiento diverso: valoramos la diversidad de capacidades, conocimientos, condiciones, experiencias y visiones necesarias para desempeñar las distintas funciones requeridas en nuestra 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 los ocuparán. 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 habilidades, 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 Compañía.

Nuestro reglamento interno incluye, además, un anexo que detalla las capacidades requeridas para cada cargo, proporcionando un marco formal que guía nuestras prácticas de selección, contratación y desarrollo profesional. De esta manera velamos por que los procesos de selección y contratación están libres de sesgos.

Gestión de los conflictos de interés (NCG 461/519: 3.1.iii) (GRI 2-15): en ENGIE Energía Chile S.A., abordamos los conflictos de interés como una materia crítica para la integridad corporativa y la confianza en nuestras decisiones.

Reconocemos que estas situaciones pueden afectar no solo la imparcialidad de las personas, sino también la reputación y sostenibilidad de la Compañía. Por ello, contamos con un sistema robusto de prevención y gestión, sustentado en dos políticas complementarias: la Política para la Prevención de Conflictos de Interés, que promueve la identificación temprana de riesgos éticos; y la Política General de Manejo de Conflictos de Interés, que establece procedimientos claros para su declaración, análisis y resolución.

Ambas buscan asegurar que las decisiones se tomen priorizando siempre el interés de la Compañía, y evitar cualquier interferencia de intereses personales o de terceros.

Cada persona que se incorpora a nuestro equipo, recibe una copia de estas políticas y firma una declaración de conocimiento. Además, se implementa un proceso anual de declaración de conflictos de interés y de parentesco, mediante formularios específicos que son enviados a todos los colaboradores, reforzando así la transparencia y el compromiso ético. Este tema también es abordado en nuestras comunicaciones internas y en la charla anual de ética, como parte de nuestro programa de formación continua.

Gestión de la innovación (NCG 461/519: 3.1.v): la innovación y mejora continua juegan un rol clave en la estrategia corporativa; aportan a la excelencia operacional y al perfeccionamiento del negocio, lo que impacta positivamente en la disponibilidad de activos, soluciones digitales, simplificación de procesos y estandarización de plataformas, entre otros.

Orientamos nuestra gestión de la innovación hacia la búsqueda de soluciones que refuercen nuestra transición energética y a la optimización de los procesos de negocio.

ADHERENCIA A CÓDIGOS

(NCG 461/519:3.5; 3.6.vii)

Nuestras prácticas corporativas se alinean con los principios éticos establecidos en el Código de Conducta y Ética en los Negocios y Código de Gobierno Corporativo del Grupo ENGIE, el cual se fundamenta en los más altos estándares internacionales. Este Código incorpora directrices reconocidas globalmente, entre ellas:

- Convención de las Naciones Unidas contra la Corrupción.
- Convención de la OCDE sobre la Lucha contra la Corrupción de Agentes Públicos Extranjeros en las Transacciones Comerciales Internacionales, junto con los Principios Rectores de la OCDE para Empresas Multinacionales, que promueven la transparencia y la competencia leal.
- Carta Internacional de Derechos Humanos, que incluye la Declaración Universal de Derechos Humanos, el Pacto Internacional de Derechos Civiles y Políticos y el Pacto Internacional de Derechos Económicos, Sociales y Culturales, garantizando el respeto por la dignidad humana en todas nuestras operaciones.
- Convenciones de la Organización Internacional del Trabajo (OIT).

6.1.3 Gestión del cumplimiento

(NCG 461/519: 3.6.ix.xiii) (GRI 2-27; GRI 205-2)

Contamos con un Sistema de Prevención de Delitos (SPD) diseñado para resguardar la integridad corporativa y asegurar el cumplimiento de la normativa vigente, especialmente la Ley N° 20.393 y los estándares internos del Grupo. Este sistema reúne un conjunto de políticas, procedimientos, roles y controles orientados a prevenir, detectar y gestionar eventuales conductas ilícitas dentro de la organización.

El SPD opera sobre una estructura formal que, entre otras cosas, incluye al Oficial de Ética, el Sujeto Responsable, los delegados por área y el área de auditoría interna, además del Comité de Ética y el Comité de Vigilancia. Juntos conforman la gobernanza que permite supervisar el funcionamiento del sistema, impulsar mejoras continuas y asegurar que las obligaciones legales y

éticas se apliquen de manera coherente en todas nuestras operaciones.

El SPD se encuentra integrado en los procesos operativos y de toma de decisiones de la Compañía, mediante controles incorporados en áreas como compras, contratación de terceros, autorizaciones económicas y gestión de proyectos. Su funcionamiento se apoya en mecanismos permanentes de monitoreo, revisiones periódicas y reportes formales a la administración y al Directorio, lo que garantiza una supervisión efectiva y continua. La estructura de gobernanza del SPD, junto con la independencia de sus figuras clave, permite una detección temprana de riesgos, una respuesta oportuna ante incidentes y una capacidad real de adaptación frente a cambios regulatorios o del negocio

I. PRINCIPALES ACCIONES Y MEJORAS IMPLEMENTADAS DURANTE 2025

a. Auditoría al Modelo de Prevención del Delito (MPD) y plan de mejoras

En 2025 realizamos una auditoría formal del MPD, con apoyo de asesoría externa e involucramiento de las áreas de control interno. El proceso se desarrolló sobre la base del diagnóstico integral de 2024 y tuvo por objetivo verificar el diseño, la implementación y la efectividad operativa de nuestros controles preventivos. Los resultados de la auditoría permitieron ratificar la vigencia del diseño del MPD y su adecuado alineamiento con la Ley N° 20.393, además

ESTRUCTURA DE COMPLIANCE





de identificar oportunidades de mejora en materia de segregación de funciones, documentación de evidencias de control y criterios de monitoreo continuo. Sobre la base de estos hallazgos, se definirá e implementará un plan de acción que incluya la actualización de la Matriz de Riesgos de Delitos, el fortalecimiento de los protocolos aplicables a actividades de mayor exposición y el refuerzo de las atribuciones y mecanismos de reportabilidad del Sujeto Responsable.

b. Optimización del Canal de Denuncias y mejora del sistema de gestión de casos

(NCG 461/519: 3.6.ix)

Nuestro canal de denuncia está disponible en el sitio web de la Compañía. Durante 2025 se avanzó significativamente en el fortalecimiento de nuestros mecanismos de recepción y administración de denuncias, con foco en la accesibilidad, trazabilidad y cumplimiento normativo.

- **Implementación de LIDIA**, la nueva plataforma de gestión de denuncias basada en inteligencia artificial, que automatiza el flujo completo del caso –desde la re-

cepción hasta el cierre– y facilita la coordinación entre las áreas involucradas.

- **Mejoras en la trazabilidad y en los tiempos de respuesta**, permitiendo una gestión más eficiente y una supervisión continua del estado de cada caso.
- **Adecuaciones normativas vinculadas a la Ley Karin**, asegurando que el Canal de Denuncias y los protocolos internos cumplan con los estándares de protección, confidencialidad y oportunidad exigidos por la regulación.
- **Mantenimiento de acceso abierto a la comunidad**, en línea con compromisos ESG adquiridos con entidades financieras, incorporando mejoras en la usabilidad del canal y en la claridad de las categorías de denuncia.

c. Formación y sensibilización en ética, integridad y prevención de delitos

La capacitación y el conocimiento de los estándares éticos siguen siendo pilares del SPD. En 2025 se llevaron adelante diversas iniciativas orientadas a instalar una cultura preventiva más sólida:

- **Plan anual de capacitaciones**: esto incluyó el primer Mes de la Ética, charlas específicas sobre diversas políticas, y charla especial enfocada en la Ley N° 20.393, la Ley N° 21.595, dilemas éticos frecuentes y buenas prácticas en la toma de decisiones.
- **Formación operativa para colaboradores**, reforzando contenidos del Código de Ética, el MPD, conflictos de interés, riesgos de corrupción y uso adecuado del Canal de Denuncias.
- **Acciones de comunicación interna**, mediante circulares, campañas y piezas informativas que facilitaron la comprensión de las responsabilidades individuales y colectivas en la prevención de riesgos.

El conjunto de estos elementos –la gobernanza del sistema, las políticas y procedimientos asociados, el MPD actualizado, la operación del Canal de Denuncias y el programa anual de capacitación– conforman un SPD dinámico, con capacidad de adaptación y mejora continua. Las acciones ejecutadas durante 2025 reforzaron significativamente nuestra capacidad de prevenir delitos, gestionar riesgos y promover un entorno de integridad en todas las actividades de ENGIE Energía Chile S.A.

II. GESTIÓN DE LIBRE COMPETENCIA

Contamos con un Manual de Libre Competencia el cual entrega pautas de actuación que actualizamos anualmente y que reforzamos a través de nuestras charlas anuales y otras instancias de capacitación interna.

En 2025, realizamos una serie de capacitaciones con un abogado externo experto en esta materia, además de una presentación al equipo gerencial. Para las personas más expuestas, en tanto, existe un curso sobre libre competencia que deben realizar en forma mandatoria.

Nuestra gobernanza para la gestión de la libre competencia incluye un Oficial de Cumplimiento de Libre Competencia, que es responsable del Programa de Libre Competencia, y una Gerencia Legal, a cargo de la implementación y supervisión del cumplimiento normativo y de políticas internas.

6.1.4 Directorio

(NCG 461/519: 3.2.i) (GRI 2-10; 2-11; 2-17) (GRI 405-1)

El Directorio está compuesto por siete directores titulares, tres de ellos independientes, y se elige cada dos años conforme a nuestros estatutos. Con al menos dos días de anticipación a la Junta Ordinaria de Accionistas, que se celebra una vez al año, se publica en el sitio web de la Compañía la nómina de las candidaturas que aceptaron su nominación y declararon no tener inhabilidades. También, en la medida que hayan proporcionado la información, incluimos su experiencia y perfil profesional, entre otros aspectos.

I. PROCESO DE NOMINACIÓN

(NCG 461/519: 3.7.iii)

La Compañía no cuenta con comités especiales de nominación. La designación de directores corresponde a los accionistas, quienes –principalmente personas jurídicas– disponen de sus propios mecanismos,

políticas internas y prácticas de gobierno corporativo para seleccionar a sus representantes en el Directorio. Nuestro principal accionista, el Grupo ENGIE, mantiene una significativa representación de profesionales mujeres tanto en el Directorio como en la alta administración, en respuesta a sus compromisos con la equidad de género, formalizados en nuestra Política de Diversidad, Equidad e Inclusión, Be.U@ENGIE.

Durante 2024 y hasta primer semestre de 2025, el 57% de nuestro directorio estaba compuesto por mujeres, la única del IPSA con esa composición. Tras la renovación del directorio en abril 2026, este porcentaje quedó en un 42%. De este modo, la Compañía se anticipa mediante una práctica interna a las exigencias de la Ley N° 21.757, publicada en 2025, cuyo propósito es instaurar de manera gradual, al año 2032, un tope máximo del 60% de representación por sexo en los directorios de sociedades anónimas abiertas y especiales.



PASCAL RENAUD (Presidente)

PAS: 21FV15110

Nacionalidad: Francés

Profesión: Ingeniero

Reelecto: 2024

Periodo de cesación: abril 2026

Biografía:

Ingeniero nuclear con una amplia experiencia internacional. Actualmente ocupa el cargo de Managing Director Renewables de ENGIE Latam. Su carrera profesional comenzó en China hace 25 años, y luego asumió como Gerente General de Planta en México.

En 2006, se unió al Grupo ENGIE en Italia para Gas Midstream Operations y asumió como director ejecutivo de Generación de Energía. Participó en la creación de la unidad de negocios Generation en Europa y se incorporó al equipo directivo en 2014 como responsable de la unidad de Generación para Francia y el Sur de Europa. Luego se convirtió en Director de Operaciones y Mantenimiento, liderando la transformación del Soporte de Mantenimiento Europeo. Se trasladó al Medio Oriente, primero a Arabia Saudita y luego a Dubai como Director de Operaciones y Mantenimiento y COO de Producción Térmica y de Agua.

Asumió en julio de 2021 la vicepresidencia de Soporte Técnico y Operativo Thermal & Supply AMEA, cubriendo también Salud, Seguridad y Medio Ambiente para las GBU de Thermal & Supply y Renovables.

NUEVA POLÍTICA DE NOMINACIÓN DIRECTORES DE FILIALES

(NCG 461/519: 3.7.iii)

Para dar cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 92 bis de la Ley Sobre Sociedades Anónimas (“LSA”) y la Norma de Carácter General N° 533 de la Comisión para el Mercado Financiero (“NCG 533”), el directorio aprobó la Política General de Elección de Directores en Filiales, que establecer que la Sociedad procurará que las personas nominadas, propuestas y/o designadas cumplan con condiciones mínimas de idoneidad profesional, con el fin de asegurar una adecuada administración y resguardar el interés social de cada filial.

Adicionalmente, y en línea con los compromisos de la Compañía relativos a aumentar la incorporación de mujeres en cargos de liderazgo, la política señala que “la Sociedad deberá procurar, en la medida de lo posible, que la composición del directorio de cada filial cumpla la proporción de representación por sexo sugerida por la Ley N° 21.757 – representación máxima de 60% por sexo al 2032- y las modificaciones introducidas por ésta a la LSA, que se encuentren vigentes a la fecha de la elección. Más información aquí: <https://www.engie.cl/documentos-de-interes/>



ROSALINE CORINTHIEN

RUT: 28.103.791-9

Nacionalidad: Francesa

Profesión: Ingeniera

Asume el cargo: agosto 2025

Periodo de cesación: abril 2026

Biografía:

Comenzó su carrera en 1999 como Directora Técnica Europea de Lubricantes Automotrices para Fuchs Petrolub, antes de unirse al CEED en Trinidad y Tobago, como consultora para el desarrollo de un centro de experiencia en metanol.

En 2006, se unió a CRE (Energy Regulation Commission) como analista para el acceso a terminales de GNL. En 2009, asumió como gerente de Proyectos en Alpiq Francia para la construcción de una planta de energía CCGT en Bayet. Luego, en 2012, se unió al Grupo ENGIE, primero como Directora General de Storengy China con sede en Beijing, y luego como Jefa de Negocios de Gas para esa unidad de negocios en China.

Fue nombrada Directora de Estrategia, RSC e Innovación de GEM (Global Energy Management) en 2015, y posteriormente, en 2018, asumió como Directora Adjunta de Recursos Humanos del Grupo ENGIE a cargo de Ejecutivos, Talentos e Innovación de Recursos Humanos.

Asumió como Directora Ejecutiva de la unidad de negocios Renewables en Francia en 2019. Arribó a Chile en octubre 2022 para asumir como CEO de ENGIE Chile S.A. y Gerenta General en ENGIE Energía Chile S.A., convirtiéndose en la primera mujer en desempeñar este cargo en la Compañía y en la industria de generación del país.



ERNESTO PARRA

RUT: 12.608.835-3

Nacionalidad: Chileno

Profesión: Economista

Asume el cargo: junio 2025

Periodo de cesación: abril 2026

Biografía:

Economista que ha desarrollado su carrera en el sector energético, comenzando a principios del 2000 en GDF SUEZ Chile, desempeñándose en el Complejo Termoeléctrico de Tocopilla, el Complejo Termoeléctrico de Mejillones, y en el proyecto de distribución de gas Distrinor hasta 2006. Posteriormente, asumió como Subgerente de Construcción y Gerente de Activos de 2007 a 2010.

Entre 2011 y 2014, se desempeñó como Director de Proyectos y Jefe de Excelencia Operacional en GDF SUEZ Centroamérica. En 2014 se incorporó a ENGIE México, donde asumió los cargos de Director Técnico y Director de Operaciones hasta 2019.

En 2020, se trasladó a Oriente Medio como Director de Operaciones para Baréin, Kuwait y Arabia Saudita. En 2021, amplió su alcance como Director de Operaciones para Catar, Omán, Baréin, Kuwait y Emiratos Árabes Unidos.

En 2023, fue nombrado Vicepresidente de Soporte Técnico y Operaciones para Asia, Oriente Medio y África (AMEA) en la GBU Flex Generation del Grupo ENGIE. Desde 2025, se desempeña como Jefe de Proyectos y Soporte Técnico de Proyectos para Generation International.



MATÍAS NIEBUHR

RUT: 24.670.412-0

Nacionalidad: Argentino

Profesión: Contador Auditor

Asume el cargo: junio 2025

Periodo de cesación: abril 2026

Biografía:

Es Gerente de Finanzas en ENGIE S.A. dentro del área de Energías Renovables y Soluciones Flexibles, con sede en París. En este rol, lidera la supervisión del desempeño financiero y la elaboración de reportes estratégicos para las operaciones globales de la Compañía en energías renovables y flexibles.

Con sólida experiencia en control de gestión y administración de programas de desempeño, ha impulsado iniciativas clave en América Latina, incluyendo gestión de riesgos, planificación presupuestaria y revisiones operativas.

Participa activamente en procesos de gobernanza de alto nivel, como la coordinación del Directorio en la Compañía. También, ha intervenido en negociaciones estratégicas y proyectos de cumplimiento normativo para el Grupo ENGIE en la región. Además, se desempeñó como director de ENGIE Energía Perú entre 2022 y 2024.


JOANNA DAVIDOVICH (Independiente)

RUT: 14.524.425-0

Nacionalidad: Chilena

Profesión: Economista

Reelecto: abril 2024

Periodo de cesación: abril 2026

Biografía:

Economista con amplia experiencia en análisis económico y diseño de políticas públicas para promover la inversión, crecimiento y productividad.

Magíster en Economía Aplicada, mención Macroeconomía y Magíster en Derecho de los Negocios.

Se ha desempeñado en cargos directivos en el sector público y privado. Además de ENGIE Energía Chile S.A., también es directora en la empresa Nutravalor y en el Consejo del Salmón A.G. Es socia de Alayiatrust, empresa que provee soluciones tecnológicas para la implementación de la protección de datos personales.

Entre sus experiencias previas, destaca su participación en los directorios de Puerto San Antonio, Puerto de Valparaíso y Abastible. También se desempeñó como Directora Ejecutiva del Consejo del Salmón; de la Oficina de Competitividad del Ministerio de Economía; y de la Comisión de Productividad de la Confederación de la Producción y del Comercio (CPC). Adicionalmente, fue Jefa de Gabinete y de Asesores en los Ministerios de Economía y de Obras Públicas, y Directora de la Sociedad Chilena de Políticas Públicas.


CAROLINA SCHMIDT (Independiente)

RUT: 7.052.890-8

Nacionalidad: Chilena

Profesión: Ingeniera Comercial

Asume el cargo: abril 2024

Periodo de cesación: abril 2026

Biografía:

Ingeniera comercial con más de 20 años de experiencia. Fue gerente general de Revista Capital (2000-2007) y de CCU Foods (2007-2010) así como directora de diversas empresas.

En el ámbito público, asumió el cargo de Ministra de la Mujer y Equidad de Género entre 2010 y 2013, y posteriormente, como Ministra de Medio Ambiente de Chile entre 2018 y 2021. En ese cargo asumió como Presidenta de la COP de Cambio Climático entre el 2019-2021.

Es directora y consejera en materias de sustentabilidad, medioambiente ESG en Chile y Latinoamérica. Es Directora de WWF en Estados Unidos, del Grupo Imagina, CAP y VP Advisor Start Ups de tecnologías para la descarbonización global.

Reconocida 11 veces por el premio "100 Mujeres Líderes".


CRISTIÁN EYZAGUIRRE
RUT: 4.773.765-6

Nacionalidad: Chileno

Profesión: Economista

Reelecto: abril 2024

Periodo de cesación: abril 2026

Biografía:

Economista con amplia experiencia en la administración de grandes empresas. En 1997 ingresó al Banco Bice S.A. como gerente general, cargo que ejerció hasta 2002. En 2010 se incorporó como integrante del comité financiero que asesora al Ministerio de Hacienda de Chile en la gestión de las inversiones del Fondo de Estabilización Económica y Social (FEES) y del Fondo de Reserva de Pensiones (FRP).

En 2013 fue elegido consejero de la Sociedad de Fomento Fabril (Sofofa). Ha sido miembro del directorio de Inversiones Cousiño Macul, Cencosud S.A., Besalco S.A., Wenco S.A., ENGIE Energía Chile S.A., Cristalerías de Chile S.A., de las empresas del Grupo GTD, Agunsa S.A. y de Inforsa S.A., entre otras, así como miembro del comité de inversiones del Hogar de Cristo.

DIRECTORES SUPLENTE
Bernard Esselinckx

- Brasileño
- Ingeniero Civil
- Pasaporte de Brasil YC648242
- Reelecto en 2024

Juan Enrique Allard (Independiente)

- Chileno
- Abogado
- RUT: 10.895.601-1
- Reelecto en 2024

Ricardo Fischer (Independiente)

- Chileno
- Ingeniero
- RUT: 6.400.720-3
- Reelecto en 2024

Daniel Vercelli (Independiente)

- Chileno
- Ingeniero Comercial
- RUT: 10.929862-K
- Asume en 2024

II. EXPERIENCIA DEL DIRECTORIO

(NCG 461/519: 3.2.iv) (GRI 2-17)

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

	Pascal Renaud	Joanna Davidovich	Carolina Schmidt	Cristián Eyzaguirre	Rosaline Corinthien	Ernesto Parra	Matías Niebuhr
Administración general							
Administración en grandes compañías							
Sector industrial							
Sector servicios							
Sector de energía							
Sector público							
Finanzas							
Cambio Climático y Diálogo Stakeholders							
Digitalización y nuevas tecnologías							
Regulaciones corporativas y medio ambientales							

DIRECTORES POR ANTIGÜEDAD (NCG 461/519: 3.2.xiii; a;b;c;d,e)

	Menos de 3 años		Entre 3 y 6 años		Más de 6 y menos de 9 años		Entre 9 y 12 años		Más de 12 años	
	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres
Titulares	3	3	0	0	0	0	0	0	1	0
Suplentes	4	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	2	0	1	3	0	0	1	0
Suplentes	0	0	0	0	1	0	2	0	1	0	0	0

Al cierre de 2025, ninguno de los integrantes del Directorio se encontraba en situación de discapacidad.

III. FUNCIONAMIENTO

(GRI 2-12)

La misión del Directorio es proteger y valorizar el patrimonio de la Compañía en beneficio de sus accionistas, maximizando el rendimiento de sus inversiones y negocios, siempre alineándolos con la visión y valores de la empresa y sus objetivos estratégicos en materia económica, social y ambiental y con el enfoque distintivo de trabajar por un progreso en armonía junto a los distintos actores de nuestro entorno.

a. Sesiones y visitas a terreno (NCG 461/519: 3.2.viii;x)

De acuerdo a. los estatutos, el Directorio 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 está establecido en los estatutos de la Compañía.

En 2025 se efectuaron 12 sesiones ordinarias y 5 sesiones extraordinarias. Una vez al año visitan nuestras instalaciones operativas acompañados por el gerente general y por los ejecutivos a cargo de la unidad que se visitará. Durante este ejercicio, con fecha 11 de diciembre de 2025 el Directorio sesionó y visitó las instalaciones del proyecto solar PV-BESS Libélula, ubicado en la comuna de Colina, Región Metropolitana.

b. Plataformas digitales

(NCG 461/519: 3.2.xii)

El Directorio cuenta con plataformas digitales seguras y confiables que le permiten acceder remotamente a la documentación, en cualquier momento y las veces que lo necesiten.

Con al menos dos días hábiles de antelación, se suben a la plataforma virtual (Teams) agenda, minuta, informes y las presentaciones que serán abordadas en la próxima reunión. A través de la plataforma DocuSign, reciben el acta de la sesión antes de la reunión siguiente. Todos los documentos presentados en la sesión de Directorio quedan alojados en esta plataforma por un periodo indefinido.

c. Contratación de Asesorías

(NCG 461/519: 3.2.iii)

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 por el Directorio y el Comité. 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, los directores pueden realizar denuncias a través del canal de denuncias que la Compañía dispone en su página web. No se cuenta con un sistema específico para la mesa directiva.

d. Actualización y evaluación

(NCG 461/519: 3.2.ix) (GRI 2-18)

Nuestro Directorio no cuenta con un sistema formal de evaluación de desempeño colectivo y/o individual. Las necesidades y ámbitos de capacitación que pudiera requerir el Directorio, las abordamos a través de charlas de actualización sobre los cambios regulatorios y nuevas normativas que entren en vigencia, además del proceso de inducción efectuado en relación con los directores de la Compañía.

En este marco, durante el mes de diciembre de 2025 y conforme a la Norma de Carácter General N°533 de la CMF, el Directorio aprobó la Política General de Elección de Directores en Filiales, junto con su comunicación a la CMF como hecho esencial y publicación en la página web de la Compañía. Dicha Norma define el contenido mínimo que debe considerar la política general de las sociedades

matrices respecto de elección de directores de sociedades filiales; y que se aplica específicamente para el caso de la elección de directores en la filial Edelnor Transmisión S.A.

e. Inducción

(NCG 461/519: 3.2.xii)

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

f. Principales temáticas

Siguiendo los lineamientos estratégicos de la Compañía, el Directorio mantiene una actitud vigilante respecto de los temas concernientes a los impactos positivos y negativos, reales y potenciales, en el ámbito ESG. También, en relación a los riesgos, cumplimiento y auditoría interna, entre los principales.

Estas temáticas son revisadas durante las sesiones del Directorio y son los principales ejecutivos los responsables de exponerlas, en conjunto con la Gerencia General. Participan activamente en estas reuniones la Gerencia de Finanzas, ESG & Procurement, a cargo de la gestión de riesgos, el auditor interno, la Gerencia de Gobernanza y Responsabilidad Penal Corporativa (encargada de la prevención del delito y cumplimiento); la Gerencia Corporativa de Asuntos Corporativos y Soluciones Digitales, los Gerentes de los negocios que lleva adelante la Compañía, entre otros.

i. En relación a los riesgos (NCG 461/519:

3.2.vi): con una frecuencia al menos trimestral, la Gerencia de Finanzas, ESG & Procurement, de acuerdo a lo establecido por el Código de Gobierno Corporativo, se encarga de informar a la mesa directiva los siguientes aspectos:

- El adecuado funcionamiento del proceso de gestión de riesgos.
- La matriz de riesgo empleada, así como las principales fuentes y metodologías para la detección de nuevos riesgos, y la probabilidad de impacto de ocurrencia de aquellos más relevantes.

- Recomendaciones y mejoras que es 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.

ii. Auditoría Interna (NCG 461/519: 3.6.v):

al menos dos veces al año y cada vez que el Directorio así lo requiera, el auditor interno presenta el Plan Anual de Auditorías Internas, el programa anual de revisión de las normativas de cumplimiento, el resultado de las auditorías y, en el caso que corresponda, las eventuales brechas graves que se hubieren detectado y eventuales situaciones irregulares.

iii. Cambio Climático:

mensualmente, se actualiza el scorecard de nuestro Plan Estratégico Balance, que se comparte con toda la Compañía y que está revisada por el Directorio. Incluye la evolución de las emisiones CO2 y el avance hacia la descarbonización. Adicionalmente, la evolución de nuestras emisiones de CO2 se reportan trimestralmente junto al desempeño financiero, y en forma anual en la Memoria Integrada.

Los riesgos físicos climáticos que pueden surgir en cada división de negocio, al superar el 5% del EBIT, se incluyen en el informe final del proceso ERM, el cual se presenta al Comité Ejecutivo de la matriz del grupo.

También, el gerente de Finanzas, ESG & Procurement, presenta, cuando se requiere, temas relevantes relativas a las gestión comunitaria en las reuniones mensuales del Leadership Team y del Directorio.

SITUACIONES DE CRISIS

(NCG 461/519: 3.2. xi)

Conforme al procedimiento de crisis de la Compañía, 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, en forma remota.

PRINCIPALES TEMÁTICAS ABORDADAS POR EL DIRECTORIO Y EL COMITÉ DE DIRECTORES (NCG 461/519: 3.2.vii; 3.6.xii)

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 Directorio con una frecuencia semestral, incluyendo el presupuesto involucrado en la materia y en el programa anual de actividades, junto a los avances en materia de implementación efectiva del MPD y las mejoras que este pueda requerir..
	Comité de Directores	Semestral	
GESTIÓN DE RIESGOS			
Gerencia de Finanzas, ESG & 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 relevantes. - 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, y cada vez que el Directorio o el Auditor lo consideren necesario	- Aprobación del Plan Anual de Auditorías. - Aprobación del programa anual de revisión de las normativas de cumplimiento y eventuales certificaciones. - Presupuesto anual de auditoría. - Resultados de la gestión de auditoría, avances gestión planes de acción.
	Comité de Directores	Al menos dos veces al año, y cada vez que el Directorio o el Auditor lo consideren necesario	
GESTIÓN SOSTENIBILIDAD SOCIAL			
Gerente de Sostenibilidad & 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.
Gerencia de Finanzas, ESG & Procurment	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 del ejercicio anterior. - Aprobación de la Memoria Integrada Anual.
	Comité de Directores	Anual	
REMUNERACIONES PRINCIPALES			
Gerencia de Recursos Humanos	Comité de Directores	Anual	Se realiza una presentación al Comité de Directores encargado de revisar y aprobar los sistemas de remuneraciones y planes de compensación de los gerentes y ejecutivos principales.

6.1.5 Comité de Directores

(NCG 461/519: 3.3.i.ii.iii.iv.v.vi.vii)

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:

- Conocer los informes de los auditores externos, el balance y demás estados financieros que se presentan a los accionistas.
- Proponer al Directorio nombres para los auditores externos y clasificadores privados de riesgo, que son sugeridos a la junta de accionistas respectiva.
- Examinar los antecedentes relativos a las operaciones con partes relacionadas.
- Plantear al Directorio una política general de manejo de conflictos de interés, y pronunciarse acerca de las políticas generales de habitualidad.
- Evaluar los sistemas de remuneraciones y planes de compensación de los gerentes, ejecutivos principales y trabajadores de la sociedad.
- Preparar un informe anual de su gestión, en que se incluyan sus principales recomendaciones a los accionistas.
- 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.

El Comité de Directores se reúne mensualmente con el área de Auditoría Interna de la Compañía. En 2025, además, durante el segundo semestre hizo una revisión específica de materias referidas a litigios, compliance y auditoría interna.

También una vez año, el Comité de Directores se reúne con los auditores externos que examinan los Estados Financieros.

I. OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS

Como práctica habitual, al término de cada sesión mensual, el Comité de Directores emite uno o más informes al Directorio acerca de las operaciones con partes relacionadas examinadas en la respectiva reunión.

En 2025 -con cargo al presupuesto de 5.000 UF que tiene aprobado por la Junta de Accionistas para la contratación de asesorías contables- el Comité de Directores decidió solicitar la opinión de un consultor externo respecto al sistema tarifario de los contratos marco con partes relacionadas.

Además, en cumplimiento de la norma de carácter general NCG N°501 de la CMF, en

enero y en julio de 2025 publicamos en nuestra página web el listado de contratos con partes relacionadas aprobados por el Comité de Directores.

El Comité de Directores también puede solicitar la preparación de informes y estudios internos, a través del gerente general.

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.

COMITÉ DE DIRECTORES



Joanna Davidovich
RUT: 14.524.425-0

- » Chilena
- » Economista
- » Asume el cargo: **abril 2024**
- » Periodo de cesación: **abril de 2026**
- » Independiente



Carolina Schmidt
RUT: 7.052.890-8

- » Chilena
- » Ingeniera Comercial
- » Asume el cargo: **abril 2024**
- » Periodo de cesación: **abril de 2026**
- » Independiente



Cristián Eyzaguirre
RUT: 4.773.765-6

- » Chileno
- » Economista
- » Reelecto: **2024**
- » Periodo de cesación: **abril de 2026**
- » Independiente



REMUNERACIÓN DIRECTORIO Y COMITÉ DE DIRECTORES

(NCG 461/519: 3.2.ii; 3.2.xiii.f; 3.6.xi)

La remuneración del Directorio es aprobada por la Junta Ordinaria de Accionistas. Para el periodo 2025, 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.

REMUNERACIONES DEL DIRECTORIO	2025 US\$ miles	2024 US\$ miles
Cristián Eyzaguirre	108	103
Carolina Schmidt	108	78
Joanna Davidovich	108	78
Mauro Valdés (*)	0	23
Claudio Iglesias (*)	0	25
Pascal Renaud (**)	0	0
Felisa Ros (**)	0	0
Mireille Van Staeyen (**)	0	0
Frederic Halkin (**)	0	0
Rosaline Corinthien (**)	0	0
Ernesto Parra (**)	0	0
Matias Niebuhr (**)	0	0
Total	324	307

(*) Durante 2024, se desempeñó como director entre enero y abril de 2024.

(**) Directores designados por el accionista ENGIE Austral S.A., quienes no perciben la dieta de director por ejercer funciones ejecutivas en el Grupo ENGIE.

6.1.6 Principales ejecutivos

(NCG 461/519: 3.4.i)

La Alta Administración de nuestra Compañía está conformada por un equipo diverso, de mujeres y hombres, con distintas profesiones, edades y nacionalidades, liderados a contar de 2025 por Juan Villavicencio, ingeniero chileno que cuenta con una amplia experiencia en la industria de energías renovables.

Entre las principales gerencias corporativas que se renovaron en 2025 también se cuentan las incorporaciones de Laïlla Ducouso como Gerenta Corporativa de Generación; Vicente Camino como Gerente Corporativo de Supply & Energy Management, y Vincent Sorel como Gerente Corporativo de Finanzas, ESG & Procurement. Estos cambios, que responden a la práctica de nuestra Compañía de favorecer la mo-

vilidad tanto funcional como geográfica de sus ejecutivos, fueron comunicados a nuestros colaboradores a medida que se fueron materializando.

En esta renovación de profesionales en la alta administración reafirmamos nuestro compromiso con el equilibrio de género, manteniendo una composición de cuatro mujeres y cuatro hombres.

PRINCIPALES EJECUTIVOS



JUAN VILLAVICENCIO

**GERENTE GENERAL
MANAGING DIRECTOR
RENEWABLES AND BATTERIES CHILE**

RUT: 13.831.685-8

Nacionalidad: Chileno

Profesión: Ingeniero

Asume el cargo: 2025



PILAR ACEVEDO

**MANAGING DIRECTOR
POWER NETWORKS CHILE**

RUT: 12.521.297-2

Nacionalidad: Chilena

Profesión: Ingeniera

Asume el cargo: 2024



LAÏLLA DUCOUSO

**MANAGING DIRECTOR
GENERATION CHILE**

RUT: 28.770.589-1

Nacionalidad: Francesa

Profesión: Ingeniera

Asume el cargo: 2025

PRINCIPALES EJECUTIVOS (CONTINUACIÓN)

**VICENTE CAMINO**

**MANAGING DIRECTOR
SUPPLY & ENERGY MANAGEMENT
CHILE**

RUT: 16.659.610-6

Nacionalidad: Chileno

Profesión: Ingeniero

Asume el cargo: 2025

**DIANE DE GALBERT**

**ASUNTOS CORPORATIVOS Y
SOLUCIONES DIGITALES**

RUT: 28.150.058-9

Nacionalidad: Francesa

Profesión: Abogada

Asume el cargo: 2024

**LUCY OPORTO**

RECURSOS HUMANOS

RUT: 15.378.645-3

Nacionalidad: Chilena

Profesión: Psicóloga

Asume el cargo: 2022

**VINCENT SOREL**

FINANZAS

RUT: 48.228.670-4

Nacionalidad: Belga

Profesión: MS Management - Finance

Asume el cargo: 2025

**FRANCISCA VÁSQUEZ**

ASUNTOS LEGALES Y ÉTICA

RUT: 15.580.038-0

Nacionalidad: Chilena

Profesión: Abogada

Asume el cargo: 2024

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
3	4	0	1	0	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	1	0	2	4	0	1	0	0	0	0

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

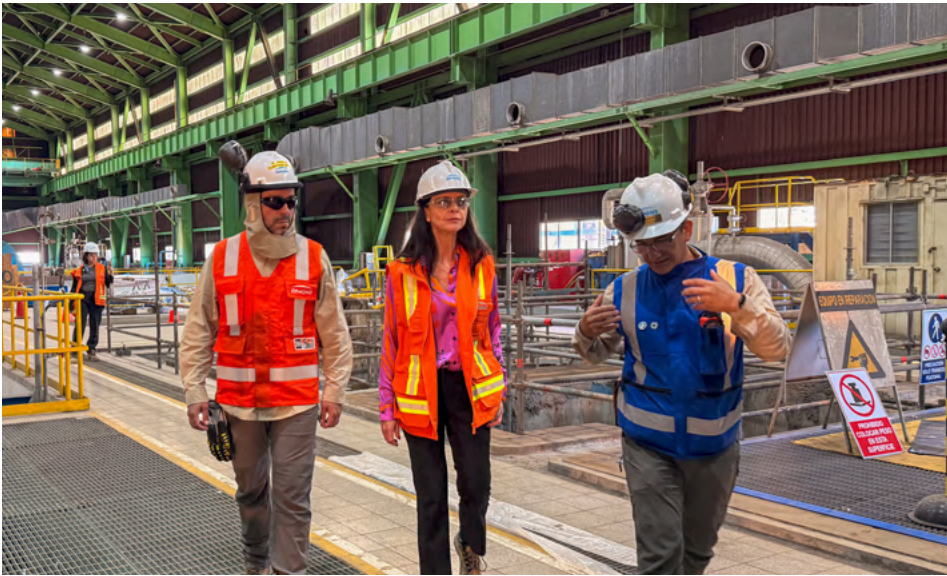
I. ESTRUCTURA SALARIAL

(NCG 461/519: 3.4. iii)

La política de compensación para la alta gerencia 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 2025, los principales indicadores que se consideraron para la definición del incentivo de corto plazo, provinieron del ámbito financiero, ambiental y social. Entre los objetivos colectivos no financieros, se incorporaron metas de Salud y Seguridad, junto con objetivos de Diversidad de Género orientados a aumentar la proporción de mujeres reclutadas en posiciones de liderazgo y a fortalecer la representación femenina en la Compañía. Estos indicadores forman parte de los compromisos ESG establecidos por la organización y son considerados dentro del Balanced Scorecard como un input relevante para el proceso de bonificación anual variable.

En materia de beneficios, contamos con el Programa Beneflex dirigido a los líderes. Este programa les permite elegir, entre los beneficios que entrega la Empresa, aquellos que más se adecúen a sus necesidades y alinearlos conforme sus intereses. En la



REMUNERACIONES DE GERENTES Y EJECUTIVOS PRINCIPALES

	2025 US\$ miles	2024 US\$ miles
REMUNERACIÓN	3.942	3.480
BENEFICIOS DE CORTO PLAZO	459	605
TOTAL	4.401	4.085

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 ju-

bilación, teniendo además, la flexibilidad para comprar o vender días de vacaciones.

Al cierre de 2025, las personas que ocupan estos cargos no tenían participación accio-

naria en la empresa.

6.2 GESTIÓN DE RIESGOS

139 6.2.1 Enfoque

141 6.2.2 Riesgos y oportunidades



6.2.1 Enfoque

(NCG 461/519: 3.6)

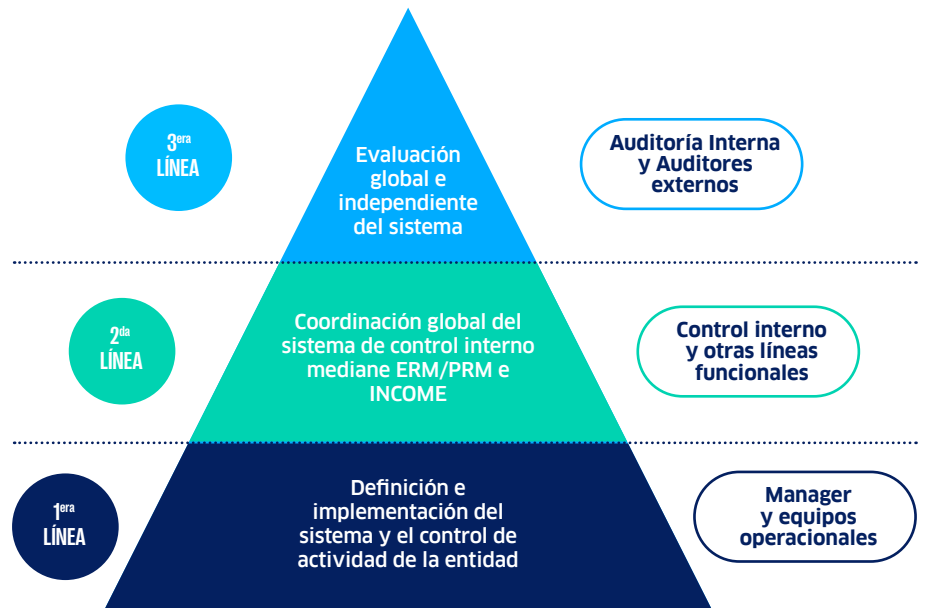
ENGIE Energía Chile cuenta con un marco corporativo integral para la gestión de riesgos, diseñado para proteger la creación de valor en el corto, mediano y largo plazo. Este se basa en la metodología de Enterprise Risk Management (ERM) del Grupo ENGIE y se aplica transversalmente a proyectos, activos y operaciones, incorporando el enfoque de Project Risk Management (PRM) en todas las etapas del ciclo de vida de los proyectos y en las distintas unidades de negocio y áreas funcionales.

Los lineamientos para la gestión son entregados por el Directorio de la Compañía y están en línea con la Política de Gestión de Riesgos Empresariales (GRE) del Grupo ENGIE, basada en principios que son coherentes con la matriz de riesgo y normativa local, y con la norma internacional, incluidas la norma ISO 31000 Gestión de Riesgos, la FERMA Guidance y la AMF Recommendation.

Estas directrices abarcan riesgos operacionales, financieros, laborales, ambientales, así como de cumplimiento ético y ciberseguridad. Tomando como principales rectores la Integración estratégica, Gobernanza con reportes periódicos Identificación y mitigación de riesgos críticos, Cumplimiento y ética, así como transparencia para la comunicación a grupos de interés y autoridades.

TRES LÍNEAS DE DEFENSA PARA MEJORAR NUESTRA PERFORMANCE

Este modelo clarifica las responsabilidades de la gestión de los riesgos



I. MODELO DE GESTIÓN

El modelo de gestión de riesgos se estructura bajo el principio de las tres líneas de defensa:

Primera línea: Managers y equipos operativos responsables de la identificación y gestión directa de riesgos en sus procesos.

Segunda línea: Coordinación global del sistema de control interno, metodologías ERM/PRM y el Programa INCOME para supervisión y soporte

Tercera línea: Auditorías internas y externas que proporcionan aseguramiento independiente sobre la efectividad del sistema de control.

Complementariamente, el programa **INCOME** establece y gestiona el Sistema de Control Interno de la Compañía, asegurando la eficacia y eficiencia de los procesos críticos. Este sistema define, implementa y documenta controles, evalúa resultados y determina planes de acción orientados a la mejora continua. El área de Control Interno elabora anualmente un informe ejecutivo que evalúa la efectividad del sistema y ajusta los controles conforme a la evolución del negocio. La información se reporta periódicamente en la plataforma **MOSAIC**, garantizando trazabilidad, consistencia y alineamiento con la política corporativa.

II. DETECCIÓN Y EVALUACIÓN DE RIESGOS

(NCG 461/519: 3.6.ii)

La Compañía aplica un proceso sistemático para identificar, analizar, evaluar y priorizar los riesgos que podrían afectar el cumplimiento de la estrategia, el desempeño operacional y la sostenibilidad del negocio. Este proceso considera el contexto interno y externo, incluyendo factores regulatorios, sociales y ambientales, así como riesgos emergentes asociados al cambio climático.

Las principales actividades del proceso incluyen:

- Monitoreo permanente de las operaciones, los mercados y el entorno regulatorio.
- Análisis de escenarios de riesgos climáticos físicos y de transición.
- Evaluaciones periódicas en todas las áreas del negocio mediante matrices de riesgo y talleres especializados.

Los riesgos relevantes se priorizan de acuerdo con criterios de materialidad, considerando impactos financieros, regulatorios, legales, reputacionales y operativos, junto con su probabilidad de ocurrencia y la estimación de la pérdida esperada.

III. GOBERNANZA Y SUPERVISIÓN

El Directorio y la Alta Administración ejercen un rol central en la gobernanza de riesgos, asegurando su adecuada identificación, evaluación, gestión y monitoreo, en coherencia con la estrategia corporativa y los compromisos ESG del Grupo. Este rol se materializa mediante la definición de políticas, la supervisión del sistema de control interno y la integración de riesgos económicos y financieros, ambientales, sociales, de Derechos Humanos de prevención del delito y climáticos en la toma de decisiones.



Anualmente, la Compañía desarrolla la **campaña ERM**, que establece directrices globales para la identificación, evaluación y priorización de riesgos estratégicos, financieros, operativos, regulatorios, comerciales, de seguridad, ciberseguridad, éticos, sociales y de cambio climático. Este proceso incluye revisiones con cada director de área y sus equipos, validación por el Directorio, la región Latinoamérica y el nivel Corporativo, y un seguimiento trimestral para asegurar la efectividad de los planes de acción.

Para estandarizar la gestión, se utiliza la herramienta corporativa **Risk Register**, que integra los riesgos de proyectos y activos en todas las unidades de negocio (GBUs) y a lo largo de su ciclo de vida, abarcando dimensiones operativas, financieras, ambientales, sociales y de ciberseguridad. El proceso comprende análisis de contexto, identificación, valoración, tratamiento y seguimiento de la eficacia de las medidas implementadas.

Los líderes de la organización disponen de un **Dashboard de Riesgos**, que proporciona una visión consolidada y en tiempo real de los principales riesgos, facilitando la toma de decisiones oportunas y fortaleciendo una gestión proactiva y resiliente.

IV. CULTURA, CAPACITACIÓN Y MEJORA CONTINUA

ENGIE Energía Chile promueve una cultura organizacional sólida en materia de gestión de riesgos, integrada en la toma de decisiones y en el modelo de liderazgo. Para ello, se implementan programas permanentes de capacitación y divulgación que aseguran la aplicación consistente de las metodologías corporativas en todos los proyectos y operaciones.

La unidad de Soporte Metodológico lidera entrenamientos y talleres especializados, complementados por cursos en línea disponibles en **SEZAME**, plataforma de ENGIE University, fortaleciendo las competencias en políticas, procedimientos, controles y códigos corporativos. El Plan Estratégico **BALANCE** refuerza la cultura de responsabilidad (accountability) en la gestión corporativa y de riesgos.

En materia de control interno, la Compañía realiza autoevaluaciones periódicas de controles, promoviendo el cumplimiento normativo y la mejora continua, y contribuyendo a la resiliencia del modelo de negocio y a la creación de valor sostenible.

6.2.2 Riesgos y oportunidades

(NCG 461/519: 3.6.ii)

De acuerdo a lo dispuesto por la NCG 519 de la CMF, la Compañía debe dar cuenta de los riesgos y oportunidades que la entidad hubiere determinado y pudieran afectar de manera material el desempeño de sus negocios y su condición financiera, o su reputación.

Los principales factores de riesgos de nuestra Compañía son los siguientes:

I. Riesgos vinculados al cambio climático
a. Riesgos integridad de los activos
b. Riesgos que impactan la disponibilidad de los activos
II. Riesgos vinculados a la Transición Energética
a. Ingreso de las Energías Renovables
b. Plan de descarbonización
c. Construcción de nuevos proyectos
III. Riesgos regulatorios y legales
IV. Riesgos sociales
a. Planes de sucesión
b. Derechos Humanos
V. Riesgos vinculados al negocio
a. Combustibles y cadena de suministro
b. Clientes
c. Tecnología y ciberseguridad
VI. Riesgos vinculados a la protección de la libre competencia
VII. Riesgos vinculados a la situación del país
a. Situación social y económica del país
b. Desastres naturales
c. Crisis sanitarias
d. Exposición a la inflación
VIII. Riesgos financieros
a. Tipo de cambio
b. Tasa de interés
c. Créditos
d. Deudores por venta
e. Liquidez

I. RIESGOS VINCULADOS AL CAMBIO CLIMÁTICO

- a. Riesgos integridad de los activos
- b. Riesgos que impactan la disponibilidad de los activos

a. Riesgos integridad de los activos

DESCRIPCIÓN

La integridad de los activos podría verse comprometida tanto por riesgos crónicos –como el aumento sostenido de las temperaturas, las olas de calor recurrentes, el estrés térmico y el estrés hídrico– como por riesgos agudos asociados a eventos extremos resultando del cambio climático, entre ellos deslizamientos de tierra, incendios forestales y erosión costera. De acuerdo a un estudio global encargado por el Grupo ENGIE para todas sus operaciones, 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 estableció una gobernanza clara del proceso, iniciamos la cuantificación de los riesgos por el valor financiero inicial y se elaboraron los planes de acción de corto y mediano plazo para llegar a un riesgo financiero residual.

Además de los activos propios, el cambio climático afectará a todos los actores y redes del ecosistema en el que opera el Grupo. Este impacto puede ser global (interrupciones a nivel mundial en las cadenas de suministro de combustibles y productos como paneles solares o aerogeneradores) o local (bloqueo de vías de acceso a una planta debido a una tormenta, perturbaciones en la red eléctrica a la que una planta inyecta su producción, etc.)

IMPACTO EN LA ESTRATEGIA

El riesgo climático puede representar un factor material en ciertas geografías y para ciertos tipos de tecnologías, pudiendo influir de manera significativa en la estrategia y desempeño productivo.

Los riesgos físicos, tanto agudos como crónicos, pueden generar afectación a la capacidad de producción de energía de los activos renovables, reduciendo la disponibilidad de recursos naturales críticos y aumentando la variabilidad operativa. Asimismo, estos riesgos pueden comprometer la integridad física de la infraestructura, incrementar los costos de mantenimiento y adaptación, y afectar la seguridad de las personas que operan los activos. A nivel de cadena de valor, el riesgo climático puede interrumpir el suministro de insumos crítico, alterar los costos logísticos y generar presiones adicionales sobre proveedores estratégicos.

En conjunto, estos impactos pueden traducirse en efectos financieros relevantes –como disminución de ingresos, incremento de costos operativos y necesidad de inversiones adicionales en resiliencia– lo que nos lleva a integrar el análisis de riesgo climático tanto en el ESG Screening como en el ejercicio anual del ERM.

OPORTUNIDADES

La identificación y gestión de riesgos climáticos vinculados a la integridad física de los activos, la capacidad de producción, la seguridad de los trabajadores y la resiliencia de la cadena de valor genera también oportunidades estratégicas para fortalecer la competitividad de la Compañía. Entre ellas, destacan:

- **Aumento de la confiabilidad del sistema y diversificación tecnológica:** La variabilidad climática incentiva la incorporación de soluciones complementarias como sistemas de almacenamiento (BESS), gestión inteligente de la demanda y diversificación geográfica, fortaleciendo la continuidad operacional y la seguridad del suministro.
- **Fortalecimiento de la seguridad y bienestar de los trabajadores:** La implementa-

ción de protocolos climáticos, infraestructura protectora y sistemas tempranos de alerta contribuye a reducir la exposición a riesgos físicos, elevando los estándares operacionales y la continuidad laboral.

- **Acceso a financiamiento sostenible y ventajas competitivas regulatorias:** La adopción temprana de estrategias de adaptación climática y la transparencia en la divulgación bajo IFRS S2 facilitan el acceso a financiamiento verde, mejoran la percepción de riesgo de la Compañía y la posicionan favorablemente ante nuevas exigencias regulatorias.
- **Creación de valor a través de soluciones bajas en emisiones:** El fortalecimiento de la resiliencia operativa abre oportunidades para expandir portafolios renovables, ofrecer servicios complementarios al sistema eléctrico y desarrollar productos alineados a una economía baja en carbono.

PLANES DE ACCIÓN

Hemos implementado acciones tanto a nivel estratégico como operativo para movilizar y anticipar los impactos en los sitios existentes así como en los nuevos proyectos. Las medidas adoptadas son las siguientes:

- Inclusión del riesgo climático en los criterios de selección de la cartera geográfica y tecnológica del Grupo a nivel local y nacional.
- Análisis de riesgos climáticos y la implementación de planes de adaptación cuando sea necesario para todos los nuevos proyectos.
- Identificación de sitios existentes en riesgo por el cambio climático y monitoreo de la implementación de medidas de adaptación (basado en la metodología de Enterprise Risk Management (ERM) del Grupo ENGIE).
- Armonización de las proyecciones de la demanda energética con el impacto del cambio climático para las distintas GBU's a través del proceso de plan de negocios de mediano plazo.

b. Riesgos que impactan la disponibilidad de los activos

DESCRIPCIÓN

1. **Cambios en la producción de los activos:** si bien las energías renovables (solar, eólica e hidroeléctrica) son esenciales

para construir un sistema descarbonizado, siguen siendo las más afectadas por los impactos físicos del cambio climático, entre ellos, inundaciones, sequía, variaciones en el clima, otros.

2. **Cambios en la demanda de energía:** el impacto del cambio climático en la demanda se refleja en una variación en las necesidades de calefacción y refrigeración. Si bien se prevé que las necesidades de calefacción disminuyan, se prevé que las de refrigeración aumenten en las próximas décadas.

El análisis de las tendencias crónicas en la producción y la demanda de energía se basa en los escenarios RCP 4.5 (escenario central) y RCP 8.5 (prueba de resistencia) del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC).

IMPACTO EN LA ESTRATEGIA

La falta de la hidrología tendrá un impacto en la generación de nuestras centrales hidroeléctricas.

PLANES DE ACCIÓN

Para ajustar la oferta a las fluctuaciones de la demanda anual, la Compañía:

- Optimiza su cartera de activos, sus recursos de gas, la gestión de su almacenamiento y activos de generación de energía.
- Armoniza las proyecciones de demanda energética con el impacto del cambio climático para las distintas GBU's a través del proceso de plan de negocios de mediano plazo.

II. RIESGOS VINCULADOS A LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

- a. Ingreso de las Energías Renovables
- b. Plan de descarbonización
- c. Construcción de nuevos proyectos

a. Ingreso de las Energías Renovables

DESCRIPCIÓN

El entorno político global es, en general, favorable al desarrollo de las energías renovables debido a la conciencia social sobre la necesidad de reducir las emisiones

de GEI para combatir el cambio climático, sumada al aumento de la demanda de electricidad generada por la electrificación de los usos y por la tecnología digital y la inteligencia artificial.

Las tendencias hacia menores costos y un mayor rendimiento están impulsando el desarrollo de nuevas tecnologías, en particular las que combinan la generación renovable intermitente con el almacenamiento en baterías. Los objetivos de capacidad de energía renovable establecidos en los distintos países suelen ser ambiciosos.

Sin embargo, existen dificultades para lograrlo, entre ellas:

- Atraer y retener talento en un mercado donde la competencia es muy fuerte.
- Obtener autorizaciones y acceso a la red de manera oportuna.
- Invertir fuertemente en redes de transmisión de electricidad para apoyar el crecimiento de las instalaciones renovables.
- Gestionar los costos del aumento de la inflación y las tasas de interés, las interrupciones en la cadena de suministro de equipos y las dificultades técnicas y financieras que afectan a algunos proveedores occidentales, en medio de la presión para satisfacer la escala de la demanda global.

IMPACTO EN LA ESTRATEGIA

La Compañía inició un proceso de transformación global que consideró: el reemplazo de las unidades de carbón por unidades renovables y a gas; la extensión de su capacidad instalada de norte a sur; el desarrollo de sistemas de almacenamiento de energía BESS que aportan seguridad al sistema, y un cambio en la cultura interna para adaptarla a los nuevos desafíos, que implicó planes de salida y movilización interna para los colaboradores de las unidades cerradas, entre otros.

OPORTUNIDADES

- Fortalecimiento de la competitividad de la Compañía y de su reputación corporativa.
- Acceso a financiamiento con criterios ESG verde con tasas de interés atractivas.

PLANES DE ACCIÓN

Implementamos un plan estratégico, Balance, orientado a gestionar el descalce de corto plazos de producción entre el cierre de las unidades a carbón y el ingreso de las unidades renovables y gas, durante el proceso de transición. Incluye un plan de inversiones para ampliar nuestra capacidad instalada a 3,6 GW al 2027, compuesta en un 70% por activos de generación renovable y almacenamiento BESS, y 30% de gas.

b. Plan de descarbonización

DESCRIPCIÓN

El proceso de cierre de centrales a carbón ha producido un deterioro en el valor de los activos, una mayor dependencia de combustibles más amigables para 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.

Como parte del proceso se inició una descarbonización de 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.

IMPACTO EN LA ESTRATEGIA

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.

GOBERNANZA

Los planes de inversión aprobados por el Directorio de la Compañía.

PLANES DE ACCIÓN

Nuestra Compañía diseñó un Plan de Transición Energética Justa para abordar los impactos sociales de la salida del carbón, como por ejemplo en el empleo, ya que

a diferencia de las unidades térmicas, la operación de las unidades renovables requieren poco personal para operar, al igual que servicios locales. Para abordar este escenario, se desarrollaron planes de salida, movilidad interna, entre otros, acordados con los sindicatos.

c. Construcción de nuevos proyectos

DESCRIPCIÓN

La construcción de energías renovables conlleva una serie de aspectos que pueden incidir en la ejecución de los proyectos, ocasionando retrasos que traen consigo mayores costos. Entre los factores que pueden afectar están:

- Los tiempos y demora en la entrega de permisos ambientales, entre otros.
- Fallos legales adversos sobre aprobaciones gubernamentales ya otorgadas, tales como resoluciones de calificación ambiental.
- Oposición de grupos políticos, ambientales o étnicos, tanto locales como internacionales, como también de las localidades donde se emplazarán los proyectos.
- Escasez o aumentos en el precio de equipos y materiales.
- Incapacidad de los contratistas para terminar las obras principales o auxiliares en las fechas acordadas por dificultades técnicas, operacionales o financieras.
- Condiciones meteorológicas, desastres naturales, accidentes u otros eventos imprevisibles tales como la pandemia COVID-19.

IMPACTO EN LA ESTRATEGIA

Retrasos en permisos y oposición social que impactan cronogramas de proyectos renovables y BESS.

OPORTUNIDADES

Nos permite continuar con el crecimiento en energías renovables en zonas que tienen potencial y son cercanas a nuestros clientes actuales y potenciales.

También, desarrollar una gestión territorial proactiva que nos permite fortalecer la participación social, la legitimidad de operar, prevenir conflictos y promover decisiones

más inclusivas y representativas de las necesidades locales.

Adicionalmente, diversificar nuestra cartera de proveedores y contratos de largo plazo.

GOBERNANZA

- Gerencia de Proyectos (Desarrollo y Construcción) y Medioambiente y Permisos.
- Gerencia de Cumplimiento ambiental
- Gerencia de Sostenibilidad y Comunidades
- El Directorio hace seguimiento de avance y riesgos por proyecto y del comité de aprobación de proyectos.

PLANES DE ACCIÓN

Realizamos de manera permanente un monitoreo político-social y técnico de los proyectos en desarrollo y del entorno donde se ubican nuestras operaciones, además, disponemos de planes de relacionamiento con stakeholders críticos, entre otros.

Adicionalmente, implementamos Programas orientados al desarrollo local, emprendimiento, encadenamiento de proveedores locales, Fondos Concursables, mesas de trabajo, entre otras iniciativas

III. RIESGOS REGULATORIOS Y LEGALES

DESCRIPCIÓN

La Compañía se encuentra sujeta a la regulación vigente en Chile, la que puede abarcar diversos aspectos del negocio. Asimismo, las operaciones también están reguladas por una amplia normativa, la cual abarca diversas materias, tales como tarifas y otros aspectos que regulan las actividades de la Compañía.

En este ámbito identificamos:

1. Cambios legislativos: 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.

2. Modificaciones a la legislación ambiental: 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. Adicionalmente, el país avanza en un proceso de transición energética que exige adecuaciones regulatorias y operativas.

3. Normativas asociadas al Plan Descarbonización: algunas medidas definidas en el Plan de Descarbonización, como los retiros de unidades a carbón, la expansión de la transmisión, el fortalecimiento de la flexibilidad del sistema y ajustes al diseño de mercado, han experimentado ajustes en su implementación. Aun cuando este contexto genera un grado de incertidumbre, mantenemos un monitoreo permanente de estos procesos, lo que nos permite anticiparnos a los cambios y ajustar nuestra estrategia de manera proactiva, contribuyendo a una transición energética responsable y alineada con las necesidades del sistema eléctrico nacional y de la sociedad en su conjunto.

En materia de riesgos legales, la Compañía gestiona los riesgos legales con un enfoque preventivo y estructurado, apoyado en asesoría externa experta, comités internos y políticas de cumplimiento. Este enfoque le permite minimizar contingencias legales, sin perjuicio de enfrentar un permanente desafío para adaptarse a un entorno regulatorio cambiante, como lo es el sector energético chileno.

Atendido que para la Compañía los riesgos legales son críticos para la continuidad de su negocio en Chile, los gestiona principalmente mediante cumplimiento normativo estricto, asesoría legal especializada y políticas de gobernanza corporativa que aseguran transparencia y anticipación a contingencias.

Dentro de los riesgos legales identificados por la Sociedad se encuentran los siguientes: (i) Cumplimiento regulatorio: La Sociedad opera en los mercados de generación y transmisión eléctrica, sectores altamente regulados. Los cambios en normativas ambientales, de seguridad y de mercado eléctrico pueden representar riesgos relevantes; (ii) Cumplimiento de contratos y concesiones: Riesgos asociados a la interpretación y cumplimiento de contratos de suministro eléctrico, concesiones y acuerdos con clientes; (iii) Litigios y sanciones: Existencia de eventuales demandas y/o sanciones administrativas relacionadas con operaciones industriales; y (iv) Cumplimiento de la regulación atiniente a gobernanza corporativa: Riesgos derivados de prácticas de gobierno corporativo, transparencia en información financiera y cumplimiento de la Ley sobre Sociedades Anónimas, Ley de Mercado de Valores, y Ley que Establece la Responsabilidad Penal de la Personas Jurídicas en los Delitos que indica.

IMPACTO EN LA ESTRATEGIA

Los cambios regulatorios pueden incidir en decisiones de inversión, planificación operativa, priorización de iniciativas, evaluación de riesgos financieros y adaptación del portafolio. El monitoreo permanente y la participación activa en espacios sectoriales facilitan una alineación estratégica acorde con los cambios esperados en regulación tarifaria, diseño de mercado y políticas de transición energética, asegurando que las decisiones operativas y de inversión consideren tempranamente los riesgos y oportunidades.

Adicionalmente, en materia de riesgos legales, la Sociedad lleva adelante un estrategia de gestión de dichos riesgos. En efecto, en la Compañía existen: (i) Capacitaciones internas: Programas de formación para ejecutivos y empleados en normativas clave; (ii) Sistema de Compliance y Modelo de Prevención de Delitos: Incluye códigos de conducta, políticas anticorrupción, política de conflicto de interés y mecanismos de denuncia anónima para prevenir infracciones legales y/o fraudes; (iii) Gestión contractual rigurosa: Revisión periódica de contratos de suministro y concesiones para asegurar alineamiento con la normativa vigente; (iv) Comité de Directores y equipo de Auditoría Interna: Supervisan cumplimiento normativo, políticas de ética

y prevención de conflictos de interés; (v) Monitoreo regulatorio continuo: Seguimiento de proyectos de ley y cambios regulatorios en materias tales como energía y medio ambiente, con planes de adaptación temprana; y (vi) Asesoría legal externa especializada: Asesoría legal especializada por parte de estudios jurídicos.

OPORTUNIDADES

- Los procesos normativos asociados a descarbonización, almacenamiento energético, habilitación de infraestructura y perfeccionamientos al diseño de mercado representan oportunidades para mejorar la competitividad del portafolio, valorizar atributos operacionales y habilitar nuevas líneas de negocio.
- La discusión de nuevas regulaciones, como normas técnicas, ajustes tarifarios, estándares ambientales y mecanismos de flexibilidad, permite promover propuestas que favorezcan la inversión, la operación eficiente y la participación activa en segmentos emergentes.

GOBERNANZA

Contamos con una gobernanza interna basada en un procedimiento de gestión normativa y regulatoria de mercado, que define roles, responsabilidades y procesos aplicables en la identificación, análisis y seguimiento de proyectos normativos. Este procedimiento establece una estructura de responsabilidad que involucra a la Gerencia de Asuntos Regulatorios -con el soporte directo de la Gerencia Corporativa de Asuntos Legales y Ética-, los BPOs técnicos y las áreas corporativas relevantes.

PLANES DE ACCIÓN

El modelo de gestión de la Sociedad considera un monitoreo permanente de la normativa sectorial y su análisis sistemático, articulado a través de reportes formales que consolidan estatus, impactos y definiciones clave para la toma de decisiones. Este modelo asegura una gestión integrada que permite identificar riesgos, diseñar estrategias, proponer medidas de mitigación y coordinar su implementación, manteniendo coherencia con los objetivos corporativos y con las definiciones estratégicas del Grupo ENGIE.

IV. RIESGOS SOCIALES

a. Planes de sucesión b. Derechos Humanos

a. Planes de sucesión

DESCRIPCIÓN

En un mercado altamente competitivo como el de la generación eléctrica, la ausencia de un plan de sucesión expone a la empresa a riesgos estratégicos y operativos.

En nuestra Compañía, todos los cargos críticos, cuentan con un plan de sucesión. En el caso del CEO, este proceso lo gestiona directamente el Grupo ENGIE.

Este plan permite actuar de manera preventiva, ya que todas las personas identificadas como sucesoras cuentan con planes de desarrollo que las preparan para asumir el cargo cuando sea necesario.

En los casos en que no se cuenta con un sucesor interno, contamos con un proactivo pipeline de perfiles externos con el potencial para asumir dichas posiciones estratégicas.

IMPACTO EN LA ESTRATEGIA

La falta de un plan de sucesión nos expone a riesgos estratégicos.

OPORTUNIDADES

Los planes de sucesión contribuyen a dar continuidad operacional y retener talento valioso en la Compañía. Contamos con una estrategia actualizada de desarrollo de personas, que tiene como uno de sus pilares la identificación continua de profesionales con alto potencial para asumir nuevos desafíos en distintas áreas de la Compañía.

GOBERNANZA

Contamos con una instancia, People Committee & Sequence, en la cual el equipo de RRHH y los gerentes de negocio visibilizan talento interno y tener una visión transversal de las acciones de desarrollo necesarias para prepararlos para futuros desafíos.

PLANES DE ACCIÓN

Contamos con un plan estratégico para las necesidades de talento, presentes y futuras, que incluye:

- Plan de desarrollo y movilidad interna.
- Planes de atracción de talento.
- Mapa actualizado de profesionales externos con potencial para incorporarse en la empresa.
- Programa de referidos, a través del cual los colaboradores pueden recomendar personas para futuras vacantes.
- Búsquedas activas en LinkedIn, que nos permiten mantener conversaciones constantes con potenciales candidatos.

b. Derechos Humanos

DESCRIPCIÓN

La actividad de generación eléctrica puede implicar riesgos en materia de Derechos Humanos asociados principalmente a la relación con comunidades, las condiciones laborales, la salud y el medio ambiente. Entre los riesgos relevantes se encuentran la afectación a comunidades locales por el desarrollo de proyectos, incluyendo el uso del territorio y la falta de mecanismos adecuados de participación; los riesgos en seguridad y salud laboral durante la construcción y operación de instalaciones; los impactos ambientales que pueden incidir en el derecho a la salud y al acceso al agua; y los riesgos vinculados a la cadena de suministro, especialmente en la obtención de materias primas. Asimismo, existen desafíos relacionados con el acceso equitativo a la energía y la gestión responsable de la transición energética.

IMPACTO EN LA ESTRATEGIA

No gestionar adecuadamente la protección de los Derechos Humanos expone a las organizaciones a riesgos legales y regulatorios cada vez más significativos. En el caso de nuestra Compañía, además de la legislación local, está sujeta a la normativa francesa sobre Derechos Humanos. De manera que, el incumplimiento en estas materias puede derivar en sanciones, multas, litigios, suspensión de operaciones e incluso responsabilidad penal para la alta dirección. A esto se suma

el impacto en el acceso a financiamiento con criterios ESG, pudiendo restringir capital o encarecerlo ante controversias vinculadas a vulneraciones de derechos.

GOBERNANZA

Para dar cumplimiento a la ley francesa sobre el Deber de Vigilancia, a nivel de Grupo existe un Plan de Deber de Vigilancia que nosotros, como filial, también estamos obligados a cumplir, y para ello, contamos con un Comité de Vigilancia a nivel local, 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. Este Comité sesionó tres veces durante el 2025. En estas instancias se abordan temas clave para fortalecer nuestro deber de vigilancia, incluyendo la gestión de riesgos en proyectos en construcción, la trazabilidad y cumplimiento en la cadena de subcontratación, y la relación con contratistas y proveedores. Se trabajó en capacitaciones para contract managers y la elaboración de un documento guía de obligaciones, además de discutir planes de remediación ambiental en sitios críticos y estrategias para mitigar riesgos laborales y de Derechos Humanos.

PLANES DE ACCIÓN

- Cláusulas contractuales sobre ética, compliance y sostenibilidad en todos nuestros acuerdos con proveedores, contratistas y socios, incluyendo el respeto a los Derechos Humanos.
- Evaluación anual de los riesgos que pueden afectar los Derechos Humanos y establecer un plan de manejo para cada riesgo identificado
- Evaluación de posibles vulneraciones de los Derechos Humanos en los nuevos proyectos, como en cualquier nueva relación de negocios y establecimiento en una nueva región.

V. RIESGOS VINCULADOS AL NEGOCIO

- a. Combustibles y cadena de suministro
- b. Clientes
- c. Tecnología y ciberseguridad

a. Combustibles y cadena de suministro

DESCRIPCIÓN

1. Disponibilidad 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.

2. Riesgo de precio de combustibles: en ENGE Energía Chile estamos expuestos 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. 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.

IMPACTO EN LA ESTRATEGIA

Impacta la continuidad operativa y el costo de generación, afectando la competitividad y el plan de descarbonización.

OPORTUNIDADES

- Diversificación de proveedores y contratos de largo plazo.
- Continuar con crecimiento en energías renovables en zonas que tienen potencial.

GOBERNANZA

- Gerencia Comercial y Finanzas.
- Supervisión de políticas de revisión del mercado en el Directorio, monitoreo.

PLANES DE ACCIÓN

Contratos marco con proveedores críticos, monitoreo de mercado nacional e internacional.

b. Clientes

DESCRIPCIÓN

1. 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 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 entrase en situación de insolvencia, nuestra capacidad de recuperar los pagos debidos bajo los contratos de suministro podría verse limitada.

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

aproximadamente un 44% de nuestra venta física de energía corresponde a empresas mineras, cuya condición financiera depende en gran medida del precio internacional del cobre. 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 electri-

cidad 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 acuerdos. Si bien habitualmente este tipo de instrumentos 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.

3. Multas por fallas en nuestro suministro a clientes:

estamos expuestos 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.

4. Suministro de electricidad a clientes regulados:

las compañías generadoras que suministran electricidad a los clientes regulados están expuestas a riesgos adicionales. Aproximadamente un 50% de nuestras ventas de electricidad bajo contrato se hacen a compañías de distribución regulada y están medidas en dólares de Estados Unidos.

En los últimos años, 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. Adicionalmente, una compañía generadora que celebra contratos de suministro con clientes regulados tiene la obligación de realizar pagos compensatorios a los clientes regulados afectados por fallas de suministro cuando dichas fallas sean atribuibles a la compañía.

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.

5. 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, in-

cluyendo 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.

6. 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.

7. 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.

IMPACTO EN LA ESTRATEGIA

Podría afectar ingresos y márgenes, incrementando riesgo de liquidez y reputacional.

OPORTUNIDADES

Fortalecer contratos con cláusulas de flexibilidad y garantías.

GOBERNANZA

Gerencia Comercial y Finanzas.

PLANES DE ACCIÓN

Monitoreo de cartera, análisis de riesgo crediticio.

c. Tecnología y ciberseguridad

DESCRIPCIÓN

Los riesgos de la TI / Ciberseguridad han aumentado en general en los últimos años producto de la proliferación de nuevas tecnologías y actividades de los ciber-atacantes, además del aumento de conexiones de equipos y sistemas a la internet.

1. Disrupción (ransomware): datos o computadoras secuestradas mediante cifrado y posterior solicitud de rescate (wannacry, etc.).

2. Fuga de datos personales: pérdida de confidencialidad de datos personales de empleados o clientes (fuga de bases de datos gratuitas, etc.).

3 Fraude: manipulación de personas o sistemas (robo de identidad del CEO a través de whatsapp).

4. Riesgo regulatorio: incumplimiento de la normativa cibernética, como la NIS2 europea, NERC-CIP, ISO27001.

5. Cadena de suministro: propagación de ciberataques a través de interconexiones con socios o clientes de ENGIE Energía Chile S.A. (notpetya, solarwinds, etc.).

6. Espionaje: robo de información comercial sensible o propiedad intelectual (Planes industriales, contratos, etc.).

7. Cibernsabotaje: ralentización o incluso interrupción de las actividades comerciales o industriales debido a un ciberataque dirigido (malware que afecta a la producción en sitio).

IMPACTO EN LA ESTRATEGIA

Podría implicar incumplimientos normativos, pago de multas y sanciones, afectación a clientes, pérdida de información estratégica, impactos en la continuidad operacional como consecuencia de ciberataques, entre otros.

GOBERNANZA

Contamos con un equipo de especialistas y una estructura conformada por:

- Gerente de Soluciones Digitales.
- Jefe de Seguridad de Información (CISO).
- SPOA (Single Point of Accountability) en cada unidad de negocios.
- Site managers / project managers.
- Célula industrial it / project managers.
- Otce (ot cybersecurity expert).

Adicionalmente, tenemos una Política de Datos de Personas que 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.

PLANES DE ACCIÓN

- Monitoreo de ciberseguridad desde GSOC, Global security Operation Center.
- Análisis de brechas respecto de cumplimiento de Ley 21719 Regula La Protección Y El Tratamiento De Los Datos Personales Y Crea La Agencia De Protección De Datos Personales.
- Se realizan campañas de concientización de phishing mensuales, cursos de ciberseguridad para colaboradores y un curso específico para manager.
- Durante el 2025 se obtiene Certificación ISO 27001, con lo cual la norma asociada a la seguridad de información es parte de nuestro Modelo de Gestión Integrado..
- Se realiza análisis de Brechas NERC-CIP.
- Monitoreo 24/7 de ciberseguridad desde GSOC, Global security Operation Center.

VI. RIESGOS VINCULADOS A LA PROTECCIÓN DE LA LIBRE COMPETENCIA

DESCRIPCIÓN

La Compañía se encuentra sujeta a la regulación vigente en Chile en materia de Libre Competencia.

1. Riesgo de conductas coordinadas (Colusión)

- **Art. 3° letra a) DL 211:** eventuales infracciones por acuerdos entre competidores dirigidos a fijar precios, limitar la producción, reparto de mercados, afectar licitaciones públicas o privadas, fijar condiciones de comercialización o excluir competidores.

2. Riesgo de conductas de abuso de posición de dominio - Art. 3° letras b) y c):

el ejercicio de una conducta abusiva de una posición dominante, si la hubiere, fijando precios, ventas atadas, asignación de cuotas de mercado, etc. o prácticas predatorias o de competencia desleal para mantener, incrementar o alcanzar una eventual posición dominante.

3. Riesgo de Intercambio de información relevante o competitivamente sensible

- **Art. 3 Inc. 1°:** riesgos de infringir el DL 211 al intercambiar información relevante o competitivamente sensible que no esté disponible públicamente en el mercado con competidores en instancias de contacto con los mismos (p. ej., coordinación técnica, asociaciones gremiales, y joint ventures).

4. Interlocking - Art. 3° letra d) DL 211:

eventual riesgo por la participación simultánea en cargos ejecutivos relevantes o de director en dos o más empresas competidoras entre sí.

5. Riesgos de incumplir el deber de Notificación Obligatorio - Art. 3 letra d) y Título IV DL 211:

fusiones, Adquisiciones o Asociaciones (JV) pueden ser calificadas como Operaciones de Concentración, las que en caso de superar ciertos umbrales, deben ser obligatoriamente notificadas en forma previa a la FNE. Adicionalmente, el DL 211 obliga a informar a la FNE toda adquisición del más del 10% de una empresa competidora.

6. Riesgos de Gun Jumping - Art. 49 DL 211:

consiste en adelantar los efectos de una potencial Operación de Concentración notificable obligatoriamente, antes de que sea aprobada por la FNE.

IMPACTO EN LA ESTRATEGIA

Los incumplimientos pueden generar impactos financieros, restricciones estratégicas y operativas, daño reputacional y exigencias de independencia.

OPORTUNIDADES

Una gestión sólida de estos riesgos podría fortalecer la cultura corporativa y reputación de EECL, atraer clientes, mejorar la detección temprana de ilícitos y otorgar mejores condiciones ante autoridades en eventuales procesos.

GOBERNANZA

Gerencia Legal: Área a cargo de la implementación y supervisión del cumplimiento normativo y de políticas internas

Modelo de gestión:

- Manual de Libre Competencia actualizado anualmente.
- Canal de denuncias (Línea Ética).
- Due diligence ético amplio en contratos y licitaciones.

Rol del directorio:

- Revisión, en ciertos casos, de riesgos, controles y acciones de mitigación.
- Aprobación de operaciones y decisiones estratégicas con potencial impacto en Libre Competencia (transacciones, acuerdos con competidores, etc), en atención al tipo e impacto de operaciones que requieren su aprobación.
- Promoción de la cultura corporativa ad hoc ("tone at the top").

PLANES DE ACCIÓN

- Capacitaciones/Talleres Semestrales o Anuales en Libre Competencia, ajustadas a los colaboradores, sus roles en ENGIE Energía Chile S.A. y la exposición al riesgo en cada uno (p. ej., alta administración enfocado en Interlocking y Operaciones de Concentración; así como áreas comerciales enfocadas en intercambios de información relevante).
- Actualizaciones anuales del manual de Cumplimiento de Libre Competencia.

- Revisión de contratos relevantes con terceros, especialmente donde ENGIE Energía Chile S.A. pueda tener una participación de mercado relevante.
- Mantener un listado actualizado con los colaboradores de la Compañía, que participen en Asociaciones Gremiales.

VII. RIESGOS VINCULADOS A LA SITUACIÓN DEL PAÍS

- a. Situación social y económica del país
- b. Desastres naturales
- c. Crisis sanitarias: epidemias, endemias
- d. Exposición a la inflación

a. Situación social y económica del país

DESCRIPCIÓN

La inestabilidad política y social que puede derivar en cambios regulatorios, presión sobre costos, bajas en ventas de electricidad y menor crecimiento del país.

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.

IMPACTO EN LA ESTRATEGIA

Puede afectar la continuidad de proyectos, la demanda de electricidad y la percepción de riesgo país ante inversionistas.

OPORTUNIDADES

Fortalecer relacionamiento institucional y participación en gremios; planes de comunicación estratégica.

GOBERNANZA

- Gerencia de Asuntos Corporativos y Soluciones Digitales.
- Revisión anual de escenarios país y ajustes estratégicos por el Directorio.

PLANES DE ACCIÓN

Monitoreo político-social, planes de relacionamiento con stakeholders críticos.

b. Desastres naturales

DESCRIPCIÓN

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.

IMPACTO EN LA ESTRATEGIA

Impacta la disponibilidad de activos y continuidad operativa.

OPORTUNIDADES

Desarrollo de planes de resiliencia y seguros; incorporación de criterios de diseño adaptativo.

GOBERNANZA

- Gerencia de Operaciones y Seguridad Industrial.
- Supervisión de planes de resiliencia por el Directorio anualmente.

PLANES DE ACCIÓN

Planes de contingencia, simulacros, seguros catastróficos. Además asegurar bienestar de los trabajadores y coordinación con los grupos de interés.

c. Crisis sanitarias

DESCRIPCIÓN

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.

IMPACTO EN LA ESTRATEGIA

De ocurrir este riesgo, como sucedió con el COVID 19, pueden generarse impactos en la productividad y costos operativos.

OPORTUNIDADES

Digitalización de procesos y teletrabajo; protocolos sanitarios robustos.

GOBERNANZA

- Gerencia de Recursos Humanos y Operaciones.
- Revisión de planes de continuidad por el Directorio en sesiones extraordinarias.

PLANES DE ACCIÓN

Protocolos sanitarios, teletrabajo, acuerdos con proveedores críticos.

d. Exposición a la inflación

DESCRIPCIÓN

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.

IMPACTO EN LA ESTRATEGIA

Impacta el CAPEX y OPEX, presionando márgenes.

OPORTUNIDADES

Inflación local que incrementa costos de proyectos y servicios. Contratos indexados y coberturas financieras; eficiencia operativa.

GOBERNANZA

- Gerencia de Finanzas, ESG & Procurement.
- Aprobación de políticas financieras por el CFO.

PLANES DE ACCIÓN

Estrategia de cobertura, renegociación de contratos.

VIII. RIESGOS FINANCIEROS

- a. Tipo de cambio
- b. Tasa de interés
- c. Créditos
- d. Deudores por venta
- e. Liquidez

a. Tipo de cambio**DESCRIPCIÓN**

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.

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.

IMPACTO EN LA ESTRATEGIA

La volatilidad del dólar y el peso chileno afecta ingresos, OPEX, CAPEX, deuda, diferencia en balance y contratos de usos onerosos o de arrendamiento.

OPORTUNIDADES

Coberturas cambiarias, forwards, Cross Currency Swaps y diversificación de financiamientos.

GOBERNANZA

- Gerencia de Finanzas y Tesorería.
- Aprobación de políticas de cobertura por el CFO.

PLANES DE ACCIÓN

Tomar coberturas de tipo de cambio para que la deuda quede en tasa fija.

b. Tasa de interés**DESCRIPCIÓN**

Alza en tasas flotantes que incrementan el costo financiero.

IMPACTO EN LA ESTRATEGIA

Impacta el costo de la deuda de la Compañía.

OPORTUNIDADES

Coberturas de tasas de interés.

GOBERNANZA

Gerencia de Finanzas, ESG & Procurement. Revisión anual de estructura de deuda por el Directorio.

PLANES DE ACCIÓN

Tomar coberturas de tasas para que una porción de la deuda quede en tasa fija.

c. Créditos**DESCRIPCIÓN**

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.

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.

IMPACTO EN LA ESTRATEGIA

Impacta la estabilidad de los ingresos por venta.

OPORTUNIDADES

Segmentación de mercado, otorgando mayor porcentaje al segmento de grandes compañías mineras que presentan una baja probabilidad de insolvencia.

GOBERNANZA

- Gerencia Comercial, Cobranzas y Finanzas Corporativas.
- Revisión semestral de la diversificación de cartera en el Risk Mandate Engie Energía Chile S.A. (LEMC).

PLANES DE ACCIÓN

- Análisis financiero de cada cliente previo a la firma de contrato de venta de energía, además de la revisión anual de los clientes vigentes. Gestión activa de Cobranza.
- Revisiones periódicas de los riesgos comerciales.

d. Deudores por venta

DESCRIPCIÓN

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.

IMPACTO EN LA ESTRATEGIA

Impacta en el flujo de caja y la liquidez.

OPORTUNIDADES

Evaluación crediticia y garantías contractuales.

GOBERNANZA

- Gerencia de Finanzas, ESG & Procurement.
- Revisión semestral de la diversificación de cartera en el Risk Mandate Engie Energía Chile S.A. (LEMC).

PLANES DE ACCIÓN

- Monitoreo cartera donde se asigna una probabilidad de incumplimiento a cada cliente y según eso se calcula la provisión por cliente. Publicación de mora en Equifax.
- Acciones legales en caso que amerite.

e. Liquidez

DESCRIPCIÓN

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.

IMPACTO EN LA ESTRATEGIA

Impacta continuidad operativa y plan de inversiones.

OPORTUNIDADES

Optimización de capital de trabajo y acceso a financiamiento.

GOBERNANZA

- Gerencia de Finanzas, ESG & Procurement.
- El Directorio realiza una revisión anual de la estructura de deuda.

PLANES DE ACCIÓN

Gestión activa de liquidez y planificación financiera. Mantener o mejorar rating crediticio.

07

ANTECEDENTES LEGALES



153 7.1 Documentos constitutivos

156 7.2 Acciones, sus características y derechos

158 7.3 Propiedades e instalaciones

160 7.4 Malla societaria

162 7.5 Subsidiarias asociadas

168 7.6 Hechos relevantes

169 7.7 Comentarios de accionistas y del Comité de Directores

170 7.8 Indicadores de cumplimiento

172 7.9 Informe del Comité de Directores

7.1 Documentos constitutivos

(NCG 461/519: 2.3.1) (GRI 2-1)

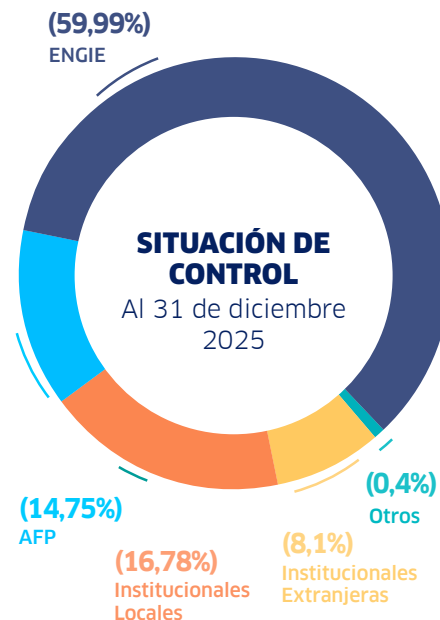
I. SITUACIÓN DE CONTROL

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. (Francia), 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. 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.

Al cierre de 2025, las personas que ocupan los cargos de ejecutivos principales y directores de la sociedad no tienen participación accionaria en su propiedad. Tampoco hubo cambios relevantes en la participación accionaria de la sociedad en el año 2025.



II. PRINCIPALES MODIFICACIONES

(NCG 461/519: 2.3.2)

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. (Eledda 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 Larrain, 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

(NCG 461/519: 2.3.3)

Al cierre de 2025, los principales accionistas de la Compañía son los siguientes:

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 SANTANDER POR CUENTA DE INVERSIONISTAS EXTRANJEROS	35.272.727	3,35%
BANCO DE CHILE POR CUENTA DE STATE STREET	22.989.874	2,18%
AFP HABITAT S.A. FONDO TIPO C	18.222.520	1,73%
BANCHILE ADM. GENERAL DE FONDOS S.A.	17.879.741	1,70%
FONDO MUTUO LARRAIN ENFOQUE	15.578.662	1,48%
AFP PROVIDA S.A. FONDO TIPO C	11.844.082	1,12%
AFP CUPRUM S.A. FONDO TIPO C	11.339.550	1,08%
FONDO DE INVERSIÓN FALCOM TACTICAL CHILEAN	10.988.427	1,04%
BANCHILE CORREDORES DE BOLSA S.A.	10.694.430	1,02%
BCI CORREDORES DE BOLSA S.A.	10.530.526	1,00%
AFP HABITAT S.A. FONDO TIPO A	9.834.326	0,93%
OTROS ACCIONISTAS	246.210.692	23,38%
TOTAL	1.053.309.776	100%

7.2 Acciones, sus características y derechos

(NCG 461/519: 2.3.4 a.b.c)

I. CARACTERÍSTICAS

ENGIE Energía Chile S.A. no cuenta con series de acciones.

II. POLÍTICA DE DIVIDENDOS

La política de dividendos de la Compañía, aprobada en la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el martes 29 de abril de 2025, 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 reparto de dividendos contra las utilidades de 2024 fue propuesto por el directorio y aprobado en la Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 29 de abril de 2025. De acuerdo a la ley, se acordó un reparto equivalente al 30% de la utilidad líquida del ejercicio 2024 luego de absorber pérdidas acumuladas por US\$ 46,9 millones debido

a pérdidas por deterioro en el valor de activos que serán cerrados en virtud del Plan de Transición Energética de la compañía.

De acuerdo a lo anterior, los accionistas de la compañía acordaron la distribución de un dividendo definitivo con cargo a las utilidades del ejercicio 2024 por la cantidad de US\$ 54,4 millones, correspondiendo a un dividendo de US\$ 0,05 por acción, pagado el 28 de mayo de 2025.

DIVIDENDOS PAGADOS POR ENGIE ENERGÍA CHILE S.A.			
Fecha de Pago	Tipo de Dividendo	Monto (En \$US Millones)	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
28 de mayo de 2025	Definitivo (a cuenta de resultados 2024)	54,4	0,05166

III. TRANSACCIONES BURSÁTILES

TRANSACCIONES EN BOLSA ENGIE ENERGÍA CHILE 2025

Período	Unidades	Monto	Precio promedio \$
Enero	30.318.823	28.614.243.106	943,65
Febrero	22.189.948	22.481.490.049	1.012,86
Marzo	31.688.610	31.423.068.042	991,40
Abril	41.855.556	42.895.256.622	1.024,47
Mayo	28.745.646	35.937.920.049	1.250,98
Junio	20.267.062	25.557.963.386	1.260,88
Julio	18.924.378	23.123.314.059	1.222,04
Agosto	24.939.247	30.189.072.412	1.209,99
Septiembre	17.164.076	22.343.401.498	1.298,39
Octubre	21.424.317	29.003.021.824	1.353,98
Noviembre	20.089.836	27.369.663.873	1.362,61
Diciembre	19.538.649	26.260.819.754	1.344,27

IV. NÚMERO DE ACCIONISTAS

(Al 31.12.de 2025)

Tipo de Accionista	N° de Accionistas	Porcentaje de Participación	N° de Acciones Pagadas
Persona Natural	3.993.736	0,38%	1.340
Persona Jurídica	1.049.316.040	99,62%	367
Total	1.053.309.776	100%	1.707

V. OTROS VALORES

(NCG 461/519: 2.3.5)

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 US\$ 500 millones, 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 Compañía 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%.

En septiembre de 2025, se realizó una nueva emisión esta vez en el mercado local, por UF 3.000.000.

7.3 Propiedades e instalaciones

(NCG 461/519: 6.4)

Ítem	Activo	Ubicación	Tenencia	Unidad de Negocio
OFICINAS				
Oficina	Oficinas Edificio Titanium	Región Metropolitana	Arriendo privado	
	Oficina Antofagasta	Región de Antofagasta	Propiedad de ENGIE	
GENERACIÓN ELÉCTRICA				
Centrales Termoeléctricas de Ciclo Combinado	Complejo Energético Tocopilla	Región de Antofagasta, Tocopilla	Propiedad de ENGIE	GEN
Centrales Termoeléctricas	Complejo Energético Mejillones	Región de Antofagasta, Mejillones.	Propiedad de ENGIE	GEN
Centrales Diesel	Central Diésel Arica	Región de Arica y Parinacota	Propiedad de ENGIE	GEN
Centrales Hidroeléctricas	Central Chapiquiña	Región de Arica y Parinacota	Propiedad de ENGIE	R&B
	Central Laja	Región del Biobío.	Propiedad de ENGIE	R&B
Centrales Fotovoltaicas	PV El Águila	Región de Arica y Parinacota	Comodato privado	R&B
	PV Pampa Camarones	Región de Arica y Parinacota	Concesión Onerosa Fisco	R&B
	PV Coya	Región de Antofagasta	Concesión Onerosa Fisco	R&B
	PV Tamaya	Región de Antofagasta	Concesión Onerosa Fisco	R&B
	PV Capricornio	Región de Antofagasta	Concesión Onerosa Fisco	R&B
	PV Los Loros	Región de Atacama	Usufructo privado	R&B
Parques Eólicos	Parque Calama	Región de Antofagasta	Concesión Onerosa Fisco	R&B
	Parque Monte Redondo	Región de Coquimbo	Arriendo privado	R&B
	Parque San Pedro	Región de Los Lagos	Propiedad de ENGIE	R&B
	Parque Eólico Kallpa	Región de Antofagasta, Taltal	Concesión Onerosa Fisco	R&B
SISTEMA DE ALMACENAMIENTO				
Baterías BESS	BESS Arica	Región de Arica y Parinacota	Propiedad de ENGIE	R&B
	BESS Coya	Región de Antofagasta	Concesión Onerosa Fisco	R&B
	BESS Capricornio	Región de Antofagasta	Concesión Onerosa Fisco	R&B
	BESS Tamaya	Región de Antofagasta	Propiedad de ENGIE	R&B
TRANSPORTE DE GAS				
Gasoducto	Gasoducto NorAndino	Región de Antofagasta, Chile República Argentina.	Servidumbre Administrativa Fisco / Concesión de Transporte de Gas	NET

Ítem	Activo	Ubicación	Tenencia	Unidad de Negocio
PUERTOS				
Puertos	Puerto Andino	Región de Antofagasta, Mejillones	Propiedad ENGIE/ Concesión Marítima	GEN
	Puerto Tocopilla	Región de Antofagasta, Tocopilla	Propiedad ENGIE / Concesión Marítima	GEN
TRANSMISIÓN				
Líneas de Transmisión	2.202 km + 50% TEN			
Subestaciones	SE Arica	Región de Arica y Parinacota	Propiedad de ENGIE	NET
	SE Vitor	Región de Arica y Parinacota	Propiedad de ENGIE	NET
	SE Iquique	Región de Tarapacá, Iquique	Propiedad de ENGIE	NET
	SE Pozo Almonte	Región de Tarapacá, Pozo Almonte	Propiedad de ENGIE	NET
	SE Tamarugal	Región de Tarapacá, Pozo Almonte	Fisco de Chile	NET
	SE Dolores	Región de Tarapacá, Huara	Propiedad de ENGIE	NET
	SE Nueva Chuquicamata	Región de Antofagasta	Fisco de Chile	NET
	SE Changos - TEN	Región de Antofagasta	Transmisora Eléctrica del Norte S.A. - ENGIE	NET
	SE TEN GIS - TEN	Región de Antofagasta	Transmisora Eléctrica del Norte S.A. - ENGIE	NET
	SE Antofagasta	Región de Antofagasta	Propiedad de ENGIE	NET
	SE El Negro	Región de Antofagasta	Propiedad de ENGIE	NET
	SE Capricornio	Región de Antofagasta	Propiedad de ENGIE	NET
	SE Chacaya	Región de Antofagasta	Propiedad de ENGIE	NET
	SE Crucero	Región de Antofagasta	Propiedad de ENGIE	NET
	SE El Cobre	Región de Antofagasta	Propiedad de ENGIE	NET
	SE El Loa	Región de Antofagasta	Propiedad de ENGIE	NET
	SE Tamaya	Región de Antofagasta	Propiedad de ENGIE	NET
	SE Cumbre -TEN	Región de Atacama	Transmisora Eléctrica del Norte S.A. - ENGIE	NET
	SE Nueva Cardones- TEN	Región de Atacama	Transmisora Eléctrica del Norte S.A. - ENGIE	NET
	SE Algarrobal	Región de Atacama	Propiedad de ENGIE	NET
	SE El Rosal	Región del Biobío, Los Angeles	Propiedad de ENGIE	NET

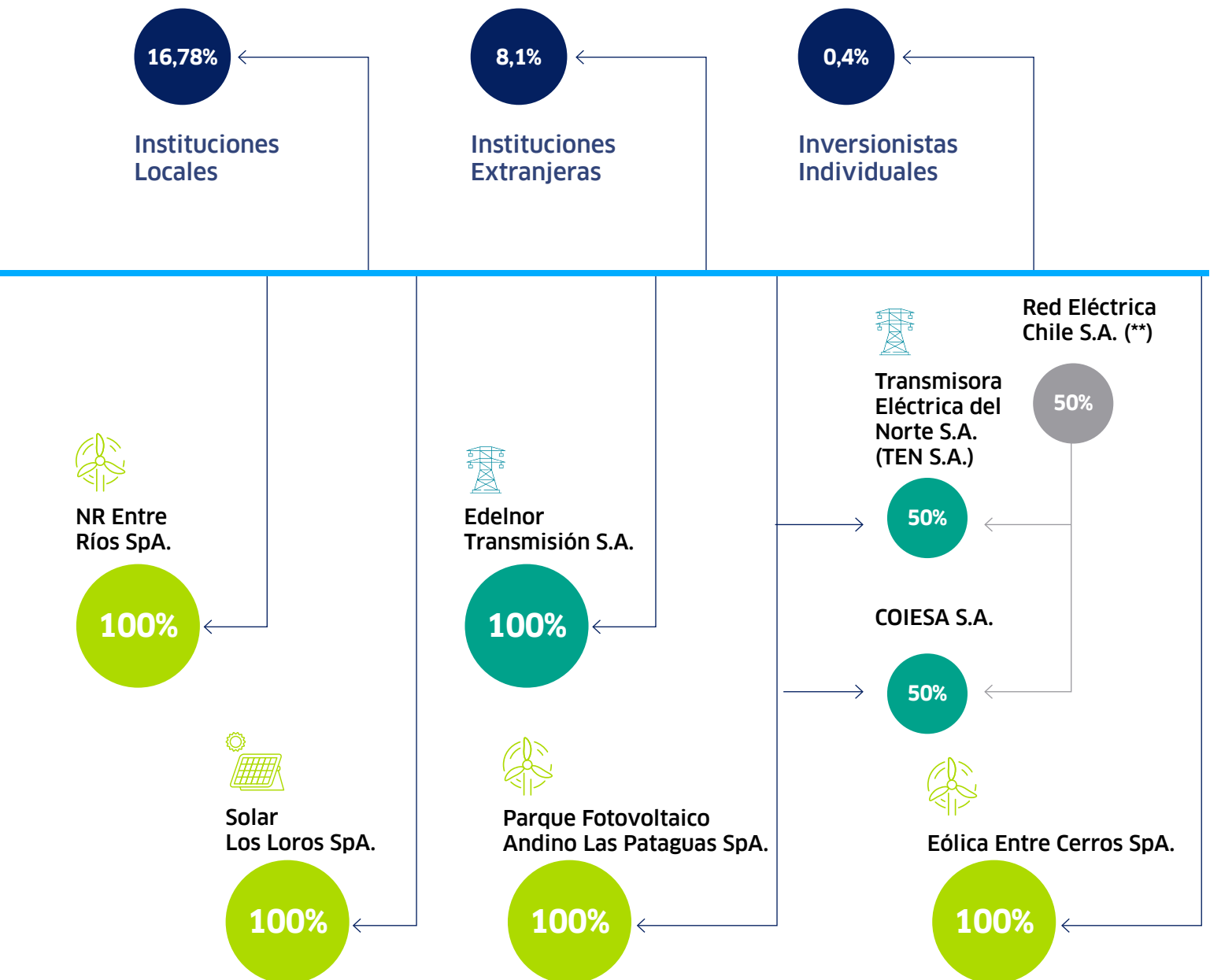
7.4 Malla societaria

(Al 31 de diciembre de 2025)



(*) San Pedro 1-2 es controlada por ALBA SpA, ALBA ANDES SpA, ALBA PACÍFICO SpA, ENERGÍAS DE ABATAO SpA, RÍO ALTO SpA.

(**) Red Eléctrica Chile S.A. pertenece a Red Eléctrica de España.



7.5 Subsidiarias asociadas

(NCG 461/519: 6.5)

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: 0,73%

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 2025, 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 2026 esta relación se mantenga estable.

Contratos intercompañía: contrato de prestación de servicios de operación y mantenimiento, consumo de repuestos 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: -1,31%

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 2025, 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, recursos humanos, comerciales, regulatorias, servicios de operación y mantenimiento, consumo de repuestos y otras. Se espera que en el ejercicio 2026 esta relación se mantenga estable.

Contratos intercompañía: contrato de 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 y otras.

EÓLICA MONTE REDONDO SpA.

Constitución: 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 396.102

Capital Pagado: MUSD 396.102

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: 1,73%

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 2025, 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, recursos humanos, comerciales, regulatorias, servicios de operación y mantenimiento, y otras. Se espera que en el ejercicio 2026 esta relación se mantenga estable.

Contratos intercompañía: contrato de prestación de servicios de asesoría y back office en materias financieras, contables, administrativas, legales, recursos humanos, comerciales, regulatorias, servicios de operación y mantenimiento, y otras.

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: MUSD 28.755

Capital Pagado: MUSD 28.755

Participación: ENGIE Energía Chile S.A. 100%

Directorio: compuesto por los directores doña Pilar Acevedo Gutiérrez, don Demián Talavera, don Vincent Sorel, doña Lailla Ducousso El Hima, don Juan Villavicencio Moya y doña Francisca Vásquez Elías.

Gerente General: doña Rosaline Corinthien.

Porcentaje que representa la inversión en el activo de la matriz: 0,69%

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 2025, 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 2026 esta relación se mantenga estable.

Contratos intercompañía: 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: 1.13%

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 2025, 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, recursos humanos, comerciales, regulatorias y otras. Se espera que en el ejercicio 2026 esta relación se mantenga estable.

Contratos intercompañía: contrato de prestación de servicios de asesoría y back office en materias financieras, contables, administrativas, legales, 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 86.159

Capital Pagado: MUSD 86.159

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: 0.67%

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 2025, 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 2026 esta relación se mantenga estable.

Contratos intercompañía: contrato de prestación de servicios de asesoría y back office en materias financieras, contables, administrativas, legales, 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: 0.22%

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 2025, EECL mantuvo relaciones comerciales con Alba 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 2026 esta relación se mantenga estable.

Contratos intercompañía: Contrato de prestación de servicios de asesoría y back office en materias financieras, contables, administrativas, legales, 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: 0.19%

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 2025, EECL mantuvo relaciones comerciales con Alba Andes SpA, consistentes en el cobro de intereses por préstamo a largo plazo.

Contratos intercompañía: []

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: 0.04%

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 2025, EECL mantuvo relaciones comerciales con Alba Pacífico SpA, consistentes al cobro de intereses por préstamo a largo plazo.

Contratos intercompañía: []

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 Energía Chile S.A.

Porcentaje que representa la inversión en el activo de la matriz: -0.26%

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 2025, EECL mantuvo relaciones comerciales con Energía Abtao, 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 2026 esta relación se mantenga estable.

Contratos intercompañía: contrato de prestación de servicios de asesoría y back office en materias financieras, contables, administrativas, legales, 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: 0.12%

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 intercompañía: no aplica.

ANDINO LAS PATAGUAS SpA.

Constitución: filial constituida por escritura pública de fecha 2 de septiembre de 2020, otorgada en la Notaría de Santiago de don Gino Beneventi Alfaro. Un extracto de dicha escritura se inscribió a fojas 57.934 N° 27.534 del Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago correspondiente al año 2020 y se publicó en el Diario Oficial con fecha 15 de septiembre de 2020.

Razón Social: Parque Fotovoltaico Andino Las Pataguas SpA

Rol Único Tributario: 77.235.144-5

Tipo de Entidad: sociedad por acciones

Domicilio: Isidora Goyenechea 2800, Piso 16, Las Condes, Santiago, Chile

Objeto social: la promoción, estudio, construcción y explotación, por cuenta propia y ajena, de las instalaciones para la producción de energías alternativas, centrales, hidráulicas, térmicas, fotovoltaicas y eólicas, incluyendo el estudio y la ejecución de todo tipo de obras y de proyectos de ingeniería; así como el desarrollo gestión, dirección y administración de proyectos de generación de energía renovable, en todas sus formas y expresiones, la prestación de asesorías y consultorías en materias energéticas, la adquisición, producción, generación, explotación, distribución, suministro, comercialización y transporte de todo tipo de energía, la importación y comercialización de todo tipo de bienes, insumos, piezas y partes, máquinas y repuestos para generadoras eléctricas, y el ejercicio de cualquier otra actividad análoga, complementaria o conexas a las anteriores señaladas. La sociedad podrá desarrollar además cualquier otra actividad que determinen los accionistas.

Capital Suscrito: USD \$1.000

Capital Pagado: USD \$1.000

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: 0.05%

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 intercompañía: no aplica.

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: USD 2.385.000

Capital Pagado: USD 2.385.000

Participación: ENGIE Energía Chile S.A. 50%

Directorio: compuesto por los directores titulares doña Claudia Medina Cid, don Robin Cuevas Canales, don Paul Baillarie Rosenmann, don Juan Majada Tortosa, doña María Soler Soneira y don Carlos Puente Pérez; siendo sus respectivos suplentes doña Evelyn Becerra Aravena, don Norberto Moreno Gutierrez, don Sergio Beaumont Vargas, don Mauricio Rivas Cavero, don Emilio Cerezo Díez, 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 2025, 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. Estos servicios se espera mantenerlos para el próximo periodo.

Contratos relevantes: contrato 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 al efecto explotar y desarrollar sistemas eléctricos de su propiedad o de terceros, cualquiera sea el sistema de transmisión de que formen parte y la denominación que reciban, incluyendo, por tanto, instalaciones propias de sistema de transmisión nacional dedicado, zonal y polos de desarrollo; comercializar la capacidad de transporte de las líneas de transmisión y de transformación de las subestaciones eléctricas, activos, equipos e instalaciones asociadas a dichas líneas y subestaciones; obtener y ejercer las concesiones, servidumbres y permisos respectivos necesarios para llevar a cabo el objeto social; como también efectuar prestación de servicios en el área de ingeniería eléctrica, mantención de sistemas eléctricos y gestión de empresas relacionadas con su objeto exclusivo.

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, doña Pilar Acevedo, don Juan Villavicencio, don Carlos Puentes Pérez, don Juan Majada Tortosa, doña María Soler Soneira, ; siendo sus respectivos suplentes doña Francisca Vásquez, don Demian Talavera, don Carlos Regolf, don Emilio Cerezo Díez, don Mauricio Eloy Rivas Cavero y don Luis Velasco Bodega.

Gerente General: David López

Porcentaje que representa la inversión en el activo de la matriz: 2.55%

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 2025, 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, recursos humanos, comerciales, regulatorias y otras, así como servicios de tecnologías de la información y servicios de mantenimiento. Se espera que en el ejercicio 2026 esta relación se mantenga estable.

Contratos relevantes: contrato de peaje con EECL por uso de instalaciones de transmisión de TEN. Contrato de prestación de servicios de asesoría y back office en materias financieras, contables, administrativas, legales, recursos humanos, comerciales, regulatorias y otras. Contrato de prestación de servicios de Tecnologías de la Información de EECL a TEN. Contrato de prestación de servicios de mantenimiento por parte de TEN para EECL.

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 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 Energía Río Alto 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, recursos humanos, comerciales, regulatorias, operación y mantenimiento y otras. Se espera que en el ejercicio 2025 esta relación se mantenga estable.

NR ENTRE RÍOS SpA.

Constitución: filial constituida por escritura pública de fecha 5 de febrero de 2014, otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie. Un extracto de dicha escritura se inscribió a fojas 12.068 N° 7551 del Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago correspondiente al año 2014 y se publicó en el Diario Oficial con fecha 14 de febrero de 2014.

Razón Social: NR Entre Ríos SpA

Rol Único Tributario: 76.361.254-6

Tipo de Entidad: sociedad por acciones

Domicilio: Isidora Goyenechea 2800, Piso 16, Las Condes, Santiago, Chile

Objeto social: 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 20.641.055,19

Capital Pagado: USD 20.641.055,19

Participación: ENGIE Energía Chile S.A.

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: no aplica.

Contratos relevantes: no aplica.

INVERSIONES EN OTRAS SOCIEDADES

(NCG 461/519: 6.5.2)

En ENGIE Energía Chile S.A no tenemos inversionistas en otras sociedades.

7.6 Hechos relevantes

(NCG 461/519: 10)

» **Con fecha 25 de marzo de 2025**, el Directorio de la Sociedad, en sesión celebrada con esta fecha, acordó citar a Junta Ordinaria de Accionistas de ENGIE Energía Chile S.A. a celebrarse el día 29 de abril de 2025 a las 9:45 hrs., con la participación y votación a distancia de los accionistas en la forma que más adelante se indica, con el objeto de tratar y pronunciarse sobre las siguientes materias:

1. Aprobación de los estados financieros y de la memoria anual del ejercicio que finalizó el 31 de diciembre de 2024, y examen del informe de la empresa de auditoría externa.
2. Destinación de los resultados del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, proponiendo el Directorio distribuir dividendos con cargo a dicho ejercicio.
3. Determinación de la remuneración de los directores.
4. Fijación de la remuneración del Comité de Directores y determinación de su presupuesto.
5. Designación de la empresa de auditoría externa para el ejercicio 2025.
6. Designación de firmas clasificadoras de riesgo para el ejercicio 2025.
7. Información sobre las actividades del Comité de Directores y los gastos incurridos.
8. Información sobre las operaciones referidas en el artículo 147 de la Ley N° 18.046.
9. Demás materias de interés social y de competencia de la Junta Ordinaria de Accionistas.

El Directorio de la Sociedad, acorde con la Norma de Carácter General N° 435 y el Oficio Circular 1141, ambos de la Comisión para el Mercado Financiero, informará con la debida anticipación a los señores accionistas acerca de los medios tecnológicos remotos que se utilizarán para permitir la participación y votación a distancia, indicando el mecanismo para ello y la forma en que cada accionista o su representante podrá acreditar su identidad y poder, según corresponda.

» **Con fecha 29 de abril de 2025**, la Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad celebrada con fecha 29 de abril de 2025 adoptó los siguientes acuerdos: a) Distribuir como dividendo definitivo a los accionistas con cargo a las utilidades del ejercicio 2024, la cantidad de US\$ 54,4 millones, correspondiendo en consecuencia a los accionistas un dividendo de US\$ 0,05 por acción, que se pagará el día 28 de mayo de 2025 a los accionistas inscritos en el Registro de Accionistas de la Sociedad el quinto día hábil anterior a dicha fecha, en su equivalente en pesos según el tipo de cambio del dólar observado que se publique en el Diario Oficial el día 19 de mayo de 2025. b) Designar como empresa de auditoría externa para el ejercicio 2025 a la firma EY Servicios Profesionales de Auditoría y Asesorías Limitada.

» **Con fecha de 13 de mayo de 2025**, el Directorio ha tomado conocimiento de la renuncia presentada por la Sra. Rosaline Corinthien al cargo de Gerenta General de la Sociedad, la cual se hará efectiva el día 1 de agosto de 2025, quien asumirá nuevas funciones en el Grupo ENGIE como Directora General de Transmisión y Distribución de Energía a nivel global. El Directorio manifestó su agradecimiento a la labor desempeñada por la Sra. Corinthien como Gerenta General, desde

el mes de octubre de 2022 a la fecha. A contar del 1 de agosto de 2025, asumirá sus funciones como nuevo Gerente General don Juan Martín Villavicencio Moya, quien ocupaba el cargo de Director General de Energías Renovables y Sistemas de Almacenamiento (BESS) de la Sociedad. Desde fines de julio de 2022, don Juan Martín Villavicencio Moya ha liderado el desarrollo, construcción, operación y mantenimiento de activos renovables y BESS de ENGIE en Chile. Dichas actividades son realizadas por más de 1.000 colaboradores y han permitido, por una parte, la reconversión de distintos sitios y, por otra, que a la fecha nuestra matriz de energía alcance 3.1 GW de capacidad instalada, de los cuales 40% está compuesto por energías renovables.

» **Con fecha 18 de junio de 2025**, con fecha 18 de junio de 2025, la Sociedad informó que con fecha 17 de junio del año en curso, fue notificada de la sentencia definitiva dictada por el tribunal arbitral constituido ante la International Chamber of Commerce (ICC) en el arbitraje internacional iniciado por ENGIE contra su proveedor de gas natural licuado ("GNL"), Total Energies Gas & Power Limited ("Total"), en relación con el incumplimiento de uno de los contratos de suministro de GNL celebrados con dicho proveedor (denominado "Contrato 1") y que significó la falta de entrega total durante 2023 y parcial durante 2024, de los cargos de GNL comprometidos en dicho contrato. El "Contrato 1" está sujeto a la ley del estado de Nueva York y tiene plazo de vigencia hasta el 31 de diciembre de 2026. El incumplimiento contractual de Total y la consecuente menor disponibilidad de GNL a partir de 2023, implicó para ENGIE Energía Chile S.A. disponer de un menor volumen de GNL para la generación de electricidad en el Sistema Eléctrico Nacional e incurrir en costos adicionales para disponer de energía

de reemplazo, los cuales ya han sido reflejados en los estados financieros de 2023 y 2024. Como consecuencia de lo anterior, y al no haber prosperado los esfuerzos y las negociaciones mantenidas al efecto con Total, la Sociedad solicitó ante la ICC la constitución del tribunal arbitral previsto en el Contrato 1 y, a continuación, presentó ante éste las acciones judiciales conducentes a hacer efectiva la responsabilidad civil por daños de dicho proveedor. El laudo del tribunal arbitral dictaminó, entre otros, que Total incumplió sus obligaciones contractuales de (i) suministrar a ENGIE en 2023 cuatro cargos de GNL, y (ii) suministrar a ENGIE en 2024 un cargo de GNL. En consecuencia, el Tribunal ordenó a Total pagar una compensación por un monto aproximado de US\$ 101,2 millones, de los cuales aproximadamente US\$ 32,7 millones fueron recibidos durante 2025, más los intereses según la tasa acordada por las partes en el Contrato 1, compuestos mensualmente, devengados en gran medida desde el 1 de enero de 2024 y que se continuarán devengando sobre las sumas pendientes de pago hasta el momento del pago por parte de Total. Con todo, la referida sentencia arbitral podría ser objeto de un recurso de derecho estricto ante la Corte de Apelaciones de París, con el objeto de intentar dejar sin efecto lo resuelto. Finalmente, hacemos presente

que no es posible estimar, a esta fecha, el impacto que tendría el laudo arbitral en los resultados de la Sociedad para 2025, especialmente considerando que aquel aún no se encuentra a firme.

» **Con fecha 3 de septiembre de 2025**, la Sociedad realizó la colocación de los Bonos Serie C en el mercado local, emitidos con cargo a la Línea de Bonos inscrita en el Registro de Valores de la Comisión bajo el N° 1125. Los Bonos Serie C se colocaron por una suma total de UF 3.000.000, a 20 años plazo, con un solo pago al final ("bullet"), con vencimiento el día 1 de agosto de 2045. La tasa cupón es de 3.60% anual y su tasa efectiva de colocación fue de 3.57% anual. Esta colocación se caracteriza por ser "verde", ya que su uso de fondos será para proyectos renovables o de almacenamiento.

» **Con fecha 15 de octubre de 2025**, la Sociedad celebró un Green Senior Unsecured A/B Loan Facility con la Corporación Andina de Fomento ("CAF"), como acreedor, entre otras partes, en virtud del cual CAF puso a disposición de Engie un financiamiento no rotativo por la suma total de US\$ 400 millones (cuatrocientos millones de dólares) (el "Contrato de Financiamiento"). El financiamiento se estructura en dos tramos: (i) un Tra-

mo A, por la suma de US\$ 250 millones (doscientos cincuenta millones de dólares), con vencimiento el año 2032, y (ii) un Tramo B, por la suma de US\$ 150 millones (ciento cincuenta millones de dólares), con vencimiento el año 2029. Los fondos obtenidos en virtud del financiamiento se destinarán a gastos de inversión, desarrollo y construcción de proyectos de energía renovables y almacenamiento, que cumplan los criterios de elegibilidad previstos en el Contrato de Financiamiento, y al refinanciamiento de deuda vigente.

» **Con fecha 11 de diciembre de 2025**, el Directorio de la Sociedad, en su sesión N° 679, celebrada con fecha 11 de diciembre de 2025, aprobó la nueva Política General de Elección de Directores en Sociedades Filiales de ENGIE Energía Chile S.A., la que, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 92 bis de la Ley 18.046 y en la Norma de Carácter General N° 533 de la CMF, es aplicable a la filial Edelnor Transmisión S.A., en cuanto sociedad fiscalizada por la CMF. La señalada política es puesta en conocimiento de la referida filial y, asimismo, puesta a disposición de los interesados en las oficinas sociales y en el sitio web de la Sociedad.

7.7 Comentarios de accionistas y del Comité de Directores

(NCG 461/519: 11)

Durante el ejercicio 2025 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 2025, 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 EY Servicios Profesionales de Auditoría y Asesorías Limitada.
- 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".

7.8 Indicadores de cumplimiento

Cumplimiento legal y normativo (NCG 461/519: 8) (GRI 2-27)

7.8.1 EN RELACIÓN CON CLIENTES	RESPUESTA
a. ¿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?	La Ley N° 19.496 sobre Protección de los Derechos de los Consumidores en Chile regula la relación entre proveedores y consumidores, no aplica para ENGIE Energía Chile.
b. N° de sanciones ejecutadas en ese ámbito	
c. Monto en pesos que representaron las sanciones, 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.	
7.8.2 EN RELACIÓN CON SUS TRABAJADORES	RESPUESTA
a. ¿Cuenta con procedimientos destinados a prevenir y detectar incumplimientos regulatorios referidos a los derechos de sus trabajadores?	La Compañía pone a disposición de toda la comunidad trabajadora, el canal 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)
b. N° de sanciones ejecutoriadas en este ámbito	Cinco.
c. Monto en pesos que representaron esas sanciones, 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.	\$1.848.157 (correspondiente a la suma de las 5 multas).
d. ¿Ha sido objeto de acciones de tutela laboral?	Si, pero solo por demanda post despido de ex trabajadores, donde en ninguna de las cuales hemos sido condenadas por tutela.
7.8.3 EN RELACIÓN CON EL MEDIO AMBIENTE	RESPUESTA
a. ¿Cuenta con modelos de cumplimiento o programas de cumplimiento en los términos descritos en la normativa en su sección 8.1.3?	En ENGIE Energía Chile utilizamos el modelo de gestión ambiental ISO 14001, que establece la identificación y gestión de los aspectos legales aplicables a la organización. Seguimiento permanente de todas las obligaciones a través de listas de verificación, uso de plataformas digitales y consultoría externa permanente sobre nuevas obligaciones ambientales.
b. N° de sanciones ejecutoriadas del Registro Público de Sanciones de la Superintendencia de Medio Ambiente o de aquel órgano equivalente en jurisdicciones extranjeras	Cero.
c. N° total de multas	Cero.
d. N° de programas de cumplimiento aprobados	No aplica para el año 2025, ya que no han existido procesos de sanción.
e. N° de programas de cumplimiento ejecutados satisfactoriamente	No aplica para el año 2025, ya que no han existido procesos de sanción.

7.8.3 EN RELACIÓN CON EL MEDIO AMBIENTE	RESPUESTA
f. N° de planes de reparación por daño ambiental presentados	2 planes de reparación en ejecución por sentencia de daño ambiental: en Central Hidroeléctrica Laja y la ex Central diesel Iquique.
g. N° de planes de reparación por daño ambiental ejecutados satisfactoriamente	No aplica, ya que planes de reparación están en ejecución.

7.8.4 EN RELACIÓN A LA LIBRE COMPETENCIA	RESPUESTA
a. ¿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. Además de charlas ad-hoc para los gerentes de primera línea con un enfoque alineado con su rol.
b. N° de sanciones ejecutadas en ese ámbito	Cero.
c. Monto en pesos que representaron las sanciones, 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.	Cero.

7.8.5 EN RELACIÓN A OTROS INCUMPLIMIENTOS REGULATORIOS	RESPUESTA
a. ¿Cuenta con procedimientos destinados a prevenir y detectar incumplimientos regulatorios a la Ley N°20.393?	En materia de cumplimiento normativo, ENGIE Energía Chile cuenta con un Sistema de Prevención de Delitos (SPD) implementado desde hace varios años, diseñado conforme a los requisitos y exigencias de la Ley N°20.393 sobre Responsabilidad Penal de las Personas Jurídicas. Este sistema fue actualizado en agosto de 2024, reforzando su alcance y efectividad. El SPD contempla mecanismos específicos para identificar, prevenir y detectar riesgos asociados a los delitos tipificados en la Ley N°20.393, incluyendo: • Modelo de Prevención de Delitos actualizado, que incorpora mejores prácticas y cambios normativos recientes. • Encargado de Prevención de Delitos (Sujeto Responsable), con funciones claramente definidas y autonomía para supervisar el cumplimiento. • Canal seguro y confidencial de denuncias, disponible en nuestro sitio web, accesible para colaboradores y terceros. • Capacitaciones y charlas anuales dirigidas a todo el personal y contratistas, orientadas a mantener la organización informada sobre el modelo y las modificaciones legales. • Cláusulas contractuales específicas en todos los contratos con terceros, que abordan la responsabilidad penal de las personas jurídicas. Este conjunto de medidas asegura un sistema robusto, dinámico y alineado con la normativa vigente, que permite a la Compañía gestionar proactivamente los riesgos y mantener altos estándares de integridad y cumplimiento.
b. N° de sanciones ejecutadas en ese ámbito	Cero.
c. Monto en pesos que representaron las sanciones, 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.	Cero.

7.9 Informe del Comité de Directores

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° 6 del inciso octavo del artículo 50 bis de la Ley N° 18.046, presenta el informe anual de su gestión durante el año 2025, el cual fue aprobado por el Comité en su reunión celebrada con fecha 31 de marzo de 2026.

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 2025;
- (3) Los gastos en que la Sociedad incurrió por cuenta del Comité; y
- (4) Las recomendaciones a los accionistas que formula el Comité.

ACTIVIDADES REALIZADAS POR EL COMITÉ DE DIRECTORES DURANTE EL AÑO 2025.

Durante el año 2025 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 2025.
- (2) Examinó los sistemas de remuneraciones y planes de compensación de los gerentes, ejecutivos principales y trabajadores de la Sociedad. En efecto, durante los meses de mayo y diciembre, respectivamente, el Comité participó en forma activa en el Comité de Remunera-

ciones y Recursos Humanos y se reunió con la gerencia para analizar cambios organizacionales dentro de los distintos equipos que conforman el departamento de Transformación y Geografía de la Sociedad.

- (3) 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 para asegurar que se ajusten a condiciones de mercado y manifestando su opinión acerca de la adjudicación de los contratos resultantes de los procesos de licitación.
- (4) Se pronunció e informó al Directorio de la Sociedad respecto de la conveniencia de contratar o no a la empresa de auditoría externa Ernst & Young (“EY”) para la prestación de servicios que no formen parte de la auditoría externa, cuando ellos no se encuentren prohibidos de conformidad a lo establecido en el artículo 242 de la ley N° 18.045, en atención a si la naturaleza de tales servicios pueda generar un riesgo de pérdida de independencia.
- (5) Examinó los antecedentes de las órdenes de trabajo emitidas por la Sociedad con cargo a los contratos marco vigentes con empresas relacionadas.
- (6) 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.
- (7) Tomó conocimiento de los avances en las actividades desarrolladas por el contratista ENGIE Renouvelables SAS, durante

2025 en el contexto de la prestación por ésta de los servicios de Global Industrial Platform (“GIP”) para activos renovables.

- (8) Revisó el informe de litigios presentado por la gerencia.
- (9) Se reunió con el Auditor Interno y con el Encargado de Prevención de Delitos.
- (10) Durante el mes de enero, el Comité participó en la definición de la licitación del servicio de evaluación periódica, por un tercero independiente, del Modelo de Prevención de Delitos (“MPD”), conforme a lo dispuesto en la Ley N° 20.393, y adicionalmente revisó los antecedentes del proyecto para la evaluación, por un tercero, del funcionamiento del canal de denuncias.
- (11) Durante el mes de octubre, el Comité recibió los antecedentes de (i) un requerimiento de información de la Comisión para el Mercado Financiero sobre ciertas operaciones entre partes relacionadas celebradas por EECL a partir de 2022; y (ii) la estrategia de contratación de suministro de gas natural licuado y de los servicios de descarga, regasificación y almacenamiento de dicho combustible, por parte de la Sociedad.
- (12) Durante el mes de diciembre, el Comité sesionó en las oficinas del proyecto PV-BESS Libélula. En dicha instancia, el Comité participó activamente en la revisión de modificaciones al MPD. Asimismo, el Comité tomó conocimiento de la designación de la Gerenta Corporativa de Asuntos Legales y Ética como nueva Sujeto Responsable Principal del Modelo -quien participó de dicha sesión-, con las atribuciones y recursos necesarios para el ejercicio de sus funciones.
- (13) Examinó los antecedentes relativos a las operaciones con partes relacionadas que se detallan en el punto siguiente.

OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 50 bis de la Ley N° 18.046, durante el año 2025 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 siempre ajustados a condiciones de equidad similares a las que habitualmente prevalecen en el mercado:

1. Contratar a **Tractebel** para la prestación del servicio de ingeniería de contraparte, para aerogeneradores en los proyectos eólicos Pemuco y Pampa Fidelia.
2. Contratar a **ENGIE China** para la prestación del servicio de ingeniería, inspección en fábrica, laboratorio y atestiguamiento de pruebas en fábrica respecto de los equipos críticos de los proyectos BESS Los Loros, BESS Santa Lya, BESS Lile y BESS Arica.
3. Contratar la renovación anual del servicio de licenciamiento y soporte que **ENGIE S.A.** mantiene a nivel mundial, con diversos proveedores utilizados para garantizar una navegación segura en internet, tales como los softwares Microsoft Office 365, Microsoft Azure, Amazon Web Services y Zscaler.
4. Renovación por tres años del contrato de licenciamiento y soporte que **ENGIE S.A.** mantiene a nivel mundial, a través de ENGIE Information Technologies. El servicio está asociado principalmente a las plataformas tecnológicas Salesforce (Customer Relationship Management), SAP (ERP - Plataforma de Negocio), Sky-note (gestión de estaciones de trabajo), My Portal (gestión de incidentes y requerimientos), y My Identity (gestión de cuentas de usuario), además de servicios globales de ciberseguridad, conectividad y mesa de ayuda.
5. Contratar a **ENGIE S.A.** para desarrollar una capacitación destinada a colaboradores de la Sociedad, a través de ENGIE University, sobre seguridad para la ejecución de proyectos de transmisión y gas.

6. Contratar a **ENGIE Brasil Participações S.A.** para desarrollar una capacitación destinada a colaboradores de la Sociedad, sobre el fortalecimiento de habilidades de estrategia y liderazgo.

7. Contratar a **ENGIE Factory** para la utilización de la plataforma Webdoox para el archivo y gestión de contratos, acuerdos y convenios de la Sociedad.

8. Aprobar el pago a **ENGIE Renouvelables SAS** relacionado con la prestación por ésta de los servicios de GIP prestados durante 2025 y 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.

9. Contratar con **Sociedad GNL Mejillones S.A.** capacidad adicional a la actualmente contratada con dicha sociedad, para la descarga, regasificación y almacenamiento de gas natural licuado.

10. Contratar con **ENGIE S.A.** el servicio de plataforma y software para la implementación del programa de Transformación Global Empresarial ("GET"), con miras a la excelencia operativa y modernización digital de la Sociedad.

11. Contratar a **ENGIE Information et Technologies** para el otorgamiento de licencias de la plataforma Sezame para la gestión de aspectos de recursos humanos de los colaboradores de la Sociedad.

12. Celebración con **Viña Cousiño Macul** de los contratos para la constitución de una servidumbre eléctrica, una servidumbre de tránsito y un contrato de arrendamiento de inmueble, en relación con el proyecto de transmisión Subestación Huelquén, recientemente adjudicado a la Sociedad por el Coordinador Eléctrico Nacional.

13. Celebrar un contrato marco con **ENGIE S.A.** y/o con su **filial Broadview EMS LLC** (BV), para la implementación de un sistema de gestión de energía (EMS) para el proyecto BESS Arica II.

POLÍTICA DE HABITUALIDAD DE OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS

El Comité de Directores aplicó la Política de Operaciones Habituales con Partes Relacionadas de la Sociedad, aprobada por el Directorio la Sociedad durante la sesión N° 660 de fecha 27 de agosto de 2024, conforme a los requerimientos contenidos en la Norma de Carácter General 501 de la Comisión para el Mercado Financiero.

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 29 de abril de 2025 por la cantidad de 5.000 UF, el Comité de Directores durante el período 2025 realizó gastos con cargo a dicho presupuesto. En efecto, por encargo del Comité se contrató a la Consultora SAJOR para la realización de un informe relacionado con los precios de los contratos marco vigentes con empresas relacionadas y su comparación con los precios de mercado. El costo de dicha asesoría fue de 410 UF.

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 2025, 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 2026 a KPMG Auditores Consultores Limitada;
- (3) Designar como clasificadoras privadas de riesgo para el ejercicio 2026 a "Feller Rate Clasificadora de Riesgo Ltda." y "Fitch Chile Clasificadora de Riesgo Ltda"



08

ÍNDICES DE SOSTENIBILIDAD

175 8.1 Metodología

180 8.2 Índice NCG 519

205 8.3 Índice estándar SASB

208 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 de enero al 31 de diciembre de 2025.

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) y por consiguiente, también responde al estándar SASB (Sustainability Accounting Standards Board) para Compañías Eléctricas y Generadores Eléctricos.

También siguen de manera voluntaria las directrices del estándar GRI (Global Reporting Initiative), actualizado en 2021.

VERIFICACIÓN

(NCG 461/519: 9-2) (GRI 2-4)

Como parte del Grupo ENGIE, en ENGIE Energía Chile S.A. la información que reportamos sigue los requerimientos de la Directiva de la Unión Europea sobre Informes de Sostenibilidad Corporativa (CSRD), que le exige a las organizaciones una verificación limitada para sus Indicadores Clave de Desempeño (KPIs). De esta manera, todos los KPIs chilenos incluidos en esta memoria, son parte del informe global de CSRD del 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.

En línea con las mejores prácticas y tendencias actuales, nuestra Compañía 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.

De acuerdo a estos lineamientos, la Compañía realizó un proceso de doble materialidad para el periodo 2024-2025, que consideró un amplio levantamiento de información y una consulta a los grupos de interés. Este proceso permitió identificar los requerimientos prioritarios de información de nuestros 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 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:

Etapas 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 2024 de la Compañía y del Grupo ENGIE, así como nuevas políticas corporativas implementadas o actualizadas en 2024-2025.
- 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.



Etapas 2: Identificar los impactos significativos, reales y potenciales, negativos y positivos.

En este proceso, se 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.

Etapas 3: Evaluar la importancia de los impactos

Una vez identificados los impactos, estos fueron sometidos a una preselección si-

guiendo 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 la Compañía.

Etapas 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 legitimidad 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 temprana al territorio, asesora a las gerencias en todas las etapas de gestión 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 sostenibilidad (ODS 16).	Positivo 	Real	La gestión de los aspectos ESG desde la estrategia de negocios, facilita la comprensión 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 Energía Chile 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 Sustainability 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, y en la percepción de riesgo de las clasificadoras.	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, Código 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 políticas pago oportunos o a tiempo y la promoción de prácticas 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 Sostenible, 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	La transición energética genera impactos positivos al medio ambiente al incorporar energías limpias en los procesos productivos y con ello contribuir a la mitigación de los efectos del cambio climático. Considerando la inestabilidad de la generación renovable, los sistemas de almacenamiento 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 3,6 GW al 2027. Asumió el desafío de liderar la transición energética con el desarrollo 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.
Sistema de almacenamiento de energía							
Descarbonización de los procesos de productivos propios y de sus clientes.							
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 al 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 vida.	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 EQUITAD, 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 estrategia de desarrollo de personas que incluye 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 expandiéndolos 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. Las estrategias de adaptación al cambio climático pueden 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	Desde 2024, la Compañía 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 sus compromisos y contratos a largo plazo.

8.2 Índice NCG 461/519

De acuerdo lo dispuestos por la normativa de la Comisión para el Mercado Financiero (CMF), presentamos el índice con la ubicación de las respuesta a sus requerimientos.

TEMAS	SUBTEMA	PÁGINAS
1. Índice de Contenidos		8 a 9
2. Perfil de la Entidad	2.1. Misión, visión, propósito y valores	121
	2.2 Información histórica	20-27
	2.3 Propiedad	
	2.3.1 Situación de control	153
	2.3.2 Cambios importantes en la propiedad o control	154
	2.3.3 Identificación de socios o accionistas mayoritarios	155
	2.3.4 Acciones, sus características y derechos	156
	2.3.5 Otros valores	157
3. Gobierno Corporativo	3.1 Marco de Gobernanza	
	i. Buen funcionamiento del gobierno corporativo	121 a 126
	ii. Cómo la entidad integra un enfoque de sostenibilidad en sus negocios.	34-124
	iii. Detección y prevención de conflictos de interés	124
	iv. Identificación y relación con grupos de interés	60 a 61
	v. Promoción e innovación de I+D	124
	vi. Detección y reducción de barreras de diversidad e inclusión	87
	vii. Preservación de la diversidad en la organización	85 a 88
	3.1.2.Organigrama	122
	3.2 Directorio	
	3.2.i. Identificación del Directorio	127
	3.2.ii. Remuneraciones de sus miembros	134
	3.2.iii Política de contratación de asesorías	131
	3.2.iv. Matriz de conocimientos, habilidades y experiencia del directorio.	130
	3.2.v. Inducción	131
	3.2.vi. Reunión con unidades de gestión de riesgo	131
	3.2.vii. Información sobre asuntos ambientales y sociales	131-132
	3.2.viii Visitas a terreno	130
	3.2.ix. Evaluación de desempeño	130
	3.2.x. Número de reuniones (número de sesiones mínimas que debe asistir el directorio)	130
	3.2.xi. Situaciones de crisis	131
	3.2.xii. Acceso a información remota	131
	3.2.xiii Conformación del Directorio	
	a. Directores por sexo	130
	b. Directores por nacionalidad y sexo	130
	c. Directores por rango de edad y sexo	130
	d. Directores por antigüedad y sexo	130
	e. Directores en situación de discapacidad por sexo	130
	f. Brecha salarial	137

TEMAS	SUBTEMA	PÁGINAS
3. Gobierno Corporativo	3.3 Comités de Directorio	
	i. Descripción de Comités	133
	ii. Integrantes de Comités	133
	iii. Ingresos por Comité	133
	iv. Principales actividades	133
	v. Asesorías	133
	vi. Reunión del Comité de Directores con unidades de gestión de riesgo	133
	vii. Reporte al Directorio	133
	3.4 Ejecutivos principales: identificación, remuneración y participación accionaria.	
	i. Identificación de ejecutivos principales	135 a 136
	ii. Remuneraciones	137
	iii. Planes de compensación	137
	iv. Participación en la propiedad	137
	3.5 Adherencia a códigos nacionales o internacionales	124
	3.6 Gestión de Riesgos	
	i. Directrices de gestión de riesgos	139
	ii. Riesgos y oportunidades que la entidad hubiere determinado pudieran afectar de manera material el desempeño de sus negocios y su condición financiera	140
	a. Riesgos y oportunidades inherentes a las actividades de la entidad y aquellos asociados a eventos que puedan afectarle a través de sus subsidiarias, asociadas, proveedores o del mercado en general, incluyendo riesgos ambientales, sociales y de derechos humanos. En particular respecto a cambio climático, aquellos riesgos físicos ("physical risks") y de transición ("transition risks") de corto, mediano y largo plazo, así como las oportunidades en igual término.	141
	b. Riesgos de seguridad de la información, especialmente en relación con la privacidad de los datos de sus clientes.	146 a 147
	c. Riesgos relativos a la libre competencia.	147
	d. Riesgos referentes a la salud y seguridad de los consumidores.	146
	e. Otros riesgos y oportunidades derivados de los impactos que la entidad y sus operaciones generaren directa o indirectamente en el medioambiente o en la sociedad.	140 a 151
	III. Detección y calificación de riesgos	
	iv. Rol del Directorio en el monitoreo de los riesgos	140
	v. Unidad de gestión de riesgos	140
	vi. Unidad de Auditoría Interna	131
	vii. Código de Ética	124
	viii. Información y capacitación sobre la gestión de riesgos	140
	ix. Canal de denuncias	126
	x. Plan de sucesión	134
	xi. Revisión de estructuras salariales del Directorio	144
	xii. Revisión de políticas de compensación	137
	xiii. Modelo de Prevención del Delito	125
	3.7 Relación con los grupos de interés y el público en general	
	i Relaciones con los grupos de interés	60-61
	ii Mejora en la elaboración y difusión de la información	39-60
	iii. Procedimientos para informar a los accionistas antes de la elección del directorio, sobre las capacidades y características de los candidatos; instancias para ayudar a los accionistas en la búsqueda y elección de candidatos al Directorio; políticas para guiar la conformación de las nóminas que se provea a los accionistas de manera que exista diversidad en sus integrantes	129
	iv Participación remota de los accionistas.	39

TEMAS	SUBTEMA	PÁGINAS
4. Estrategia	4.1 Horizontes de tiempo	37
	4.2 Objetivos estratégicos	29
	4.3 Planes de inversión	37
5. Personas	5.1 Dotación del personal	
	5.1.1 Número de personas por sexo	184
	5.1.2 Número de personas por nacionalidad	185 a 186
	5.1.3 Número de personas por rango de edad	186
	5.1.4 Antigüedad laboral	186
	5.1.5 Número de personas con discapacidad	187
	5.2 Formalidad laboral	187
	5.3 Adaptabilidad laboral	188
	5.4 Equidad salarial por sexo: Política de Equidad y Brecha Salarial	
	5.4.1 Política de equidad	85-188
	5.4.2 Brecha salarial	89
	5.5 Acoso laboral y sexual	89-189
	5.6 Seguridad laboral	96-101 a 186
	5.7 Permiso postnatal	190
	5.8 Capacitación y beneficios	
	5.8.i. Políticas de capacitación	78
	5.8.ii. Monto de recursos monetarios para capacitación	79
	5.8.iii. Número de personal capacitado	78
	5.8.iv. Promedio anual de horas de capacitación	74-78
	5.8.v. Principales temas de las capacitaciones	78-79
	5.8.vi. Beneficios	82
	5.9 Política de Subcontratación	191
6. Modelo de Negocios	6.1 Sector industrial	
	i. Naturaleza de productos y/o servicios de la entidad	11-12-41
	ii. Competencia	42
	iii. Marco legal	44
	iv. Entidades reguladoras	44
	v. Grupos de interés	60-61
	vi. Afiliación a gremios	61
	6.2 Negocios	
	i Principales bienes y servicios	47 a 57
	ii Canales de venta y distribución	47

TEMAS	SUBTEMA	PÁGINAS
6. Modelo de Negocios	iii Proveedores que representan el 10% de las compras	91
	iv Clientes que representen el 10% del ingreso	58
	v Marcas utilizadas	192
	vi Patentes de propiedad	192
	vii Licencias, franquicias, royalties y/o concesiones de propiedad	192
	viii Otros factores relevantes del negocio	42 a 47
	6.3 Grupos de interés	60-61
	6.4 Propiedades e instalaciones	
	i. Características de las principales propiedades	158 a 159
	ii. Descripción de áreas de concesión (empresas extractivas)	158 a 159
	iii. Tipo de contrato de propiedades	158 a 159
	6.5 Inversionistas en otras sociedades	
	6.5.1 Subsidiarias y asociadas	162 a 167
	6.5.2 Inversiones en otras sociedades	167
7. Gestión de Proveedores	7.1 Política de pagos a proveedores	
	7.1.i Número de facturas pagadas	204
	7.1.ii Monto total de facturas pagadas	204
	7.1.iii. Monto total de mora	204
	7.1.iv Número de proveedores de facturas pagadas	204
	7.1.v. Acuerdos en el Registro de Acuerdos con Plazo Excepcional	204
	7.2 Evaluación de proveedores	93
8. Cumplimiento legal y normativo	8.1. En relación con clientes	170
	8.2. En relación con sus trabajadores	170
	8.3. Medioambiental	170
	8.4. Libre competencia	171
	8.5. Otros incumplimientos regulatorios	171
9. Sostenibilidad	9.1. Métricas SASB	205
	9.2. Verificación independiente de los datos ESG	175
10. Hechos relevantes o esenciales		168
11. Comentarios de accionistas y del comité de directores		169
12. Informes financieros		216

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	3	5
Gerencia	79	21
Jefatura	183	47
Operario	154	10
Fuerza de Venta	4	4
Administrativo	9	24
Auxilar	0	0
Otros profesionales	237	183
Otros técnicos	140	5
TOTAL	809	299

5.1.2 NÚMERO DE PERSONAS POR NACIONALIDAD, SEPARADAS POR SEXO Y CATEGORÍA DE FUNCIONES

Cargo, Responsabilidad o Función	Sexo		Chilena		Alemana		Argentina		Belga		Boliviana		Brasileña	
	H	M	H	M	H	M	H	M	H	M	H	M	H	M
Alta Gerencia	3	5	2	3	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
Gerencia	79	21	62	14	0	0	2	2	3	2	0	0	2	1
Jefatura	183	47	163	38	0	0	0	0	2	0	0	0	1	0
Operario	154	10	151	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fuerza de Venta	4	4	4	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Administrativo	9	24	9	19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Auxilar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otros profesionales	237	183	208	165	1	0	1	0	2	0	1	1	0	0
Otros técnicos	140	5	138	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	809	299	737	258	1	0	3	2	8	2	1	1	3	1

Cargo, Responsabilidad o Función	Checa		China		Colombiana		Española		Francesa		Italiana		Mexicana	
	H	M	H	M	H	M	H	M	H	M	H	M	H	M
Alta Gerencia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0
Gerencia	0	0	0	0	0	2	2	0	1	0	1	0	1	0
Jefatura	0	0	0	0	1	3	1	0	0	0	0	0	2	1
Operario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fuerza de Venta	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Administrativo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Auxiliar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otros profesionales	1	0	1	1	1	1	0	0	0	1	0	0	2	0
Otros técnicos	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	1	0	1	1	4	6	3	0	1	3	1	0	5	1

Cargo, Responsabilidad o Función	Panameña		Peruana		Portuguesa		Salvadoreña		Uruguaya		Venezolana	
	H	M	H	M	H	M	H	M	H	M	H	M
Alta Gerencia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gerencia	0	0	3	0	1	0	0	0	0	0	1	0
Jefatura	0	1	1	1	0	0	1	0	0	1	11	2
Operario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0
Fuerza de Venta	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Administrativo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5
Auxiliar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otros profesionales	0	0	2	2	0	1	0	0	0	0	17	11
Otros técnicos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	0	1	6	3	1	1	1	0	0	1	32	18

5.1.3 NÚMERO DE PERSONAS POR RANGO DE EDAD

Cargo, Responsabilidad o Función	Menores de 30 años		Entre 30 y 40 años		Entre 41 y 50 años		Entre 51 y 60 años		Entre 61 y 70 años		Más de 70 años	
	H	M	H	M	H	M	H	M	H	M	H	M
Alta Gerencia	0	0	1	0	2	4	0	1	0	0	0	0
Gerencia	0	0	20	9	41	8	12	4	6	0	0	0
Jefatura	1	1	60	22	77	21	38	2	7	1	0	0
Operario	4	5	59	3	41	2	40	0	10	0	0	0
Fuerza de Venta	0	1	4	3	0	0	0	0	0	0	0	0
Administrativo	0	0	1	8	2	8	1	6	4	2	1	0
Auxiliar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otros profesionales	19	24	107	96	75	49	26	11	9	3	1	0
Otros técnicos	8	0	44	1	35	4	37	0	15	0	1	0
TOTAL	32	31	296	142	273	96	154	24	51	6	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	3	0	1	0	0	1	1	0	0
Gerencia	19	11	25	8	3	1	11	1	21	0
Jefatura	60	23	39	14	10	0	8	4	66	6
Operario	27	5	14	1	6	2	20	2	87	0
Fuerza de Venta	2	3	2	1	0	0	0	0	0	0
Administrativo	0	10	1	1	0	4	0	3	8	6
Auxiliar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otros profesionales	132	123	45	32	7	3	21	10	32	15
Otros técnicos	17	1	28	1	13	0	13	1	69	2
TOTAL	259	179	154	59	39	10	74	22	283	29

5.1.5 NÚMERO DE PERSONAS EN SITUACIÓN DE DISCAPACIDAD

Número de personas en situación de discapacidad, por sexo y categoría de funciones	Hombres	Mujeres	Total 2025
Alta Gerencia	0	0	0
Gerencia	0	0	0
Jefatura	0	0	0
Operario	0	0	0
Fuerza de Venta	0	0	0
Administrativo	1	0	1
Auxiliar	0	0	0
Otros profesionales	0	1	1
Otros técnicos	0	0	0
TOTAL	1	1	2

5.2. FORMALIDAD LABORAL

5.2.1 NÚMERO DE PERSONAS CON CONTRATO INDEFINIDO, A PLAZO FIJO Y POR OBRA O FAENA

EMPLEADOS INDEFINIDOS		EMPLEADOS POR OBRA O FAENA	
Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres
Total Hombres: 809	Total Mujeres: 299	Total Hombres: 0	Total Mujeres: 0
% Total Hombres: 100%	% Total Mujeres: 100%	% Total Hombres: 0	% Total Mujeres: 0

EMPLEADOS A PLAZO FIJO		EMPLEADOS CON CONTRATOS HONORARIOS	
Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres
Total Hombres: 0	Total Mujeres: 0	Total Hombres: 0	Total Mujeres: 0
% 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		PERSONAS CON JORNADA DE TIEMPO PARCIAL	
Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres
Total Hombres: 809	Total Mujeres: 299	Total Hombres: 0	Total Mujeres: 0
% Respecto al total de Hombres: 100%	% Respecto al total de Mujeres: 100%	% Respecto al total de Hombres: 0%	% Respecto al total de Mujeres: 0%
PERSONAS CON TELETRABAJO COMPLETO		PERSONAS CON TELETRABAJO PARCIAL	
Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres
N° Total de Hombres: 0	Total Mujeres: 2	N° Total de Hombres: 307	N° Total de Mujeres: 217
% Respecto al total de Hombres: 0%	% Respecto al total de Mujeres: 0,66%	% Respecto al total de Hombres: 37,95%	% Respecto al total de Mujeres: 72,58%
PERSONAS CON PACTOS DE ADAPTABILIDAD PARA TRABAJADORES CON RESPONSABILIDAD FAMILIARES		PERSONAS CON BANDAS DE HORAS PARA QUIENES TENGAN AL CUIDADO NIÑOS Y NIÑAS DE HASTA 12 AÑOS	
Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres
N° Total de Hombres: 3	Total Mujeres: 2	N° Total de Hombres: 0	N° Total de Mujeres: 0
% Respecto al total de Hombres: 0,37%	% Respecto al total de Mujeres: 0,66%	% Respecto al total de Hombres: 0%	% Respecto al total de Mujeres: 0%

5.4 EQUIDAD SALARIAL POR SEXO

5.4.1. POLÍTICA DE EQUIDAD

Describe 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 Energía Chile 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.

5.5. 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	99%
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	99%

Información sobre denuncias	Denuncias presentadas por hombres	Denuncias presentadas por mujeres
N° total de denuncias de acoso sexual	0	3
N° de denuncias de acoso sexual presentadas ante la empresa	0	3
N° de denuncias de acoso sexual presentadas ante la Dirección de Trabajo	0	0
N° total de denuncias de acoso laboral	8	3
N° de denuncias de acoso laboral presentadas ante la empresa	8	3
N° de denuncias de acoso laboral presentadas ante la Dirección de Trabajo	0	0
N° total de denuncias por violencia en el trabajo	3	4
N° de denuncias de violencia en el trabajo presentadas ante la empresa	3	4
N° de denuncias de violencia en el trabajo presentadas ante la Dirección del Trabajo	0	0

5.6 SEGURIDAD LABORAL

Seguridad Laboral	2024	2025
Tasa de accidentabilidad por cada cien trabajadores	0	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	0	0,3
Meta promedio de días perdidos	0	0

5.7. PERMISO POSTNATAL

Ítem	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, en el año 2023 implementamos el Paternity Leave, que es un beneficio que extiende el permiso parental legal por nacimiento de un hijo por hasta 28 días, 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	28 días.
¿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	82%	94%
Venezuela	9%	6%
peruana	9%	0%

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	130	28	
Jefatura	141	28	
Operario	110	28	
Fuerza de Venta	0	0	
Administrativo	38	0	
Auxiliar	0	0	
Otros profesionales	168	28	
Otros técnicos	0	28	

5.8. CAPACITACIÓN Y BENEFICIOS

Ítem	2025
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.	CLP\$657.047.447
Porcentaje del ingreso anual total que se destinó a educación y desarrollo profesional para las personas que trabajan en la entidad	0,159%
El número total de personal capacitado	1100
Porcentaje de personal capacitado en relación a la dotación total	99,2%

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	16,8	58,6
Gerencia	44,1	58,9
Jefatura	67,6	64,7
Operario	39,6	18,8
Fuerza de Venta	48,4	24,8
Administrativo	20,6	59,3
Auxiliar	0	0
Otros profesionales	39,5	40,6
Otros técnicos	58,1	22
Total horas	334,7	347,7
Promedio horas	37,1	38,6

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.

6.2.5,6,7 MARCAS, PATENTES Y FRANQUICIAS, ROYALTIES Y/O CONCESIONES

Denominación	Nº Solicitud	Fecha Solicitud	Nº Registro	Fecha Registro	Fecha Vencimiento	Tipo
CENTRAL TERMOELECTRICA ANDINA	848563	17-12-08	873762	25-01-10	25-01-30	Denominativa
CTA	848564	17-12-08	1027608	02-08-13	02-08-33	Denominativa
PUERTO ANDINO	1249504	06-04-17	1259247	14-09-17	14-09-27	Denominativa
PUERTO ANDINO	1249505	06-04-17	1269674	15-02-18	15-02-28	Denominativa
PUERTO ANDINO	1249507	06-04-17	1265467	13-12-17	13-12-27	Denominativa
PUERTO ANDINO	1249508	06-04-17	1261415	18-10-17	18-10-27	Denominativa
E-CL GREEN	1164325	30-07-15	1218377	26-08-16	26-08-26	Mixta
ENGIE	1169537	07-09-15	1259195	14-09-17	14-09-27	Mixta
ENGIE	1168522	31-08-15	1197396	25-02-16	25-02-26	Denominativa
ENGIE	1168523	31-08-15	1197397	25-02-16	25-02-26	Denominativa
ENGIE	1168525	31-08-15	1197398	25-02-16	25-02-26	Denominativa
ENGIE	1168527	31-08-15	1244334	17-04-17	17-04-27	Denominativa
ENGIE	1168528	31-08-15	1241957	29-03-17	29-03-27	Denominativa
ENGIE	1168530	31-08-15	1197399	25-02-16	25-02-26	Denominativa
ENGIE	1168531	31-08-15	1197400	25-02-16	25-02-26	Denominativa
ENGIE	1168533	31-08-15	1221521	20-09-16	20-09-26	Denominativa
ENGIE	1168534	31-08-15	1221522	20-09-16	20-09-26	Denominativa
ENGIE	1168537	31-08-15	1223012	04-10-16	04-10-26	Denominativa

	Formulario	Clase(s)	Status	Titular	Holding	Imagen
	Servicios	37 39 40 42	Registrada	Central Termoeléctrica Andina SpA.	ENGIE	
	Servicios	37 39 40 42	Registrada	Central Termoeléctrica Andina SpA.	ENGIE	
	Servicios	36	Registrada	Central Termoeléctrica Andina SpA.	ENGIE	
	Servicios	37	Registrada	Central Termoeléctrica Andina SpA.	ENGIE	
	Servicios	39	Registrada	Central Termoeléctrica Andina SpA.	ENGIE	
	Servicios	42	Registrada	Central Termoeléctrica Andina SpA.	ENGIE	
	Servicios	37 39 40 42	Registrada	E.CL S.A.	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
	Productos y Servicios	04 06 11 37 39 40 42 45	Registrada	ENGIE	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
	Productos	01	Registrada	ENGIE	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
	Productos	04	Registrada	ENGIE	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
	Productos	07	Registrada	ENGIE	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
	Productos	09	Registrada	ENGIE	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
	Productos	11	Registrada	ENGIE	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
	Productos	16	Registrada	ENGIE	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
	Productos	28	Registrada	ENGIE	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
	Servicios	35	Registrada	ENGIE	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
	Servicios	36	Registrada	ENGIE	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
	Servicios	37	Registrada	ENGIE	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	

Denominación	Nº Solicitud	Fecha Solicitud	Nº Registro	Fecha Registro	Fecha Vencimiento	Tipo
ENGIE	1168538	31-08-15	1197401	25-02-16	25-02-26	Denominativa
ENGIE	1168541	31-08-15	1245814	28-04-17	28-04-27	Denominativa
ENGIE	1168545	31-08-15	1263354	15-11-17	15-11-27	Denominativa
ENGIE	1168548	31-08-15	1197402	25-02-16	25-02-26	Denominativa
ENGIE	1168549	31-08-15	1241958	29-03-17	29-03-27	Denominativa
ENGIE	1168550	31-08-15	1197403	25-02-16	25-02-26	Mixta
ENGIE	1168551	31-08-15	1197404	25-02-16	25-02-26	Mixta
ENGIE	1168552	31-08-15	1197405	25-02-16	25-02-26	Mixta
ENGIE	1168553	31-08-15	1241959	29-03-17	29-03-27	Mixta
ENGIE	1168556	31-08-15	1241960	29-03-17	29-03-27	Mixta
ENGIE	1168558	31-08-15	1197406	25-02-16	25-02-26	Mixta
ENGIE	1168559	31-08-15	1197407	25-02-16	25-02-26	Mixta
ENGIE	1168831	01-09-15	1221524	20-09-16	20-09-26	Mixta
ENGIE	1168563	31-08-15	1221523	20-09-16	20-09-26	Mixta
ENGIE	1168565	31-08-15	1227568	21-11-16	21-11-26	Mixta
ENGIE	1168567	31-08-15	1197408	25-02-16	25-02-26	Mixta
ENGIE	1168579	31-08-15	1244335	17-04-17	17-04-27	Mixta
ENGIE	1168581	31-08-15	1231349	21-12-16	21-12-26	Mixta
ENGIE	1168583	31-08-15	1197409	25-02-16	25-02-26	Mixta
ENGIE	1168585	31-08-15	1257666	24-08-17	24-08-27	Mixta
ENGIE ENERGÍA	1212013	07-07-16	1237288	20-02-17	20-02-27	Denominativa

Formulario	Clase(s)	Status	Titular	Holding	Imagen
Servicios	38	Registrada	ENGIE	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
Servicios	39	Registrada	ENGIE	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
Servicios	40	Registrada	ENGIE	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
Servicios	41	Registrada	ENGIE	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
Servicios	42	Registrada	ENGIE	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
Productos	01	Registrada	ENGIE	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
Productos	04	Registrada	ENGIE	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
Productos	07	Registrada	ENGIE	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
Productos	09	Registrada	ENGIE	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
Productos	11	Registrada	ENGIE	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
Productos	16	Registrada	ENGIE	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
Productos	28	Registrada	ENGIE	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
Servicios	35	Registrada	ENGIE	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
Servicios	36	Registrada	ENGIE	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
Servicios	37	Registrada	ENGIE	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
Servicios	38	Registrada	ENGIE	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
Servicios	39	Registrada	ENGIE	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
Servicios	40	Registrada	ENGIE	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
Servicios	41	Registrada	ENGIE	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
Servicios	42	Registrada	ENGIE	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
Productos	04	Registrada	ENGIE	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	

Denominación	Nº Solicitud	Fecha Solicitud	Nº Registro	Fecha Registro	Fecha Vencimiento	Tipo
ENGIE ENERGÍA	1212015	07-07-16	1240460	17-03-17	17-03-27	Denominativa
ENGIE ENERGÍA	1212016	07-07-16	1244370	17-04-17	17-04-27	Denominativa
ENGIE ENERGÍA	1212020	07-07-16	1232915	05-01-17	05-01-27	Denominativa
ENGIE ENERGÍA	1212022	07-07-16	1244371	17-04-17	17-04-27	Denominativa
ENGIE ENERGÍA	1212023	07-07-16	1244372	17-04-17	17-04-27	Denominativa
ENGIE ENERGÍA	1212025	07-07-16	1252581	28-06-17	28-06-27	Denominativa
ENGIE ENERGÍA	1212027	07-07-16	1244373	17-04-17	17-04-27	Denominativa
ENGIE ENERGÍA	1212028	07-07-16	1237289	20-02-17	20-02-27	Denominativa
FIDI	1300506	13-09-18	1292778	08-03-19	08-03-29	Denominativa
FIDI	1300507	13-09-18	1297597	28-05-19	28-05-29	Denominativa
	1081618	06-11-13	1066231	27-11-13	27-11-33	Etiqueta
E.CL	329044	28-02-20	896784	10-09-20	10-09-30	Mixta
E.CL	891537	13-01-10	942347	17-01-12	17-01-32	Mixta
EDELNOR	329045	28-02-20	905136	16-12-20	16-12-30	Denominativa
EDELNOR	1037224	10-12-12	1012123	18-02-13	18-02-33	Denominativa
IMA	1309692	17-12-18	1303829	14-08-19	14-08-29	Denominativa
IMA	1309694	17-12-18	1298455	05-06-19	05-06-29	Denominativa
IMA	1309699	17-12-18	1305934	12-09-19	12-09-29	Denominativa
IMA	1309703	17-12-18	1311557	05-12-19	05-12-29	Denominativa
IMA	1309704	17-12-18	1300274	28-06-19	28-06-29	Denominativa
IMA	1309706	17-12-18	1375630	30-06-22	30-06-32	Denominativa

Formulario	Clase(s)	Status	Titular	Holding	Imagen
Productos	09	Registrada	ENGIE	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
Productos	11	Registrada	ENGIE	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
Servicios	35	Registrada	ENGIE	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
Servicios	37	Registrada	ENGIE	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
Servicios	39	Registrada	ENGIE	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
Servicios	40	Registrada	ENGIE	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
Servicios	42	Registrada	ENGIE	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
Servicios	45	Registrada	ENGIE	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
Productos	09	Registrada	Engie Chile S.A.	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
Servicios	35	Registrada	Engie Chile S.A.	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
Servicios	35 36 37 38 39 40 42	Registrada	Engie Energía Chile S.A.	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
Productos	04 09 16	Registrada	Engie Energía Chile S.A.	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
Servicios	35 36 37 39 40 42	Registrada	Engie Energía Chile S.A.	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
Servicios	35 37 39 40	Registrada	Engie Energía Chile S.A.	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
Servicios	42	Registrada	Engie Energía Chile S.A.	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
Productos	07	Registrada	Engie Energía Chile S.A.	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
Productos	09	Registrada	Engie Energía Chile S.A.	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
Productos	11	Registrada	Engie Energía Chile S.A.	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
Servicios	35	Registrada	Engie Energía Chile S.A.	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
Servicios	36	Registrada	Engie Energía Chile S.A.	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
Servicios	37	Registrada	Engie Energía Chile S.A.	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	

Denominación	Nº Solicitud	Fecha Solicitud	Nº Registro	Fecha Registro	Fecha Vencimiento	Tipo
IMA	1309708	17-12-18	1314736	17-01-20	17-01-30	Denominativa
IMA	1309712	17-12-18	1317093	25-02-20	25-02-30	Denominativa
IMA	1309713	17-12-18	1320764	23-04-20	23-04-30	Denominativa
ima	1309722	17-12-18	1303830	14-08-19	14-08-29	Mixta
ima	1309728	17-12-18	1300275	28-06-19	28-06-29	Mixta
ima	1309729	17-12-18	1305935	12-09-19	12-09-29	Mixta
ima	1309731	17-12-18	1309642	12-11-19	12-11-29	Mixta
ima	1309732	17-12-18	1300276	28-06-19	28-06-29	Mixta
ima	1309734	17-12-18	1381847	24-10-22	24-10-32	Mixta
ima	1309736	17-12-18	1314737	17-01-20	17-01-30	Mixta
ima	1309741	17-12-18	1317094	25-02-20	25-02-30	Mixta
ima	1309739	17-12-18	1320765	23-04-20	23-04-30	Mixta
T	811926	18-03-08	828494	29-05-08	29-05-28	Mixta
ELÉCTRICA MONTE REDONDO	1044242	31-01-13	1146160	17-12-14	17-12-34	Denominativa
ELÉCTRICA MONTE REDONDO	1044204	31-01-13	1146157	17-12-14	17-12-34	Denominativa
ELÉCTRICA MONTE REDONDO	1044205	31-01-13	1078843	12-02-14	12-02-34	Denominativa
ELÉCTRICA MONTE REDONDO	1044206	31-01-13	1146158	17-12-14	17-12-34	Denominativa
ELÉCTRICA MONTE REDONDO	1044207	31-01-13	1082035	26-02-14	26-02-34	Denominativa
ELÉCTRICA MONTE REDONDO	1044209	31-01-13	1154131	03-02-15	03-02-35	Denominativa
ELÉCTRICA MONTE REDONDO	1044211	31-01-13	1146159	17-12-14	17-12-34	Denominativa

Formulario	Clase(s)	Status	Titular	Holding	Imagen
Servicios	39	Registrada	Engie Energía Chile S.A.	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
Servicios	40	Registrada	Engie Energía Chile S.A.	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
Servicios	41	Registrada	Engie Energía Chile S.A.	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
Productos	07	Registrada	Engie Energía Chile S.A.	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
Productos	09	Registrada	Engie Energía Chile S.A.	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
Productos	11	Registrada	Engie Energía Chile S.A.	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
Servicios	35	Registrada	Engie Energía Chile S.A.	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
Servicios	36	Registrada	Engie Energía Chile S.A.	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
Servicios	37	Registrada	Engie Energía Chile S.A.	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
Servicios	39	Registrada	Engie Energía Chile S.A.	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
Servicios	40	Registrada	Engie Energía Chile S.A.	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
Servicios	41	Registrada	Engie Energía Chile S.A.	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
Servicios	39 40	Registrada	Engie Energía Chile S.A.	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
Productos	04	Registrada	Eólica Monte Redondo SpA	ENGIE	
Productos	07	Registrada	Eólica Monte Redondo SpA	ENGIE	
Productos	09	Registrada	Eólica Monte Redondo SpA	ENGIE	
Servicios	35	Registrada	Eólica Monte Redondo SpA	ENGIE	
Servicios	37	Registrada	Eólica Monte Redondo SpA	ENGIE	
Servicios	40	Registrada	Eólica Monte Redondo SpA	ENGIE	
Servicios	42	Registrada	Eólica Monte Redondo SpA	ENGIE	

Denominación	Nº Solicitud	Fecha Solicitud	Nº Registro	Fecha Registro	Fecha Vencimiento	Tipo
EMR	976952	28-10-11	987763	18-01-13	18-01-33	Denominativa
EMR	976953	28-10-11	1056309	12-11-13	12-11-33	Denominativa
EMR	976954	28-10-11	1181338	05-10-15	05-10-35	Denominativa
EMR	976956	28-10-11	987765	18-01-13	18-01-33	Denominativa
EMR	976957	28-10-11	987767	18-01-13	18-01-33	Denominativa
EMR	976958	28-10-11	987769	18-01-13	18-01-33	Denominativa
EMR	976959	28-10-11	988397	22-01-13	22-01-33	Denominativa
EÓLICA MONTE REDONDO	976945	28-10-11	1146147	17-12-14	17-12-34	Denominativa
EÓLICA MONTE REDONDO	976946	28-10-11	1143838	02-12-14	02-12-34	Denominativa
EÓLICA MONTE REDONDO	976947	28-10-11	1126791	17-09-14	17-09-34	Denominativa
EÓLICA MONTE REDONDO	976948	28-10-11	1146148	17-12-14	17-12-34	Denominativa
EÓLICA MONTE REDONDO	976949	28-10-11	987761	18-01-13	18-01-33	Denominativa
EÓLICA MONTE REDONDO	976950	28-10-11	1146149	17-12-14	17-12-34	Denominativa
EÓLICA MONTE REDONDO	976951	28-10-11	1143839	02-12-14	02-12-34	Denominativa
MONTE REDONDO	976960	28-10-11	1116816	04-08-14	04-08-34	Denominativa
MONTE REDONDO	976961	28-10-11	1164853	05-05-15	05-05-35	Denominativa
MONTE REDONDO	976962	28-10-11	1162238	10-04-15	10-04-35	Denominativa
MONTE REDONDO	976963	28-10-11	1116818	04-08-14	04-08-34	Denominativa
MONTE REDONDO	976964	28-10-11	987771	18-01-13	18-01-33	Denominativa
MONTE REDONDO	976965	28-10-11	1033723	23-08-13	23-08-33	Denominativa
MONTE REDONDO	976966	28-10-11	1116820	04-08-14	04-08-34	Denominativa

Formulario	Clase(s)	Status	Titular	Holding	Imagen
Productos	04	Registrada	Eólica Monte Redondo SpA	ENGIE	
Productos	07	Registrada	Eólica Monte Redondo SpA	ENGIE	
Productos	09	Registrada	Eólica Monte Redondo SpA	ENGIE	
Servicios	35	Registrada	Eólica Monte Redondo SpA	ENGIE	
Servicios	37	Registrada	Eólica Monte Redondo SpA	ENGIE	
Servicios	40	Registrada	Eólica Monte Redondo SpA	ENGIE	
Servicios	42	Registrada	Eólica Monte Redondo SpA	ENGIE	
Productos	04	Registrada	Eólica Monte Redondo SpA	ENGIE	
Productos	07	Registrada	Eólica Monte Redondo SpA	ENGIE	
Productos	09	Registrada	Eólica Monte Redondo SpA	ENGIE	
Servicios	35	Registrada	Eólica Monte Redondo SpA	ENGIE	
Servicios	37	Registrada	Eólica Monte Redondo SpA	ENGIE	
Servicios	40	Registrada	Eólica Monte Redondo SpA	ENGIE	
Servicios	42	Registrada	Eólica Monte Redondo SpA	ENGIE	
Productos	04	Registrada	Eólica Monte Redondo SpA	ENGIE	
Productos	07	Registrada	Eólica Monte Redondo SpA	ENGIE	
Productos	09	Registrada	Eólica Monte Redondo SpA	ENGIE	
Servicios	35	Registrada	Eólica Monte Redondo SpA	ENGIE	
Servicios	37	Registrada	Eólica Monte Redondo SpA	ENGIE	
Servicios	40	Registrada	Eólica Monte Redondo SpA	ENGIE	
Servicios	42	Registrada	Eólica Monte Redondo SpA	ENGIE	

Denominación	Nº Solicitud	Fecha Solicitud	Nº Registro	Fecha Registro	Fecha Vencimiento	Tipo
	809737	29-02-08	847321	27-02-18	27-02-28	Etiqueta
	809736	29-02-08	838560	09-01-09	27-02-28	Etiqueta
GASODUCTO NOR ANDINO	942751	01-03-11	917542	22-06-21	22-06-31	Denominativa
GASODUCTO NOR ANDINO	943489	08-03-11	917823	30-05-21	30-05-31	Denominativa
TRACTEBEL	1178585	16-11-15	1221528	20-09-16	20-09-26	Mixta
TRACTEBEL	1178586	16-11-15	1221529	20-09-16	20-09-26	Mixta
TRACTEBEL	1178587	16-11-15	1221530	20-09-16	20-09-26	Mixta
TRACTEBEL	1178590	16-11-15	1221531	20-09-16	20-09-26	Mixta
CTH	848565	17-12-08	872006	07-01-10	07-01-30	Denominativa
HORNITOS	848566	17-12-08	872007	07-01-10	07-01-30	Denominativa
TEN	1375329	23-09-20	1357976	28-10-21	28-10-31	Mixta
TEN	1375330	23-09-20	1344535	11-05-21	11-05-31	Mixta
TEN	1375354	23-09-20	1359543	25-11-21	25-11-31	Mixta
TEN	1375355	23-09-20	1341825	06-04-21	06-04-31	Mixta
TEN	1162942	20-07-15	1232831	05-01-17	05-01-27	Denominativa
TEN	1162940	20-07-15	1211970	07-07-16	07-07-26	Mixta
TEN UNA EMPRESA RED ELÉCTRICA INTERNACIONAL	1375356	23-09-20	1357977	28-10-21	28-10-31	Mixta
TEN UNA EMPRESA RED ELÉCTRICA INTERNACIONAL	1375331	23-09-20	1344536	11-05-21	11-05-31	Mixta
TEN UNA EMPRESA RED ELÉCTRICA INTERNACIONAL	1375332	23-09-20	1380805	30-09-22	30-09-32	Mixta
TEN UNA EMPRESA RED ELÉCTRICA INTERNACIONAL	1375333	23-09-20	1341824	06-04-21	06-04-31	Mixta

Formulario	Clase(s)	Status	Titular	Holding	Imagen
Productos	04	Registrada	GASODUCTO NORANDINO SPA	ENGIE	
Servicios	39	Registrada	GASODUCTO NORANDINO SPA	ENGIE	
Servicios	39	Registrada	GASODUCTO NORANDINO SPA	ENGIE	
Productos	04	Registrada	GASODUCTO NORANDINO SPA	ENGIE	
Servicios	35	Registrada	GDF Suez	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
Servicios	36	Registrada	GDF Suez	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
Servicios	42	Registrada	GDF Suez	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
Servicios	45	Registrada	GDF Suez	ENGIE Cabinet Germain & Maureau (Paris)	
Servicios	37 39 40 42	Registrada	Inversiones Hornitos S.A.	ENGIE	
Servicios	37 39 40 42	Registrada	Inversiones Hornitos S.A.	ENGIE	
Servicios	37	Registrada	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	ENGIE	
Servicios	39	Registrada	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	ENGIE	
Servicios	40	Registrada	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	ENGIE	
Servicios	42	Registrada	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	ENGIE	
Servicios	37 39 40 42	Registrada	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	ENGIE	
Servicios	37 39 40 42	Registrada	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	ENGIE	
Servicios	37	Registrada	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	ENGIE	
Servicios	39	Registrada	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	ENGIE	
Servicios	40	Registrada	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	ENGIE	
Servicios	42	Registrada	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	ENGIE	

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	
	Nacional	Extranjero	Nacional	Extranjero	Nacional	Extranjero
(i) Número de facturas pagadas: el número de facturas pagadas durante el año a proveedores por cada uno de los rangos ya señalados.	39.842	735	593	96	674	107
(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.	1.483.134	651.150	11.439	15.660	12.000	9.660
(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	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.	2.460	114	160	41	200	60

Ítem	2025
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	MÉTRICA 2025
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 (%)	(1) 3.620.783 tCO ₂ eq
	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	Total Alcance 2 (Market-based) = 23.725 tCO ₂ eq Total Alcance 2 (Location-based) = 24.411 tCO ₂ eq
	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	En ENGIE Energía Chile hemos iniciado la transición energética del país mediante el plan de descarbonización que lanzamos en 2019. Este proceso considera el reemplazo de aproximadamente 1,5 GW de capacidad térmica a carbón por cerca de 2 GW de capacidad renovable y sistemas de almacenamiento de energía, contribuyendo a una matriz más sostenible y resiliente. La medición de nuestra huella de carbono se realiza conforme al Protocolo GEI (GHG Protocol) y la norma ISO 14064. Hasta 2023, la desconexión progresiva de nuestras unidades a carbón permitió reducir la intensidad de emisiones de Alcance 1 y de contaminantes atmosféricos en general, acercándonos a nuestra meta de carbono neutralidad al 2045. Sin embargo, en los últimos 2 años se registraron aumentos. Primero, en 2024 se registró un aumento de emisiones directas (Alcance 1), debido al retorno a operación de unidades que durante 2023 permanecieron en mantenimiento. Segundo, en 2025, se observó un nuevo incremento excepcional en las emisiones de GEI, explicado principalmente por un mayor despacho de carbón. Esto respondió a diversos factores, entre ellos los requerimientos del Coordinador Eléctrico Nacional para resguardar la estabilidad del sistema eléctrico y los efectos del apagón de febrero, que incrementaron las exigencias de inercia y elevaron la generación de base. En este contexto, las emisiones asociadas a la generación a carbón aumentaron cerca de 90% interanual, mientras que la generación a gas se mantuvo estable, resultando en un alza total de 58% en las emisiones de Alcance 1. Asimismo, las unidades a carbón más antiguas (CTA/CTH) incrementaron su producción en aproximadamente 6%. Para 2026, proyectamos una disminución relevante de emisiones como resultado de la desconexión de CTM1 y CTM2 al 31 de diciembre de 2025 y de la conversión de IEM a gas, lo que en conjunto representa 693 MW de capacidad que dejarán de depender del carbón.
	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 (%)	0
Calidad del aire	IF-EU-120a.1	Emisiones a la atmósfera de los siguientes contaminantes: 1) NOx (excepto el N ₂ O), 2) SOx, 3) material particulado (PM ₁₀), 4) plomo (Pb) y 5) mercurio (Hg); el porcentaje de cada uno de ellos en o cerca de zonas densamente pobladas.	Cuantitativo	NOx toneladas métrica (t), porcentaje (%)	3407,4
				SOx toneladas métrica (t), porcentaje (%)	2478,8
				PM toneladas métrica (t), porcentaje (%)	71,3
				PB toneladas métrica (t), porcentaje (%)	Las operaciones de ENGIE Chile S.A. no emiten plomo.
				Hg toneladas métrica (t), porcentaje (%)	15,8

TEMA	CÓDIGO	PARÁMETRO DE CONTABILIDAD	CATEGORÍA	UNIDAD DE MEDIDA	MÉTRICA 2025
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	(1) Total de agua extraída.	833.933.002 m3
				2) Total de agua consumida,	1.424.976 m3
				Porcentaje de cada una en regiones con un estrés hídrico inicial alto o extremadamente alto.	No se cuenta con ese dato.
	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	En nuestros procesos productivos utilizamos principalmente agua de mar, que luego se reintegra. Contamos con sistema de monitoreo que nos permiten asegurar que el agua que devolvemos no sobrepase los 30°C, de acuerdo a los requerimientos legales. El agua dulce la utilizamos para consumo humano y lo proveen las empresas sanitarias. En el marco de la normativa de vertidos de fuentes, las aguas descargadas al mar no pueden superar los 30 °C. En ENGIE Energía Chile, contamos con un sistema de mediciones semanales de temperatura del agua en los pozos de descarga que es informado a las autoridades ambientales. La totalidad de nuestras unidades, cumplen con los límites establecidos en el DS90/2000.
Gestión de las cenizas del carbón	IF-EU-150a.1	1) Cantidad de residuos generados por la combustión del carbón (RCC) 2) porcentaje reciclado.	Cuantitativo	Toneladas métricas (t)	220.076,23
				Porcentaje (%)	6,31%
	IF-EU-150a.3	Descripción de las políticas y procedimientos de gestión de productos de combustión de carbón (PCC) para operaciones activas e inactivas.	Debate y Análisis	Número	Nuestra compañía dispone sus cenizas en dos vertederos autorizados, los cuales presentan un bajo potencial de riesgo y una integridad estructural satisfactoria. Estos reciben cenizas provenientes de nuestros complejos termoeléctricos de Tocopilla y Mejillones. En el marco de nuestro proceso de transición energética, la totalidad de las unidades a carbón en Tocopilla fueron desconectadas, por lo que este vertedero recibió su última disposición de cenizas en 2022. Por su parte, el complejo de Mejillones ha iniciado el proceso de cierre y reconversión de sus unidades a carbón hacia gas, lo que permitirá que la disposición de cenizas disminuya progresivamente hasta llegar a cero. Considerando que ambos vertederos aún se encuentran en vida útil, estamos evaluando solicitar la autorización para la disposición de otros residuos no peligrosos, teniendo en cuenta los desafíos técnicos, ambientales y operacionales asociados al desmantelamiento de las unidades ya desconectadas.
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 industrial, los contratos se encuentran afectos a obligaciones de confidencialidad.
	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 Energía Chile S.A. 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), (2) tasa de mortalidad y (3) tasa de frecuencia de cuasi accidentes (NMFR).	Cuantitativo	Velocidad	1) 0,29
					2) 0
					3) 0,10

TEMA	CÓDIGO	PARÁMETRO DE CONTABILIDAD	CATEGORÍA	UNIDAD DE MEDIDA	MÉTRICA 2025
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.
	IF-EU-420a.2	Porcentaje de carga eléctrica suministrada con tecnología de red eléctrica inteligente.	Cuantitativo	Porcentaje % por megavatios hora (MWh)	No aplica.
	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)	No aplica.
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 Energía Chile S.A. no cuenta con activos de generación nuclear.
	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 Energía Chile S.A. no cuenta con activos de generación nuclear.
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	No aplica.
	IF-EU-550a.2	(1) Índice de duración de la interrupción media del sistema (SAIDI), (2) Índice de frecuencia de la interrupción media del sistema (SAIFI), y (3) Índice de duración de la interrupción media del cliente (CAIDI), que incluye los días en los que se produzcan sucesos graves.	Cuantitativo	Minutos, número	No aplica.

PARÁMETROS DE ACTIVIDAD

CÓDIGO	PARÁMETROS DE ACTIVIDAD	CATEGORÍA	UNIDAD DE MEDIDA	RESPUESTAS
IF-EU-000.A	Número de: clientes (1) residenciales, (2) comerciales e (3) industriales atendidos.	Cuantitativo	Número	
	Clientes residenciales.			1) 0 residenciales.
	Clientes comerciales.			2) 0 comerciales.
	Clientes industriales.			3) 154 industriales.
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)	3) 12.799.000
IF-EU-000.C	Longitud de las líneas de transmisión y distribución.	Cuantitativo	Kilómetros (Km)	2.002 km + 300 km correspondientes al 50% de las líneas de TEN (600 km total).
IF-EU-000.D	1) Total de electricidad generada 2) porcentaje por principal fuente de energía 3) porcentaje en los mercados regulados.	Cuantitativo	1) Total de electricidad generada. Megavatios hora (MWh)	7.052.000 MWh (generación neta).
			2) porcentaje por principal fuente de energía	
	Carbón.		Carbón.	45%
	Gas.		Gas.	24%
	Energías renovables.		Energías renovables.	31%
	Diesel.		Diesel.	0%
			3) porcentaje en los mercados regulados.	No se publica este dato.
IF-EU-000.E	Total de electricidad comprada al por mayor.	Cuantitativo	Megavatios hora (MWh)	5.851.000

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	153
	2-2 Entidades incluidas en la presentación de informes de sostenibilidad	ENGIE Energía Chile S.A y sus subsidiarias.
	2-3 Periodo objeto del informe, frecuencia y punto de contacto	La Compañía reporta su memoria integrada con una frecuencia anual. El presente informe corresponde a la gestión anual 2025. Nuestro contacto es Melanie Wildener, Country Chief Sustainability Officer & Head ESG de (melanie.wildener@engie.com)
	2-4 Actualización de la información	No existen cambios significativos en la Compañía. A nivel organización, se crearon se crearon y fusionaron algunas gerencias que ya estaban operativas. Estos cambios fueron informados oportunamente. Más información pág. 122.
	2-5 Verificación externa	174
	2-6 Actividades, cadena de valor y otras relaciones comerciales; por horas no garantizadas, a tiempo completo; a tiempo parcial.	
	2-7 Empleados	74-212
	2-8 Trabajadores que no son empleados	
	2-9 Estructura de gobernanza y composición	122
	2-10 Designación y selección del máximo órgano de gobierno	127
	2-11 Presidente del máximo órgano de gobierno	El presidente del Directorio no ocupa un cargo ejecutivo en ENGIE Energía Chile S.A. Si ocupa un cargo en el Grupo ENGIE, principal accionista de la Compañía. Entre varias medidas, de acuerdo a la legislación chilena, para evitar los conflictos de interés en la toma de decisiones, las operaciones con empresas relacionadas son aprobadas por el Comité de Directores, cuyos integrantes son independientes. Más Información pág. 127.
	2-12 Función del máximo órgano de gobierno en la supervisión de la gestión de los impactos	130
	2-13 Delegación de la responsabilidad de gestión de los impactos	El Directorio delega en la alta administración, encabezada por el Gerente General, la gestión de los impactos de la Compañía.
	2-14 Función del máximo órgano de gobierno en la presentación de informes de sostenibilidad	Al Directorio le corresponder aprobar los contenidos y publicación de la Memoria Integrada Anual de la Compañía.
	2-15 Conflictos de interés	124
	2-16 Comunicación de inquietudes críticas	
	2-17 Conocimientos colectivos del máximo órgano de gobierno	130
	2-18 Evaluación del desempeño del máximo órgano de gobierno	131
	2-19 Políticas de remuneración	89

ESTÁNDAR GRI / OTRA FUENTE	CONTENIDO	PÁGINAS/COMENTARIOS
CONTENIDOS GENERALES		
GRI 2: Contenidos generales 2021	2-20 Proceso para determinar la remuneración	89
	2-21 Ratio de compensación total anual	
	2-22 Declaración sobre la estrategia de desarrollo sostenible	34 a 36
	2-23 Compromisos y políticas	83
	2-24 Incorporación de los compromisos y políticas	121-1240
	2-25 Procesos para remediar los impactos negativos	177 a 179
	2-26 Mecanismos para solicitar asesoramiento y plantear inquietudes	
	2-27 Cumplimiento de la legislación y las normativas	125
	2-28 Afiliación a asociaciones	61
	2-29 Enfoque para la participación de los grupos de interés	60 a 61
	2-30 Convenios de negociación colectiva	80

ESTÁNDAR	CONTENIDO	UBICACIÓN/PÁGINAS
PERFORMANCE		
INDICADOR ENGIE AVANCE PLAN DE DESCARBONIZACIÓN	3-3 Gestión de los temas materiales	175 a 179
	(*) EE-1 Incorporación nuevos proyectos de energías renovables	13-22-30-31-48
	(*) EE-2 Cierre de unidades	22-30-31
PERSONAS		
SALUD Y SEGURIDAD EN EL TRABAJO	SALUD Y SEGURIDAD EN EL TRABAJO	
	3-3 Gestión de los asuntos materiales	96
	403-1 Sistema de gestión de la salud y la seguridad en el trabajo	96 a 101
	403-2 Identificación de peligros, evaluación de riesgos e investigación de incidentes	96 a 101
	403-4 Participación de los trabajadores, consultas y comunicación sobre salud y seguridad en el trabajo	96 a 101
CONDICIONES	GRI 401: Empleo	
	3.3 Gestión de los asuntos materiales	73
	401-1 Nuevas contrataciones de empleados y rotación de personal	213
	401-2 Prestaciones para los empleados a tiempo completo que no se dan a los empleados a tiempo parcial o temporales	82
	401-3 Permiso parental	213
	GRI 404: Formación y enseñanza	
	404-1 Media de horas de formación al año por empleado	214

(*) Indicador propio

ESTÁNDAR	CONTENIDO	UBICACIÓN/PÁGINAS
PERSONAS		
ABASTECIMIENTO SOSTENIBLE	GRI 204: Proveedores	
	3.3 Gestión de los asuntos materiales	91
	204-1 Proporción de gasto en proveedores locales	91
	(*) EE-3 % de las compras totales que corresponde a proveedores analizados bajo criterios de sostenibilidad	91
DIVERSIDAD E INCLUSIÓN	GRI 405: Diversidad e igualdad de Oportunidades	
	3.3 Gestión de los asuntos materiales	85 a 88
	405-1 Diversidad de órganos de gobierno y empleados	127
	405-2 Relación entre salario base y remuneración de mujeres y de hombres	89
	Indicador Gestión Territorial	
	3.3 Gestión de los asuntos materiales	54
	(*) EE-4 Promoción del empleo local y el emprendimiento	69 a 71
PLANETA		
EMISIONES DE GEI	GRI 305: Emisiones 2016	
	3-3 Gestión de los asuntos materiales	106
	305-1 Emisiones Directas (alcance 1)	107
	305-2 Emisiones indirectas de GEI al generar energía (alcance 2)	107
	305-3 Otras emisiones indirectas de GEI (alcance 3)	107
	305-4 Intensidad de las emisiones de GEI	107
	305-5 Reducción de las emisiones de GEI	107
	305.7 Óxidos de nitrógeno (NOX), óxidos de azufre (SOX) y otras emisiones significativas al aire	205
BIODIVERSIDAD	GRI 304: Biodiversidad	
	3-3 Gestión de los asuntos materiales	110
	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	113 a 117
	304-2 Impactos significativos de las actividades, productos y servicios en la biodiversidad	115 a 117
	304-3 Hábitats protegidos o restaurados	115 a 117
	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	112 -117

ESTÁNDAR	CONTENIDO	UBICACIÓN/PÁGINAS
PLANETA		
RESIDUOS	GRI 306: Residuos	
	3-3 Gestión de los asuntos materiales	108
	306-1 Generación de residuos e impactos significativos relacionados con los residuos	108 a 109
	306-2 Gestión de impactos significativos relacionados con los residuos	108 a 109
	306-3 Residuos generados	108 a 109
	306-4 Residuos no destinados a eliminación	108 a 109
	306-5 Residuos destinados a eliminación	108 a 109
AGUA	GRI 303: AGUA	
	3-3 Gestión de los asuntos materiales	118
	303-1 Interacción con el agua como recurso compartido	118
	303-2 Gestión de los impactos relacionados con el vertido de agua	118
	303.3 Extracción del Agua	118
	303-4 Vertidos	118
	303-5 Consumo de agua	118
GOBERNANZA		
GOBERNANZA	GOBERNANZA	
	3.3 Gestión de la Ética	
	EE-5 Ejecución Plan Anual de Capacitación en ética	126
	EE-6 Aplicación de procesos de debida diligencia para las nuevas contrataciones	124
	GRI 206: Competencia desleal 2016	
	206-1 Acciones jurídicas relacionadas con la competencia desleal y las prácticas monopólicas y contra la libre competencia	171
	GRI 205: Anticorrupción 2016	
	205-2 Comunicación y formación	126

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	31	5					31	5		
Total	36						36			
Región de Tarapacá	19	2					19	2		
Total	21						21			
Región de Antofagasta	411	67					411	67		
Total	478						478			
Región de Atacama	5	0					5	0		
Total	5						5			
Región de Coquimbo	8	0					8	0		
Total	8						8			
Región de Valparaíso										
Total										
Región Metropolitana	318	221					318	221		
Total	539						539			
Región de O'Higgins										
Total										
Región del Maule										
Total										
Región del Biobío	8	2					8	2		
Total	10						10			
Región de Ñuble	4	1					4	1		
Total	5						5			
Región de La Araucanía	0	1					0	1		
Total	1						1			
Región de Los Ríos										
Total										
Región de Los Lagos	5	0					5	0		
Total	5						5			
Región de Aysén										
Total										
Región de Magallanes										
Total										
Total	809	299					809	299		

401-1 NUEVAS CONTRATACIONES

Región	Nuevos empleados por género		Nuevos empleados por rangos de edad			Total de nuevas contrataciones en 2025
	Hombres	Mujeres	Menores de 30 años	Entre 30 y 50 años	Mayores de 50 años	
Región de Arica y Parinacota	7			6	1	14
Región de Tarapacá	1	1	1	1	4	3
Región de Antofagasta	32	15	11	32	4	94
Región de Atacama					0	1
Región de Coquimbo	6			6	12	1
Región de Valparaíso					0	0
Región Metropolitana	49	34	20	62	1	166
Región de O'Higgins					0	0
Región del Maule					0	0
Región del Biobío		1		1	2	0
Región de Ñuble	2			1	1	4
Región de La Araucanía					0	0
Región de Los Ríos					0	0
Región de Los Lagos	2			2	4	4
Región de Aysén					0	0
Región de Magallanes					0	0
Total	99	51	32	111	7	300

401-3 PERMISO PARENTAL

Ítem	2025		
	Hombres	Mujeres	Total
Empleados que han tenido derecho al permiso parental, por género.	17	11	28
Empleados que se han acogido al permiso parental, por género.	17	11	28
Empleados que han regresado al trabajo en el periodo objeto del informe después de terminar el permiso parental, por género.	17	8	25
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.	17	8	25
Empleados que han regresado al trabajo en el periodo objeto del informe después de terminar el permiso parental, por género.	17	8	25
Tasas de regreso al trabajo y de retención de los empleados que se acogieron al permiso parental, por género.	1	0,73	

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					
	2024			2025		
	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total
Gerencia		52,9	49,4	43,1	58,9	46,8
Jefatura		47,6	38,3	67,6	64,7	67
Operario		5,9	6,2	39,6	18,8	38
Fuerza de Venta		9,8	88,8	48,4	24,8	38,3
Administrativo		33,2	24,6	20,6	59,3	48,7
Auxiliares		0	0	0	0	0
Otros técnicos		24,2	25,7	39,5	40,6	40
Otros profesionales		11,6	6,6	58,1	22	56,8
Total		31,4	23,6	49,3	46,2	48,4

404-2 PORCENTAJE DE EMPLEADOS QUE RECIBEN UNA EVALUACIÓN PERIÓDICA DE SU DESEMPEÑO

Categoría de cargo	Hombres	Mujeres	TOTAL
Gerencia		100%	100%
Jefatura		100%	100%
Operario		100%	100%
Fuerza de Venta		100%	100%
Administrativo		100%	100%
Auxiliares		100%	100%
Otros técnicos		100%	100%
Otros profesionales		100%	100%
Total		100%	100%

TOTAL DE PERSONAS CAPACITADAS EN EL AÑO

Género	2024	2025
Hombres	815	802
Mujeres	281	298
TOTAL	1096	1100

TOTAL ANUAL DE INVERSIÓN EN CAPACITACIÓN (US\$ MILES)

2024	2025
US\$ 970 mil	US\$ 724,3 mil

RELACIONES LABORALES

SINDICALIZACIÓN

Sindicalización	2024	2025
Número de sindicatos	7	7
% sindicalizados	66,50%	69,49%
Cobertura de los convenios colectivos (número de personas)	1091	1098
Número de años sin huelga	20	21

PARTICIPACIÓN DE SINDICATOS POR GBU

Sindicatos (Identificación)	GBS	FlexGen	NET	R&B	S&EM	T&G
Sindicato 1	0,00%	22,88%	1,09%	6,51%	4,92%	0,00%
Sindicato 2	7,89%	11,29%	14,67%	5,03%	1,64%	4,17%
Sindicato Edel Arica.Par	13,16%	0,00%	4,89%	8,88%	0,00%	1,19%
Sindicato Edelnor S.A.	21,05%	13,79%	2,17%	4,73%	8,20%	10,71%
Sindicato Ing. Eje.	7,89%	3,13%	27,72%	23,08%	36,07%	8,93%
Sindicato Supervisores	5,26%	18,18%	11,41%	17,46%	14,75%	10,12%
Sindicato Trab. Edel II R	0,00%	18,81%	15,22%	0,59%	0,00%	1,79%



09

ESTADOS FINANCIEROS

217 Estados financieros

323 Informe del auditor independiente

328 Declaración de responsabilidad

Índice

Estados de Situación Financiera Consolidados Clasificado.....	221
Estados de Resultados Integrales Consolidados por Función.....	223
Otros Resultados Integrales Consolidados.....	224
Estados de Flujo de Efectivo – Directo.....	225
Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado Neto.....	227
NOTA 1 – INFORMACIÓN GENERAL.....	229
NOTA 2 – BASES DE PRESENTACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS.....	229
2.1 Bases de Preparación	229
2.2 Nuevas normas IFRS, Interpretaciones y Enmiendas del Comité de Interpretaciones de IFRS	230
2.3 Responsabilidad de la Información, Juicios y Estimaciones Realizadas.....	233
2.4 Entidades Filiales.....	234
2.5 Inversiones Contabilizadas por el Método de la Participación.....	234
2.6 Principios de Consolidación.....	235
2.7 Cambios en las políticas contables materiales.....	235
2.8 Moneda Funcional y de Presentación.....	235
2.9 Periodo Contable.....	235
2.10 Conversión de Moneda Extranjera	236
NOTA 3 – CRITERIOS CONTABLES APLICADOS.....	236
3.1 Propiedades, Plantas y Equipos.....	236
3.2 Combinación de Negocio y Plusvalía.....	237
3.3 Otros Activos No Financieros No Corrientes.....	238
3.4 Activos Intangibles.....	238
3.5 Deterioro de Activos.....	239
3.6 Activos arrendados.....	239
3.7 Instrumentos Financieros.....	240
3.8 Inventarios.....	246
3.9 Activos No Corrientes Mantenidos para la Venta y Actividades Interrumpidas.....	247
3.10 Provisiones.....	247
3.11 Clasificación del Valor Corriente y No Corriente.....	247
3.12 Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos.....	248
3.13 Reconocimiento de Ingresos y Gastos.....	249

3.14 Ganancia (Pérdida) por Acción.....	249
3.15 Dividendos.....	249
3.16 Efectivo y Equivalentes al Efectivo.....	250
3.17 Segmentos de Operación.....	250
3.18 Pasivos y Activos Contingentes.....	250
NOTA 4 – REGULACION SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	251
4.1 Descripción del Negocio.....	251
4.2 Información de Regulación y Funcionamiento del Sistema Eléctrico.....	251
4.3 Tipos de clientes.....	251
4.4 Principales Activos.....	252
4.5 Energías Renovables.....	252
NOTA 5 – REORGANIZACIONES SOCIETARIAS.....	253
5.1 Adquisición de filiales.....	253
NOTA 6 – EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.....	253
6.1 Disponible.....	253
6.2 Depósitos a Plazo.....	253
6.3 Efectivo y Equivalentes al Efectivo.....	255
NOTA 7 – OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.....	255
NOTA 8 – OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS CORRIENTES.....	256
NOTA 9 – CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.....	256
9.1 Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes.....	257
9.2 Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes.....	257
NOTA 10 – CUENTAS POR COBRAR, CUENTAS POR PAGAR Y TRANSACCIONES CON ENTIDADES RELACIONADAS.....	260
10.1 Remuneración de Personal Clave de la Gerencia.....	260
10.2 Personal Clave de la Gerencia.....	261
10.3 Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente.....	261
10.4 Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente.....	262
10.5 Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes.....	262
10.6 Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, No Corrientes.....	262
10.7 Transacciones con Entidades Relacionadas.....	263

NOTA 11 – INVENTARIOS CORRIENTES.....	265
NOTA 12 – IMPUESTOS CORRIENTES.....	266
NOTA 13 – OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS, NO CORRIENTE.....	266
NOTA 14 – INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL METODO DE LA PARTICIPACIÓN.....	267
NOTA 15 – ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE PLUSVALÍA.....	268
NOTA 16 – PLUSVALÍA.....	269
NOTA 17 – PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS.....	270
NOTA 18 – ACTIVOS POR DERECHO DE USO.....	276
NOTA 19 – IMPUESTOS DIFERIDOS.....	277
19.1 Los activos por impuestos diferidos al cierre incluyen los siguientes conceptos:.....	278
19.2 Los pasivos por impuestos diferidos al cierre incluyen los siguientes conceptos:.....	279
19.3 Conciliación Tasa Efectiva.....	280
19.4 Resultado Tributario de las Filiales Nacionales al término del periodo.....	281
NOTA 20 – OTROS PASIVOS FINANCIEROS.....	281
NOTA 21 – DERIVADOS Y OPERACIONES DE COBERTURA.....	286
NOTA 22 – PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS.....	289
NOTA 23 – GESTION DE RIESGOS.....	290
23.1 Riesgos de Mercado.....	291
23.2 Riesgo de Precio de Acciones.....	293
23.3 Riesgo de Precio de Combustibles.....	293
23.4 Riesgo de Crédito.....	294
23.5 Activos Financieros y Derivados.....	295
23.6 Riesgo de Liquidez.....	295
23.7 Seguros.....	295
23.8 Clasificación de Riesgo.....	296
NOTA 24 – CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.....	296
NOTA 25 – PROVISIONES CORRIENTES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.....	298
NOTA 26 – OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.....	298
NOTA 27 – OTRAS PROVISIONES NO CORRIENTES.....	299
NOTA 28 – PROVISIONES NO CORRIENTES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.....	300

NOTA 29 – PATRIMONIO.....	300
29.1 Política de Dividendos.....	301
29.2 Gestión de Capital.....	301
NOTA 30 – INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.....	302
NOTA 31 – COSTOS DE VENTA.....	303
NOTA 32 – OTROS INGRESOS Y EGRESOS DE LA OPERACIÓN.....	304
NOTA 33 – GASTOS DE ADMINISTRACIÓN.....	304
NOTA 34 – GASTOS DEL PERSONAL.....	305
NOTA 35 – OTROS GASTOS (INGRESOS).....	305
NOTA 36 – INGRESOS FINANCIEROS.....	306
NOTA 37 – COSTOS FINANCIEROS.....	306
NOTA 38 – DIFERENCIAS DE CAMBIO.....	307
NOTA 39 – GANANCIA POR ACCIÓN.....	308
NOTA 40 – GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS.....	309
40.1 Garantías Directas.....	309
40.2 Garantías Indirectas.....	310
40.3 Cauciones Obtenidas de Terceros.....	310
40.4 Restricciones.....	313
40.5 Otras Contingencias.....	315
NOTA 41 – DOTACIÓN.....	317
NOTA 42 – SANCIONES.....	317
NOTA 43 – MEDIO AMBIENTE.....	317
NOTA 44 – INFORMACION FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES.....	318
NOTA 45 – HECHOS POSTERIORES.....	319
ANEXO 1 – SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENGIE ENERGIA CHILE S.A.....	319
ANEXO 2 – DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA.....	320

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS CLASIFICADO.

Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, expresados en miles de dólares estadounidenses.

Activos	Nota	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
Activos Corrientes			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	87.080	498.643
Otros activos financieros corrientes	7-21	11.768	11.941
Otros activos no financieros corrientes	8	236.805	215.982
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	9	315.875	217.775
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	10	699	2.859
Inventarios corrientes	11	50.396	124.635
Activos por impuestos corrientes, corriente	12	8.102	8.676
Activos Corrientes, Total		710.725	1.080.511
Activos No Corrientes			
Otros activos financieros no corrientes	7-21	64.206	27.065
Otros activos no financieros no corrientes	13	62.940	65.122
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	9	0	90.892
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	10	18.730	17.400
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	14	134.385	138.968
Activos intangibles distintos de la plusvalía	15	124.646	130.631
Plusvalía	16	32.784	32.784
Propiedades, planta y equipo	17	3.907.037	2.969.246
Activos por derecho de uso	18	112.108	117.120
Activos por impuestos diferidos	19	50.206	51.041
Activos No Corrientes, Total		4.507.042	3.640.269
Activos, Total		5.217.767	4.720.780

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados.

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS CLASIFICADO.

Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, expresados en miles de dólares estadounidenses.

Patrimonio y Pasivos	Nota	31-12-2025 KUSD	31-12-2024 KUSD
Pasivos Corrientes			
Otros pasivos financieros corrientes	20-21	177.401	287.363
Pasivos por arrendamientos corrientes	22	4.743	4.311
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	24	353.409	270.424
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	10	53.157	45.240
Pasivos por impuestos corrientes	12	643	0
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	25	26.776	34.572
Otros pasivos no financieros corrientes	26	7.773	7.973
Pasivos Corrientes, Total		623.902	649.883
Pasivos No Corrientes			
Otros pasivos financieros no corrientes	20-21	2.287.030	2.152.132
Pasivos por arrendamientos no corrientes	22	91.787	87.532
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	10	45.617	47.854
Otras provisiones no corrientes	27	268.737	187.074
Pasivo por impuestos diferidos	19	167.762	31.348
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	28	81	78
Otros pasivos no financieros no corrientes	26	82	82
Pasivos, No Corrientes, Total		2.861.096	2.506.100
Total Pasivos		3.484.998	3.155.983
Patrimonio			
Capital Emitido		1.043.728	1.043.728
Ganancias (pérdidas) acumuladas		282.954	126.967
Otras Reservas	29	406.087	394.102
Patrimonio Neto Atribuible a los Propietarios de la Controladora		1.732.769	1.564.797
Patrimonio Total		1.732.769	1.564.797
Patrimonio y Pasivos, Total		5.217.767	4.720.780

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 2025 y 2024, expresados en miles de dólares estadounidenses.

Estado Consolidado de Resultados Integrales por Función	Nota	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
Ingresos de actividades ordinarias	30	2.076.554	1.836.464
Costo de ventas	31	(1.559.360)	(1.433.175)
Ganancia bruta		517.194	403.289
Otros ingresos	32	24.025	20.189
Gastos de administración	33	(59.286)	(57.123)
Otros gastos o ingresos, por función	35	(25.561)	(463)
Ganancia (pérdida) ctividades de operación		456.372	365.892
Ingresos financieros	36	21.361	83.161
Costos financieros	37	(142.072)	(130.907)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	14	6.479	5.533
Diferencias de cambio	38	12.522	(12.474)
Ganancia (pérdida), antes de Impuesto		354.662	311.205
(Gasto) ingreso por impuestos, operaciones continuadas	19	(131.823)	(82.914)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones Continuidadas		222.839	228.291
Ganancia, atribuible a:			
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora		222.839	228.291
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras		0	0
Ganancias por Acción:			
Ganancia (pérdida)		222.839	228.291
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	39	USD 0,212	USD 0,217

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados.

OTROS RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS.

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2025 y 2024, expresados en miles de dólares estadounidenses.

Otro resultado integral	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
Ganancia (pérdida)	222.839	228.291
Coberturas del flujo de efectivo		
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	20.509	3.763
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	(8.524)	1.144
Otro resultado integral	11.985	4.907
Resultado Integral	234.824	233.198
Resultado Integral atribuible a:		
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	234.824	233.198
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras	0	0
Resultado Integral Total	234.824	233.198

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 2025 y 2024, expresados en miles de dólares estadounidenses.

Estado Consolidado de Flujo de Efectivo - Directo	Nota	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 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		2.425.853	2.451.687
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(1.467.891)	(1.584.169)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(92.409)	(78.886)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(35.830)	(37.613)
Otros pagos por actividades de operación		(555)	(267)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) operaciones			
Intereses pagados, clasificados como actividades de operación		(95.016)	(116.307)
Intereses recibidos, clasificados como actividades de operación		244	1.115
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación		(11.495)	(28.988)
Otras entradas (salidas) de efectivo, clasificados como actividades de operación		(33.148)	(31.088)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación		689.753	575.514

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 2025 y 2024, expresados en miles de dólares estadounidenses.

Estado Consolidado de Flujo de Efectivo - Directo	Nota	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Otros pagos para adquirir participaciones en negocios conjuntos		0	(1.192)
Compras de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		(1.052.936)	(655.228)
Intereses recibidos		13.626	17.553
Pagos derivados de contratos de futuro, a término de opciones y permuta financiera		(225.290)	(187.687)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		226.660	175.856
Otras entradas (salidas) de Efectivo		(117)	0
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(1.038.057)	(650.698)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		222.012	825.118
Pagos de préstamos		(230.381)	(550.522)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros		(3.038)	(3.522)
Dividendos pagados		(53.671)	0
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(65.078)	271.074
Incremento (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(413.382)	195.890
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		1.819	1.426
Incremento (disminución) de efectivo y equivalentes al efectivo		(411.563)	197.316
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del período	6	498.643	301.327
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	6	87.080	498.643

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 2025, expresado en miles de dólares estadounidenses.

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto al 31 de diciembre de 2025	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 01-01-2025	1.043.728	394.102	0	126.967	1.564.797	0	1.564.797
Ganancia	0	0	0	222.839	222.839	0	222.839
Otros Resultados Integrales	0	11.985	0	0	11.985	0	11.985
Total Resultados Integrales	0	11.985	0	222.839	234.824	0	234.824
Dividendos	0	0	0	(66.852)	-66.852	0	-66852
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	0	0	0	0	0	0	0
Cambios en Patrimonio	0	11.985	0	155.987	167.972	0	167.972
Saldo Final Periodo Actual 31- 12-2025	1.043.728	406.087	0	282.954	1.732.769	0	1.732.769

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 (pérdida)	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 Periodo Anterior 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.

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 2025 fueron aprobados en el Directorio de la Sociedad el 28 de octubre de 2025. 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 27 de enero de 2026.

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 de Contabilidad de las Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el International Accounting Standards Board).

Los presentes estados financieros consolidados reflejan fielmente la situación financiera de ENGIE ENERGIA CHILE S.A. al 31 de diciembre de 2025 y 2024, 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 2025 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 21	Falta de intercambiabilidad	1 de enero de 2025

Las enmiendas a la IAS 21 *Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio de la Moneda Extranjera*, especifican cómo una entidad debe evaluar si una moneda es convertible y cómo debe determinar un tipo de cambio al contado cuando no existe convertibilidad. Las enmiendas también exigen la revelación de información que permita a los usuarios de sus estados financieros comprender cómo la falta de convertibilidad de una moneda a otra afecta, o se espera que afecte, el rendimiento financiero, la situación financiera y los flujos de efectivo de la entidad.

Las enmiendas entran en vigencia para los ejercicios anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2025. Al aplicar las enmiendas, no está permitido reexpresar la información comparativa.

La enmienda es aplicable por primera vez en 2025, 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
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
IAS 21	Conversión a una Moneda de Presentación Hiperinflacionaria - Enmiendas a la NIC 21	1 de enero de 2027
IFRS 7, IFRS 18, IAS 1, IAS 8, IAS 36 y IAS 37	Enmiendas a los Ejemplos Ilustrativos	No especificada
IFRS 10 e IAS 28	Estados Financieros Consolidados - venta o aportación de activos entre un inversor y su asociada o negocio conjunto	Por determinar

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

En mayo de 2024, IASB 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 IASB emitió las mejoras anuales a las IFRS que afectan IFRS 1, IFRS 7, IFRS 9, IFRS 10 y 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 referidos a la electricidad dependiente de la naturaleza

En diciembre de 2024, IASB emitió las enmiendas a IFRS 9 Instrumentos Financieros y a la IFRS 7 Instrumentos Financieros: Información a Revelar, relativos a los contratos referidos a la electricidad dependiente de la naturaleza que:

1. Aclaran la aplicación de los requisitos del concepto de “uso propio”.
2. Permiten la contabilidad de cobertura si estos contratos se utilizan como instrumentos de cobertura.
3. Agregan nuevos requisitos de revelaciones para permitir a los inversores entender el efecto de estos contratos en el desempeño financiero y los flujos de efectivo de una entidad.

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

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

IFRS 18 Presentación e Información a Revelar en los Estados Financieros

En abril de 2024, IASB emitió la IFRS 18, que sustituye a la IAS 1. Si bien se han incorporado varias secciones de la IAS 1 con cambios limitados, la IFRS 18 introduce nuevos requisitos de presentación en el estado de resultados, incluyendo totales y

subtotales específicos. También exige la revelación de las medidas de rendimiento definidas por la administración e incluye nuevos requisitos para la agregación y desagregación de la información financiera con base en las funciones identificadas de los estados financieros principales y las notas.

Se han realizado modificaciones de alcance limitado a la IAS 7 Estado de Flujos de Efectivo, y algunos requisitos previamente incluidos en la IAS 1 se han trasladado a la IAS 8, que ahora se denomina IAS 8 Bases de Preparación de los Estados Financieros.

La IFRS 18 y todas las modificaciones consiguientes entran en vigor para los ejercicios que comiencen a partir del 1 de enero de 2027, permitiéndose su aplicación anticipada. Se requiere su aplicación retroactiva.

A la fecha, la Sociedad no ha determinado los impactos derivados de su aplicación anticipada; no obstante, se espera realizar dicha evaluación durante el ejercicio 2026, con el fin de proporcionar información comparativa una vez que la norma entre en vigencia.

IFRS 19 Subsidiarias sin Obligación Pública de Rendir Cuentas: Información a Revelar

En mayo de 2024, IASB emitió la IFRS 19, que permite a las entidades elegibles optar por aplicar sus requisitos de revelación reducidos, a la vez que aplican los requisitos de reconocimiento, medición y presentación de otras **Normas de Contabilidad de las IFRS**. Para ser elegible, al final del período sobre el que se informa, una entidad debe ser una subsidiaria según se define en la IFRS 10, no puede rendir cuentas públicamente y debe tener una matriz (última o intermedia) que prepare estados financieros consolidados, disponibles para uso público, que cumplan con las **Normas de Contabilidad de las IFRS**.

La IFRS 19 entrará en vigor para los períodos sobre los que se informa que comiencen a partir del 1 de enero de 2027, permitiéndose su aplicación anticipada.

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

Conversión a una Moneda de Presentación Hiperinflacionaria – Enmiendas a la IAS 21

En noviembre de 2025, IASB emitió Conversión a una Moneda de Presentación Hiperinflacionaria - Enmiendas a la IAS 21. Las enmiendas requieren la conversión desde una moneda funcional no hiperinflacionaria a una moneda de presentación hiperinflacionaria utilizando el tipo de cambio de cierre.

Si la moneda funcional de una entidad es la moneda de una economía no hiperinflacionaria, pero su moneda de presentación es la moneda de una economía hiperinflacionaria, sus resultados y su situación financiera se traducen a la moneda de presentación convirtiendo todos los importes (es decir, activos, pasivos, partidas del patrimonio, ingresos y gastos) y todas las cifras comparativas al tipo de cambio de cierre de la fecha del estado de situación financiera más reciente. Una entidad cuya moneda funcional y moneda de presentación sea la moneda de una economía hiperinflacionaria, reexpresa los importes comparativos de una operación en el extranjero, cuya moneda funcional es la de una economía no hiperinflacionaria, aplicando el índice general de precios, de acuerdo con el párrafo 34 de la IAS 29, a las cifras comparativas de dicha operación extranjera.

Las enmiendas aplican para los períodos anuales que comiencen el o después del 1 de enero de 2027, y se permite su aplicación anticipada.

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

Revelaciones sobre Incertidumbres en los Estados Financieros

En noviembre de 2025, IASB emitió las Enmiendas a los Ejemplos Ilustrativos de las IFRS 7, IFRS 18, IAS 1, IAS 8, IAS 36 y IAS 37 – Revelaciones sobre Incertidumbres en los Estados Financieros (“los ejemplos”), que agregaron ejemplos ilustrativos a varias normas contables IFRS.

Los ejemplos tienen como objetivo mejorar la información sobre riesgos climáticos y otras incertidumbres presentada en los estados financieros, particularmente para atender las preocupaciones de las partes interesadas respecto a la consistencia de la información dentro de los informes financieros de propósito general, y la suficiencia de la información sobre riesgos relacionados con el clima y otras incertidumbres dentro de los estados financieros.

Estos ejemplos ilustran requerimientos existentes en las normas contables IFRS. No agregan ni modifican los requerimientos vigentes.

Los temas tratados en los ejemplos comprenden los siguientes aspectos:

- Juicios relacionados con la materialidad
- Supuestos: requisitos específicos aplicables a las pruebas de deterioro

- Supuestos: requisitos generales
- Riesgo de crédito
- Provisiones para desmantelamiento y restauración de sitios
- Revelación de información desagregada en las notas a los estados financieros

Los ejemplos **no tienen una fecha de vigencia** ni requerimientos de transición.

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

IFRS 10 Estados Financieros Consolidados y 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 y 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 IASB está a la espera de los resultados de su proyecto de investigación sobre la contabilización según el método de participación. 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 2025.

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.", "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", "Parque Fotovoltaico Andino Las Pataguas SpA" y "NR Entre Ríos 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 Discontinuas. 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 2025 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 2025 y 2024.
- Estados de Cambios en el Patrimonio, al 31 de diciembre de 2025 y 2024.
- Estados de Resultados Integrales Consolidados, por los años terminados al 31 de diciembre de 2025 y 2024.
- Estados de Flujo de Efectivo Directo, por los años terminados al 31 de diciembre de 2025 y 2024.

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	31-12-2025 USD 1	31-12-2024 USD 1
Peso Chileno	907,1300	996,4600
Euro	0,8505	0,9625
Yen	156,3583	157,2100
Peso Argentino	1.454,9167	1.030,5000
Libra Esterlina	0,7424	0,7978
Unidad de Fomento	43,7952	38,5532

NOTA 3 - CRITERIOS CONTABLES APLICADOS

Los principales criterios contables aplicados en la elaboración de los estados financieros consolidados adjuntos, han sido los siguientes:

3.1 Propiedades, Plantas y Equipos

Las propiedades, plantas y equipos son registrados al costo de adquisición y/o de construcción menos depreciación acumulada y pérdidas por deterioro. El costo de propiedad, planta y equipos al 1 de enero de 2009, fecha de transición hacia IFRS, fue determinado a su costo histórico. El costo incluye gastos que han sido atribuidos directamente a la adquisición del activo. El costo de activos autoconstruidos incluye el costo de los materiales, mano de obra directa y cualquier otro costo directamente atribuible al proceso de hacer que el activo sea apto para su operación. Adicionalmente al valor pagado por la adquisición de cada elemento, el costo también incluye, en su caso, los siguientes conceptos:

1. Los gastos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos calificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión.
2. Los costos posteriores. El costo de reemplazar parte de un ítem de propiedad, planta y equipo es reconocido como activo cuando es probable que los beneficios económicos futuros asociados con los elementos del activo fijo vayan a ser percibidos por la compañía, y éstos además puedan determinarse de manera fiable. El valor del componente sustituido se da de baja contablemente.

Los costos de mantenimiento de propiedad, planta y equipos son reconocidos en el resultado cuando ocurren.

Los repuestos estratégicos son clasificados como Propiedad Planta y Equipos, distinguiendo los que serán utilizados para mantenciones mayores y los que son necesarios para responder ante emergencias.

La depreciación es reconocida en el resultado en base a depreciación lineal sobre las vidas útiles económicas de cada componente de un ítem de propiedad, planta y equipo, sin valor residual. Los activos arrendados son depreciados en el periodo más corto entre el arriendo y sus vidas útiles, a menos que sea seguro que la compañía obtendrá la propiedad al final del período de arriendo.

Los terrenos se registran de forma independiente de los edificios o instalaciones que puedan estar asentadas sobre los mismos y tienen una vida útil indefinida y, por lo tanto, no son objeto de depreciación.

Las siguientes son las principales clases de Propiedades, plantas y equipos junto a sus respectivos intervalos de vidas útiles estimadas:

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

El Grupo revisa la vida útil de las Propiedades, Plantas y Equipos al final de cada ejercicio anual sobre el cual se informe.

3.2 Combinación de Negocio y Plusvalía

Las combinaciones de negocios se contabilizan utilizando el método de adquisición. Se mide el costo de una adquisición como el agregado de la contraprestación transferida, la cual es medida al valor justo en la fecha de adquisición, y el monto o cantidad de cualquier participación no controladora en la adquirida. Para cada combinación de negocios, el Grupo elige si medir las participaciones no controladoras en la adquirida a valor razonable o en la parte proporcional de los activos netos identificables de la adquirida. Los costos relacionados con la adquisición se registran como gastos incurridos y se incluyen en gastos administrativos.

Cuando el Grupo adquiere un negocio, evalúa los activos y pasivos financieros adquiridos para su clasificación y designación de acuerdo con los términos contractuales, circunstancias económicas y condiciones pertinentes a la fecha de adquisición. Esto incluye la separación de derivados implícitos de contratos principal por la adquirida.

Cualquier contraprestación contingente a ser transferida por la adquiriente será reconocida a su valor razonable en la fecha de la adquisición.

La contraprestación contingente clasificada como patrimonio no se vuelve a medir y su liquidación posterior es contabilizado dentro del patrimonio neto. La contraprestación contingente clasificada como un activo o pasivo que es un instrumento financiero y está dentro del alcance de la NIIF 9 Instrumentos financieros, se miden a valor justo y sus cambios en valor razonable son reconocidos en el estado de resultados de acuerdo con la NIIF 9.

Otras contraprestaciones contingentes que no están dentro del alcance de la NIIF 9 se miden al valor justo en cada fecha de reporte y los cambios en el valor razonable son reconocidos en estado de resultados.

La plusvalía se mide inicialmente al costo (que es el exceso del agregado de la contraprestación transferida y la cantidad reconocida por las participaciones no controladoras y cualquier participación previa mantenida sobre activos netos

identificables adquiridos y pasivos asumidos). Si el valor razonable de los activos netos adquiridos es superior a la contraprestación transferida, el Grupo reevalúa si ha identificado correctamente todos los activos adquiridos y todos los pasivos asumidos y revisa los procedimientos utilizados para medir los montos a reconocer en la fecha de adquisición. Si después de la reevaluación todavía resulta en un exceso del valor razonable de los activos netos adquiridos sobre la contraprestación transferida, entonces la ganancia se reconoce en resultados.

Después del reconocimiento inicial, la plusvalía se mide al costo menos cualquier pérdida por deterioro acumulada. Con el propósito de las pruebas de deterioro, la plusvalía adquirida en una combinación de negocios, desde la fecha de adquisición, se asigna a cada una de las unidades generadoras de efectivo del Grupo que se espera se beneficien de la combinación, independientemente de si otros activos o pasivos de la adquirida se asignan a esas unidades.

Cuando la plusvalía ha sido asignada a una unidad generadora de efectivo (UGE) y parte de la operación dentro de esa unidad se elimina, la plusvalía asociada con la operación eliminada se incluye en el importe en libros de la operación para determinar la ganancia o pérdida en la baja o deterioro. La plusvalía castigada o dada en baja en estas circunstancias se mide basada en los valores relativos de la operación enajenada y la porción de la unidad generadora de efectivo retenida.

3.3 Otros Activos No Financieros No Corrientes

La Sociedad incluye dentro de otros activos no financieros no corrientes, aquellos que no clasifican en los rubros de activos tangibles, activos intangibles y activos financieros, que por su naturaleza son de largo plazo.

La Sociedad clasifica aquí todos los proyectos en desarrollo relevantes que se están ejecutando, hasta que comienzan a tener actividades o elementos tangibles, momento en el cual pasan a ser clasificados en Propiedades, Plantas y Equipos.

3.4 Activos Intangibles

Los activos intangibles de relación contractual con clientes corresponden principalmente a contratos de suministro de energía eléctrica, asociados a nuestras filiales Central Termoeléctrica Andina SpA. e Inversiones Hornitos SpA., los cuales se amortizan a contar del año 2011, por un período de 30 años y 15 años respectivamente. El valor presentado por amortización de intangibles de relación contractual con clientes para el período 2010, corresponde al contrato de transporte de gas de nuestra filial Gasoducto Nor Andino SpA. y la amortización es registrada en el rubro costo de venta del estado de resultados, por un período de 11 años.

Los otros activos intangibles identificables corresponden a cesiones y transferencias de derechos, concesiones de líneas de transmisión y otros terrenos fiscales. Estos derechos se registran a su valor de adquisición y su amortización es en base a amortización lineal, en un plazo de 30 años a contar del año 2012.

Intangibles	Vida útil de intangibles	
	Mínima	Máxima
Derechos y Concesiones	20 años	30 años
Relaciones Contractuales con Clientes	10 años	30 años

Independientemente de lo señalado en el párrafo anterior, para el caso de las Unidades Generadoras de Efectivo, los activos intangibles con una vida útil indefinida, se realiza el análisis de recuperabilidad de forma sistemática al cierre de cada ejercicio.

El monto recuperable es el mayor entre el valor de mercado menos el costo necesario para su venta y el valor en uso, entendiendo por éste el valor actual de los flujos de caja futuros estimados. Para el cálculo del valor de recuperación del activo intangible, el valor en uso es el criterio utilizado por la Compañía en prácticamente la totalidad de los casos.

Para estimar el valor en uso, ENGIE ENERGIA CHILE S.A. prepara las proyecciones de flujos de caja futuros antes de impuestos a partir de los presupuestos más recientes disponibles. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de la Administración de EECL sobre los ingresos y costos de las Unidades Generadoras de Efectivo utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras. Estas proyecciones cubren los próximos cinco años, estimándose los flujos para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables que, en ningún caso, son crecientes ni superan a las tasas medias de crecimiento a largo plazo para el sector y país del que se trate.

3.5 Deterioro de Activos

El valor de los activos fijos y su vida útil es revisado anualmente para determinar si hay indicios de deterioro. Esto ocurre cuando existen acontecimientos o circunstancias que indiquen que el valor del activo pudiera no ser recuperable. Cuando el valor del activo en libros excede al valor recuperable, se reconoce una pérdida en el estado de resultados.

El valor recuperable es el mayor valor entre el valor justo menos los costos de venta y su valor de uso. Valor justo menos los costos de venta es el importe que se puede obtener por la venta de un activo o unidad generadora de efectivo, en una transacción realizada en condiciones de independencia mutua, entre partes interesadas y debidamente informadas, menos los costos de disposición. El valor en uso es el valor presente de los flujos futuros estimados del uso continuo de un activo, o si no es posible determinar específicamente para un activo, se utiliza la unidad generadora de efectivo a la cual pertenece dicho activo.

En el caso de activos intangibles y otros activos no financieros no corrientes, se realiza a lo largo del ejercicio y fundamentalmente en la fecha de cierre del mismo y se evalúa si existe algún indicio de que algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro. En caso de que exista éste se realiza una estimación del monto recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el monto del deterioro.

De acuerdo con las normas contables, si se realiza un deterioro a nivel de una UGE, cualquier pérdida por deterioro debe asignarse para reducir el valor en libros de los activos en un orden específico: primero, para reducir cualquier plusvalía existente y segundo, a los demás activos a prorrata. Además, una entidad no reducirá el valor en libros de un activo por debajo el mayor entre su valor razonable menos los costos de disposición, su valor en uso y cero. En última instancia, si no es factible estimar el importe recuperable de cada activo individual de una UGE, las NIIF requieren una asignación de arbitraria de una pérdida por deterioro entre los activos de esa unidad generadora de efectivo.

En el caso de los instrumentos financieros, las sociedades del Grupo tienen definida una política para el registro de provisiones por deterioro en función de la antigüedad del saldo vencido, que se aplica con carácter general, excepto en aquellos casos en que exista alguna particularidad que hace aconsejable el análisis específico de cobrabilidad.

El proceso para determinar la obsolescencia de repuestos consiste en revisar artículo por artículo y aplicar el 100% de provisión por deterioro para aquellos bienes que:

- El equipo relacionado está permanentemente fuera de uso.
- No existe el equipo relacionado.
- El repuesto está dañado de tal forma que no se puede usar.
- Y que en cualquiera de los casos anteriores no exista un mercado activo para su venta.

Los inventarios restantes de repuestos tienen una provisión calculada globalmente aplicando la siguiente regla:

- 10% después de 2 años sin uso.
- 20% después de 4 años sin uso.
- 30% después de 6 años sin uso.
- 40% después de 8 años sin uso.
- 50% después de 10 años sin uso.
- 60% después de 12 años sin uso.
- 70% después de 14 años sin uso.
- 80% después de 16 años sin uso.
- 90% después de 18 años sin uso.
- 100% después de 20 años sin uso.

3.6 Activos arrendados

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 discontinúa la contabilidad de cobertura de flujo de efectivo, el monto que se ha acumulado en OCI debe permanecer en OCI acumulado si aún se espera que ocurran los flujos de efectivo futuros cubiertos. De lo contrario, el monto se reclasificará inmediatamente a resultados como un ajuste de reclasificación. Después de la interrupción, una vez que se produce el flujo de efectivo cubierto, cualquier cantidad restante en el OCI acumulado debe contabilizarse dependiendo de la naturaleza de la transacción subyacente como se describe anteriormente.

La estrategia de gestión de riesgos financieros de Engie Energía Chile S.A. y sus subsidiarias se enfoca en mitigar el riesgo de tipo de cambio relacionado con ingresos, costos, inversiones de excedentes de efectivo, inversiones en general y deuda denominada en una moneda que no sea el dólar estadounidense.

Los retrasos o cambios en los flujos de pago pueden producir un desajuste entre los flujos de cobertura y la partida cubierta. Para reducir el impacto de estos desajustes en la efectividad de la cobertura, los principales instrumentos cubiertos se complementan con otros instrumentos contratados en su fecha de vencimiento, tales como: (a) depósitos a plazo en UF, (b) acuerdos de repos, (c) extensiones de forwards o (d) nuevos forwards opuestos.

Las coberturas de EECL solo pueden interrumpirse en los siguientes casos:

- La posición del instrumento de cobertura designado caduca y no se prevé ninguna situación o renovación si se vende o liquida, ejerce o cierra.
- La cobertura ya no cumple uno de los requisitos para la contabilidad de cobertura especial.
- Existe evidencia de que la transacción futura prevista que se está cubriendo no se consumará.
- alguna subsidiaria de la Compañía suspende su designación por separado de las otras subsidiarias.

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 doce meses siguientes a dicha fecha.

Estos activos o grupos sujetos a desapropiación se valorizan por el menor del monto en libros o el valor estimado de venta deducidos los costos necesarios para llevarla a cabo, y dejan de amortizarse desde el momento en que son clasificados como activos no corrientes mantenidos para la venta.

Los activos que dejen de estar clasificados como mantenidos para la venta, o dejen de formar parte de un grupo de elementos enajenables, son valorados al menor de su valor contable antes de su clasificación, menos las depreciaciones, amortizaciones o revalorizaciones que se hubieran reconocido si no se hubieran clasificado como tales, y el valor recuperable en la fecha en la que van a ser reclasificados a Activos no corrientes.

3.10 Provisiones

La Sociedad reconoce una provisión si:

- Como resultado de un suceso pasado, tiene una obligación legal o implícita.
- Puede ser estimada en forma fiable.
- Es probable que sea necesario un egreso de flujo de efectivo para liquidar dicha obligación.

Las obligaciones existentes a la fecha de los estados financieros, surgidas como consecuencia de hechos pasados de los que pueden derivarse perjuicios patrimoniales de probable materialización para la Sociedad, cuyo monto y fecha de pago son inciertos, se registran como provisiones por el valor actual del monto más probable que se estima habrá que desembolsar para cancelar la obligación.

3.10.1 Beneficios post empleo y otros similares

La Sociedad reconoce en su pasivo, a la fecha de cierre de los estados financieros, el valor actual de la obligación por concepto de indemnización por años de servicios (IAS). La valorización de estas obligaciones se efectúa mediante un cálculo actuarial, el cual considera hipótesis de tasas de mortalidad, rotación de los empleados, tasas de interés, fechas de jubilación, efectos por incrementos en los salarios de los empleados, así como los efectos en las variaciones en las prestaciones derivadas de variaciones en la tasa de inflación. Las pérdidas y ganancias actuariales que puedan producirse por variaciones de las obligaciones preestablecidas definidas se registran directamente en otros resultados integrales. Las pérdidas y ganancias actuariales tienen su origen en las desviaciones entre la estimación y la realidad del comportamiento de las hipótesis actuariales o en la reformulación de las hipótesis actuariales establecidas (Ver Nota 27).

3.11 Clasificación del Valor Corriente y No Corriente

La Sociedad clasifica sus activos y pasivos de acuerdo a sus vencimientos; esto es, como corrientes, aquellos activos y pasivos con vencimiento inferior o igual a doce meses, y como no corrientes, aquellos activos y pasivos con vencimiento superior a un año.

Pasivos cuyo vencimiento es inferior a doce meses, pero cuyo refinanciamiento a largo plazo está asegurado a discreción de la Sociedad, mediante contratos de crédito disponibles de forma incondicional con vencimiento a largo plazo, podrán clasificarse como pasivos no corrientes y su porción del corto plazo en pasivos corrientes.

3.12 Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

Impuesto a la renta corriente

Los activos y pasivos por impuestos a las ganancias corrientes se miden al monto que se espera recuperar o pagar a las autoridades fiscales. Las tasas impositivas y las leyes impositivas utilizadas para calcular el monto son las que se promulgaron o se promulgarán de manera sustancial en la fecha de presentación en los países donde la Sociedad opera y genera ingresos imponibles. El impuesto a las ganancias corriente relacionado con partidas reconocidas directamente en el patrimonio neto se reconoce en el patrimonio neto y no en el estado de resultados. La gerencia evalúa periódicamente las posiciones tomadas en las declaraciones de impuestos con respecto a situaciones en las que las regulaciones fiscales aplicables están sujetas a interpretación y establece disposiciones cuando corresponde.

Impuesto diferido

Los impuestos diferidos se calculan, utilizando el método del pasivo, sobre las diferencias temporales entre las bases imponibles de los activos y pasivos y sus importes en libros para fines de información financiera en la fecha de presentación.

Los pasivos por impuestos diferidos se reconocen por todas las diferencias temporarias imponibles, excepto:

- Cuando el pasivo por impuestos diferidos surge del reconocimiento inicial del goodwill o de un activo o pasivo en una transacción que no es una combinación de negocios y, en el momento de la transacción, no afecta ni a la ganancia contable ni a la ganancia o pérdida imponible.
- Con respecto a las diferencias temporarias imponibles asociadas con inversiones en subsidiarias, asociadas e intereses en acuerdos conjuntos, cuando se puede controlar el momento de la reversión de las diferencias temporarias y es probable que las diferencias temporarias no se reviertan en el futuro previsible.

Los activos por impuestos diferidos se reconocen por todas las diferencias temporarias deducibles, el traspaso de créditos fiscales no utilizados y cualquier pérdida fiscal no utilizada. Los activos por impuestos diferidos se reconocen en la medida en que sea probable que haya ganancias imponibles disponibles contra las cuales se puedan utilizar las diferencias temporarias deducibles, y el traspaso de créditos fiscales no utilizados y pérdidas fiscales no utilizadas, excepto:

- Cuando el activo por impuestos diferidos relacionado con la diferencia temporaria deducible surge del reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción que no es una combinación de negocios y, en el momento de la transacción, no afecta ni la ganancia contable ni la ganancia o pérdida imponible.
- Con respecto a las diferencias temporarias deducibles asociadas con inversiones en subsidiarias, asociadas e intereses en acuerdos conjuntos, los activos por impuestos diferidos se reconocen solo en la medida en que sea probable que las diferencias temporarias se reviertan en el futuro previsible y las ganancias imponibles estarán disponibles contra que las diferencias temporales pueden ser utilizadas.

El valor en libros de los activos por impuestos diferidos se revisa en cada fecha de presentación y se reduce en la medida en que ya no es probable que haya suficientes ganancias imponibles disponibles para permitir la utilización de todo o parte del activo por impuestos diferidos.

Los activos por impuestos diferidos no reconocidos se reevalúan en cada fecha de presentación y se reconocen en la medida en que sea probable que las ganancias imponibles futuras permitan recuperar el activo por impuestos diferidos. Los activos y pasivos por impuestos diferidos se miden a las tasas impositivas que se espera que se apliquen en el año en que se realiza el activo, o se liquida el pasivo, en función de las tasas impositivas (y las leyes impositivas) que se han promulgado o se promulgarán de manera sustancial en la fecha del reporte.

El impuesto diferido relacionado con partidas reconocidas fuera de resultados se reconoce fuera de resultados. Las partidas de impuestos diferidos se reconocen en correlación con la transacción subyacente, ya sea en otro resultado integral o directamente en el patrimonio neto.

3.13 Reconocimiento de Ingresos y Gastos

Los ingresos ordinarios se reconocen cuando se produce la entrada bruta de beneficios económicos originados en el curso de las actividades ordinarias de la Compañía durante el período, siempre que dicha entrada de beneficios provoque un incremento en el patrimonio total que no esté relacionado con las aportaciones de los propietarios de ese patrimonio y estos beneficios puedan ser valorados con fiabilidad. Los ingresos ordinarios se valoran por el valor razonable de la contrapartida recibida o por recibir, derivada de los mismos.

EECL analiza y toma en consideración todos los hechos y circunstancias relevantes al aplicar cada paso del modelo establecido por NIIF 15 a los contratos con sus clientes: (i) identificación del contrato, (ii) identificar obligaciones de desempeño, (iii) determinar el precio de la transacción, (iv) asignar el precio, y (v) reconocer el ingreso.

EECL también evalúa si existen costos adicionales para obtener un contrato, así como los costos directamente relacionados con el cumplimiento del contrato. Los ingresos por contratos con clientes se reconocen cuando el control de los bienes o servicios se transfiere al cliente por un monto que refleja la consideración a la que el Grupo espera tener derecho a cambio de esos bienes o servicios. El Grupo generalmente ha concluido que es el principal en sus acuerdos de ingresos, porque generalmente controla los bienes o servicios antes de transferirlos al cliente.

EECL reconoce los ingresos cuando se han cumplido satisfactoriamente los pasos establecidos en la NIIF 15 y es probable que los beneficios económicos futuros vayan a fluir a la compañía.

Los ingresos ordinarios, corresponden principalmente a ventas de energía, potencia, servicios portuarios, servicios industriales y transmisión eléctrica, los que incluyen los servicios prestados y no facturados al cierre del período, se presentan netos de impuestos, devoluciones, rebajas y descuentos, y son reconocidos cuando el importe de los mismos puede ser medido con fiabilidad, y sea probable que los beneficios económicos futuros vayan a fluir a la compañía. Estos son imputados en base del criterio del devengo.

- Ventas de energía: Se reconoce como ingreso, la energía suministrada y no facturada al último día del mes de cierre, valorizadas según tarifas vigentes al correspondiente período de consumo. Asimismo, el costo de energía se encuentra incluido en el resultado..
- Ventas de servicios: Se reconocen en el resultado en el período en que se prestan dichos servicios.
- Ingresos por intereses: Los ingresos por intereses se reconocen sobre la base de la proporción de tiempo transcurrido, usando el método del interés efectivo.
- Arrendamientos: Para el caso de activos arrendados y reconocidos como arrendamiento financiero, el valor actual de los pagos está reconocido como una cuenta por cobrar. La diferencia entre este importe bruto a cobrar y el valor actual de dicho pago se reconoce como rendimiento financiero. Estos ingresos se reconocen como resultado a través del método lineal, durante el plazo del arrendamiento.

3.14 Ganancia (Pérdida) por Acción

La ganancia básica por acción se calcula como el cociente entre la ganancia (pérdida) neta del ejercicio atribuible a la Sociedad Matriz y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la misma en circulación durante dicho período, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad Matriz en poder de alguna sociedad filial, si en alguna ocasión fuere el caso.

3.15 Dividendos

La política de dividendos de EECL consiste en pagar el dividendo mínimo obligatorio en conformidad a la Ley y los estatutos sociales, pudiendo aprobarse dividendos por sobre el mínimo obligatorio si las condiciones de la compañía lo permiten. Cada año el directorio propone un pago de dividendos según los resultados financieros, los recursos líquidos disponibles y los requerimientos de financiamiento estimados para inversiones de capital. El dividendo propuesto por el directorio debe ser aprobado en Junta Ordinaria de Accionistas, según lo establece la ley.

En relación a las circulares N°1945 y N°1983 de la Comisión para el Mercado Financiero, el directorio de la Sociedad acordó que la utilidad líquida distribuible será la que se refleja en los estados financieros como Utilidad del Ejercicio atribuible a los tenedores de acciones, sin efectuar ajustes sobre las mismas.

En cuanto a las utilidades que no se distribuyan como dividendos provisorios, se podrá proponer a la respectiva Junta Ordinaria de Accionistas su distribución como dividendo definitivo dentro de los treinta días siguientes a la celebración de la respectiva junta.

3.16 Efectivo y Equivalentes al Efectivo

El efectivo y equivalente de efectivo comprende el efectivo en caja, cuentas corrientes bancarias sin restricciones, depósitos a plazo y valores negociables cuyo vencimiento no supere los 90 días, siendo fácilmente convertibles en cantidades conocidas de efectivo y con riesgo poco significativo de cambios a su valor.

3.17 Segmentos de Operación

El negocio principal de la Sociedad es la generación y venta de energía eléctrica. Para ello cuenta con centrales térmicas, de ciclo combinado, 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 2025, ENGIE ENERGIA CHILE S.A. posee una capacidad instalada de 2.869 MW en el Sistema Eléctrico Nacional, conformando aproximadamente el 7,4% del total de la potencia bruta del Sistema. La Sociedad opera 2.002 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 2.869 MW en el Sistema Eléctrico Nacional (7,4%) 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 1.444 MW y se ubican a lo largo del SEN, las centrales carboneras y ciclo combinado se distribuyen en 5 plantas dentro de la región de Antofagasta, ubicadas 4 centrales en Mejillones y 1 central en Tocopilla, con una capacidad total de 1.425 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 la filial "Solar Los Loros SpA" con una potencia instalada de 46 MWp.

Con fecha 01 de julio de 2020 la Sociedad adquirió la filial "Eólica Monte Redondo SpA" sumando a sus activos de generación renovable el Parque Eólico Monte Redondo con una capacidad instalada de 48 MW y la Central Hidroeléctrica Laja con una capacidad instalada de 34,4 MW.

Con fecha 29 de octubre de 2021 entró en operación comercial el Parque Eólico Calama con una capacidad instalada de 152,6 MW.

Con fecha 14 de enero de 2022 entró en operación comercial el Parque Solar Tamaya con una capacidad instalada de 114 MWp.

Con fecha 21 de noviembre de 2022 entró en operación comercial el Parque Solar Capricornio con una capacidad instalada de 87,9 MWp.

Con fecha 15 de diciembre de 2022 la Sociedad adquirió las filiales "Alba SpA", "Alba Andes SpA", "Alba Pacífico SpA", "Río Alto S.A." y "Energías de Abtao S.A." con sus activos de generación renovable Parque Eólico San Pedro I con una capacidad instalada de 36 MW y el Parque Eólico San Pedro II con una capacidad instalada de 65 MW.

Con fecha 24 de marzo de 2023 entró en operación comercial el Parque Solar Coya con una capacidad instalada de 184,85 MWac.

Con fecha 28 de febrero de 2024 entró en operación comercial Bess Coya con una capacidad instalada de 140,97 MW.

Con fecha 17 de enero de 2025 entró en operación comercial el Bess Tamaya con una capacidad instalada de 76 MW

Con fecha 7 de marzo de 2025 entró en operación comercial el Parque Eólico Kallpa con una capacidad instalada de 344,74 MW.

Con fecha 19 de mayo de 2025 entró en operación comercial el Bess Capricornio con una capacidad instalada de 48 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 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.

5.1.2 La filial Central Termoeléctrica Andina SpA fue fusionada en Engie Energía Chile S.A. con fecha 14 de abril de 2025.

5.1.3 Con fecha 28 de noviembre de 2025 la Sociedad adquirió la filial NR Entre Ríos SpA a Andes Mainstream 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 2025 y 2024, clasificado por tipo de efectivo es el siguiente:

Clases de Efectivo y Equivalente de Efectivo (Presentación)	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
Efectivo en Caja	23	26
Saldos en Bancos	13.015	53.876
Depósitos a corto plazo, clasificados como equivalentes al efectivo	74.042	444.741
Total de Efectivo y Equivalente de Efectivo	87.080	498.643

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 al 31 de diciembre de 2025 incluyen el capital más los intereses y reajustes devengados a la fecha de cierre.

Entidad	Moneda	Tasa anual %	Vencimiento	31-12-2025 kUSD
Banco BTG	USD	4,80%	08-01-26	15.164
Banco Itaú Corpbanca	USD	4,60%	14-01-26	10.073
Banco Santander	USD	4,60%	14-01-26	6.050
Banco Santander	USD	4,61%	14-01-26	10.073
Banco Santander	USD	4,67%	14-01-26	9.048
Banco Scotia	USD	4,65%	06-01-25	8.501
Banco Estado	USD	4,60%	20-01-26	9.080
Banco Estado	USD	4,65%	22-01-26	6.053
Total Consolidado				74.042

Los Depósitos a plazo al 31 de diciembre 2024 incluyen el capital más los intereses y reajustes devengados a la fecha de cierre.

Entidad	Moneda	Tasa anual %	Vencimiento	31-12-2024 kUSD
Banco BCI	USD	4,40%	13-01-25	3.800
Banco BCI	USD	4,53%	02-01-25	5.509
Banco BCI	USD	4,62%	04-02-25	2.013
Banco BCI	USD	4,68%	13-01-25	5.028
Banco BCI	USD	4,68%	16-01-25	1.509
Banco BCI	USD	4,87%	15-01-25	20.181
Banco BCI	USD	4,87%	22-01-25	40.362
Banco BTG	USD	4,85%	11-02-25	12.068
Banco BTG	USD	4,85%	24-02-25	3.014
Banco Chile	USD	4,85%	22-01-25	40.362
Banco Estado	USD	4,70%	03-03-25	10.006
Banco Estado	USD	4,72%	04-02-25	20.014
Banco Estado	USD	4,75%	14-01-25	37.095
Banco Estado	USD	4,91%	22-01-25	20.183
Banco Estado	USD	5,00%	10-01-25	4.043
Banco Itaú Corpbanca	USD	4,75%	14-01-25	10.024
Banco Itaú Corpbanca	USD	4,80%	18-02-25	8.043
Banco Itaú Corpbanca	USD	4,85%	24-02-25	3.014
Banco Itaú Corpbanca	USD	4,87%	06-01-25	20.181
Banco Itaú Corpbanca	USD	5,00%	17-01-25	20.192
Banco Santander	USD	4,96%	11-02-25	5.032
Banco Santander	USD	5,08%	17-01-25	20.194
Banco Santander	USD	5,08%	22-01-25	34.321
Banco Santander	USD	5,11%	06-01-25	4.044
Banco Santander	USD	5,12%	14-01-25	30.315
Banco Scotia	USD	4,46%	07-01-25	30.018
Banco Scotia	USD	4,55%	06-01-25	12.006
Banco Scotia	USD	4,75%	04-02-25	5.032
Banco Scotia	USD	4,76%	14-01-25	5.031
Banco Scotia	USD	4,81%	22-01-25	12.107
Banco Santander	USD	5,12%	14-01-25	30.315
Banco Scotia	USD	4,46%	07-01-25	30.018
Banco Scotia	USD	4,55%	06-01-25	12.006
Banco Scotia	USD	4,75%	04-02-25	5.032
Banco Scotia	USD	4,76%	14-01-25	5.031
Banco Scotia	USD	4,81%	22-01-25	12.107
Total Consolidado				444.741

6.3 Efectivo y Equivalentes al Efectivo

Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	Flujos de efectivo de financiamiento				Cambios que no representan flujos de efectivo						Saldo al 1-1-2025 (1)
	Saldo al 1-1-2025 (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	
Obligaciones con el público no garantizadas (Nota 20)	1.205.579	122.012	(182.408)	(60.396)	0	0	0	3.795	0	203.847	1.352.825
Préstamos que devengan intereses (Nota 20)	1.040.012	100.000	(142.989)	(42.989)	0	0	0	0	0	41.231	1.038.254
Préstamos de empresas relacionadas (Nota 10.5)	45.240	108.781	(100.864)	7.917	0	0	0	0	0	0	53.157
Total	2.290.831	330.793	(426.261)	(95.468)	0	0	0	3.795	0	245.078	2.444.236

1) Saldo correspondiente a la porción corriente y no corriente

(2) Corresponde al devengamiento de intereses

Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	Flujos de efectivo de financiamiento				Cambios que no representan flujos de efectivo						Saldo al 1-1-2024 (1)
	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	
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

NOTA 7 - OTROS ACTIVOS FINANCIEROS

Corriente

Detalle de Instrumentos	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
Forward (1)	11.459	11.082
Fondos Mutuos	309	859
Total Otros Activos Financieros	11.768	11.941

(1) Ver detalle en Nota 21 - Derivados y Operaciones de Cobertura

No Corriente

Detalle de Instrumentos	31-12-2025	31-12-2024
	kUSD	kUSD
Forward (1)	64.206	27.065
Total Otros Activos Financieros	64.206	27.065

(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	31-12-2025	31-12-2024
		kUSD	kUSD
Banco Santander Río	USD	309	859
Total Fondos Mutuos		309	859

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	31-12-2025	31-12-2024
	kUSD	kUSD
Seguros Pagados por Anticipado (1)	13.062	13.615
IVA Crédito Fiscal (2)	213.215	190.984
Anticipos a Proveedores (3)	8.829	9.672
Otros	1.699	1.711
Total	236.805	215.982

(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 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	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
Facturas y cuentas por Cobrar (*)	313.275	210.237
Deudores Varios Corrientes	6	163
Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	2.594	7.375
Total	315.875	217.775

(*) El saldo en facturas y cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2025 incluye USD 58,9 millones adeudados por Total Energies como consecuencia del procedimiento arbitral explicado a continuación.

El 3 de enero de 2023, ENGIE Energía Chile S.A. inició un procedimiento de arbitraje internacional contra Total Energies Gas & Power Limited («Total Energies») por incumplimiento de sus obligaciones contractuales en virtud de un contrato de suministro de GNL celebrado en agosto de 2011. El 13 de junio de 2025, el tribunal arbitral dictó su laudo decidiendo que Total Energies había incumplido sus obligaciones contractuales y debía pagar daños y perjuicios (aproximadamente 100 millones de dólares estadounidenses más intereses) a ENGIE Energía Chile S.A. Dado que los recursos disponibles y los fundamentos jurídicos que pueden invocarse para impugnar el laudo son muy limitados, los daños y perjuicios se han contabilizado en la cuenta de resultados a 31 de diciembre de 2025.(ver nota 30).

Con fecha 21 de octubre de 2025, ENGIE y Total Energies acordaron los términos y condiciones bajo los cuales esta última pagará a ENGIE la compensación determinada por el tribunal arbitral más intereses. El monto fue revelado en el Hecho Esencial presentado a la CMF el 18 de junio de 2025. Estos términos y condiciones, entre otros, estipulan que el monto pendiente adeudado se compensará principalmente con el precio de ciertos cargos de GNL durante 2025 y 2026 bajo el SPA existente suscrito entre las partes. Si la entrega de estos cargos de GNL no se materializa, los montos adeudados se pagarán en efectivo junto con los intereses aplicables cuando se justifique.

9.2 Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes

Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar no Corrientes	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
Cuentas por cobrar (*)	0	90.892
Total	0	90.892

(**) 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 devengado 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.

La compañía vendió el saldo provisionado ascendente a USD 108,7 millones el día 3 de abril de 2025 de acuerdo a los mecanismos estructurados por BID Invest. La regularización de tarifas a clientes regulados según lo establecido en la ley PEC-3 y los correspondientes decretos de precio de nudo promedio, pusieron fin al proceso de acumulación de saldos que se produjeron entre 2020 y 2024 como producto de la estabilización de tarifas. Debido a lo anterior, al 31 de diciembre de 2025 no se registran saldos en cuentas comerciales por cobrar no corrientes.

Los saldos de deudores brutos de la sociedad al 31 de diciembre de 2025, estratificados por morosidad son los siguientes:

Deudores	Saldos al 31 de diciembre de 2025											
		Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Total Corriente	Total No Corriente
	Cartera al Día	1-30 días	31-60 días	61-90 días	91-120 días	121-150 días	151-180 días	181-210 días	211-250 días	Mas 250 días		
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Deudores por operaciones de crédito corriente	231.394	45.482	35.550	1.663	586	221	530	65	207	623	316.321	0
Estimación incobrables	(814)	0	0	0	(586)	(221)	(530)	(65)	(207)	(623)	(3.046)	0
Deudores varios corrientes	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0
Estimación incobrables	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otras cuentas por cobrar corrientes	2.594	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.594	0
Total	233.180	45.482	35.550	1.663	0	0	0	0	0	0	315.875	0

Los saldos de deudores brutos de la sociedad al 31 de diciembre de 2024, estratificados por morosidad son los siguientes:

Deudores	Saldos al 31 de diciembre de 2024											
		Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Total Corriente	Total No Corriente
	Cartera al Día	1-30 días	31-60 días	61-90 días	91-120 días	121-150 días	151-180 días	181-210 días	211-250 días	Mas 250 días		
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Deudores por operaciones de crédito corriente	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

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 2025	Cartera Repactada		Cartera No Repactada		Total Cartera Bruta	
	N° Clientes	Monto kUSD	N° Clientes	Monto kUSD	N° Clientes	Monto kUSD
Al día	-	0	1.352	233.994	1.352	233.994
Entre 1 y 30 días	-	0	522	45.482	522	45.482
Entre 31 y 60 días	-	0	61	35.550	61	35.550
Entre 61 y 90 días	-	0	63	1.663	63	1.663
Entre 91 y 120 días	-	0	120	586	120	586
Entre 121 y 150 días	-	0	42	221	42	221
Entre 151 y 180 días	-	0	12	530	12	530
Entre 181 y 210 días	-	0	19	65	19	65
Entre 211 y 250 días	-	0	28	207	28	207
Superior a 251 días	-	0	266	623	266	623
Total		0		318.921		318.921

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

Provisiones y Castigos	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
Saldo Inicial	4.026	9.323
Provisión cartera no repactada	194	(161)
Recuperos del periodo	(682)	(812)
Reversa por castigos del periodo	(522)	(4.051)
Otros	30	(273)
Saldo final	3.046	4.026

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 30 de abril de 2024, 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 celebrada el 29 de abril de 2025 acordó para el ejercicio 2025 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 ejercicio 2025 este comité no ha realizado gastos con cargo a este presupuesto.

Remuneraciones del Directorio	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
Cristian Eyzaguirre, Director	108	103
Carolina Schmidt, Director	108	78
Joanna Davidovich, Director	108	78
Mauro Valdes, Director	0	23
Claudio Iglesias, Director	0	25
Total Honorarios por Remuneración del Directorio	324	307

ENGIE ENERGIA CHILE S.A., durante el ejercicio 2025, no pagó asesorías adicionales a ningún miembro del Directorio de la Sociedad, y no registra gastos..

Remuneración de Gerentes y Ejecutivos Principales	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
Remuneraciones	3.942	3.480
Beneficios de corto plazo	459	605
Total	4.401	4.085

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
Juan Villavicencio	Managing Director Res & Batt, Country Manager Chile & CEO EECL
Francisca Vasquez	Chief Legal and Ethics Officer
Vincent Sorel	Chief Finance, ESG and Procurement Officer
Lucy Oporto	Chief Of Human Resources and Internal Communications Officer
Lailla Ducousso	Managing Director Generation Chile
Pilar Acevedo	Managing Director Networks Chile
Vicente Camino	Managing Director SEM Chile
Diane De Galbert	Chief of Strategy and Digital Solutions Officer
Gustavo Schettini	Managing Director Gas Networks Chile

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	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
96.885.200-0	ENGIE Austral S.A.	Chile	Matriz	CLP	3	60
96.885.200-0	ENGIE Austral S.A.	Chile	Matriz	USD	1	2
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Negocio conjunto	USD	1	2
76.215.533-8	Engie Stream Solutions Chile SpA (*)	Chile	Matriz Común	USD	664	0
76.215.533-8	Engie Stream Solutions Chile SpA (*)	Chile	Matriz Común	CLP	1	9
76.134.397-1	ENGIE Gas Chile SpA (*)	Chile	Matriz Común	USD	0	1.460
76.134.397-1	ENGIE Gas Chile SpA (*)	Chile	Matriz Común	CLP	0	4
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	0	146
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	0	814
77.209.127-3	Engie Impact Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	1	1
0-E	Engie Energía Perú S.A.	Perú	Matriz Común	USD	0	283
76.715.352-K	Cia.Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A.	Chile	Negocio conjunto	USD	19	19
76.715.352-K	Cia.Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A.	Chile	Negocio conjunto	CLP	0	1
76.715.352-K	Cia.Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A.	Chile	Negocio conjunto	UF	9	57
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	USD	0	1
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente					699	2.859

(*) Con fecha 01 de febrero se fusiona Engie Gas con Engie Stream subsistiendo esta última como continuadora legal.

10.4 Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente

RUT	Sociedad	País	Relación	Moneda	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A. (1)	Chile	Negocio conjunto	USD	18.730	17.400
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corrientes					18.730	17.400

(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	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
0-E	Electrabel Corporate HQ Benelux	Bélgica	Matriz Común	USD	133	53
96.885.200-0	Engie Austral S.A.	Chile	Matriz	USD	40.107	32.645
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA (*)	Chile	Matriz Común	USD	0	2.159
76.215.533-8	Engie Stream Solutions Chile SpA (*)	Chile	Matriz Común	USD	117	0
0-E	Engie Information et Technology Engie Digital	Francia	Matriz Común	EUR	441	710
77.209.127-3	Engie Impact Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	0	47
0-E	Engie Renouvelables SAS	Francia	Matriz Común	EUR	2.537	1.647
0-E	Engie S.A.	Francia	Matriz Común	EUR	43	106
59.281.960-0	Laborelec Latin America	Chile	Matriz Común	EUR	127	236
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	5.617	5.329
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	UF	30	28
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Negocio conjunto	USD	1.583	114
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.(1)	Chile	Negocio conjunto	USD	2.238	2.034
76.715.352-K	Cia.Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A.	Chile	Negocio conjunto	UF	184	132
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes					53.157	45.240

(*) Con fecha 01 de febrero se fusiona Engie Gas con Engie Stream subsistiendo esta última como continuadora legal.

(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	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A. (1)	Chile	Negocio conjunto	USD	45.617	47.854
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corrientes					45.617	47.854

(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						31-12-2025		31-12-2024	
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	0	0	623	(623)
76.715.352-K	Cia.Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A.	Chile	Negocio Conjunto	UF	Arriendos	85	85	82	82
76.715.352-K	Cia.Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A.	Chile	Negocio Conjunto	UF	Servicios Prestados	332	332	950	950
76.715.352-K	Cia.Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A.	Chile	Negocio Conjunto	UF	Servicios Recibidos	1.151	(1.151)	1.328	(1.328)
76.715.352-K	Cia.Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A.	Chile	Negocio Conjunto	USD	Venta de Activos	0	0	1.500	1.500
0-E	Electrabel Corporate HQ Benelux	Bélgica	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	204	(204)	214	(110)
0-E	Engie (China) Energy Technology Co Ltd	China	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	449	0	187	0
96.885.200-0	Engie Austral S.A.	Chile	Matriz	USD	Dividendos	40.107	0	32.645	0
96.885.200-0	Engie Austral S.A.	Chile	Matriz	UF	Arriendos	95	95	137	137
96.885.200-0	Engie Austral S.A.	Chile	Matriz	USD	Servicios Prestados	640	640	778	778
0-E	Engie Energy Marketing Singapore Pte Ltd	Singapur	Matriz Común	USD	Compra de GNL	0	0	17.928	(17.928)
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA (*)	Chile	Matriz Común	UF	Arriendos	2	2	25	25
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA (*)	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Prestados	20	20	241	241
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA (*)	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	15	(15)	200	(200)
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA (*)	Chile	Matriz Común	USD	Venta de Gas	363	363	3.944	3.944
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA (*)	Chile	Matriz Común	USD	Transporte de Gas	204	204	2.178	2.178
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA (*)	Chile	Matriz Común	CLP	Recuperación de Gasto	0	0	3	3
0-E	Engie GBS Latam S.A. de CV	México	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	923	(923)	891	(891)
0-E	Engie GBS Latam S.A. de CV	México	Matriz Común	USD	Servicios Prestados	134	134	135	135
0-E	Engie Information et Technology Engie Digital	Francia	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	1.139	(1.086)	1.317	(937)
0-E	Engie Energía Perú S.A.	Perú	Matriz Común	USD	Servicios Prestados	0	0	283	283
0-E	Engie Management Company	Francia	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	489	(489)	803	(803)
0-E	Engie Renouvelables SAS	Francia	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	3.004	(3.004)	1.657	(1.657)
0-E	Engie S.A.	Francia	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	1.115	(1.115)	762	(762)
0-E	Engie Brasil Participações Ltda.	Brasil	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	56	(56)	0	0
0-E	Engie University S.A.S.	Francia	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	58	(58)	0	0

(*) Con fecha 01 de febrero de 2025 se fusiona Engie Gas con Engie Stream subsistiendo esta última como continuadora legal.

Entidad						31-12-2025		31-12-2024	
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	9	9	8	8
76.215.533-8	Engie Stream Solutions Chile SpA (*)	Chile	Matriz Común	UF	Arriendos	42	42	15	15
76.215.533-8	Engie Stream Solutions Chile SpA (*)	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Prestados	482	482	206	206
76.215.533-8	Engie Stream Solutions Chile SpA (*)	Chile	Matriz Común	USD	Venta de Gas	3.242	3.242	0	0
76.215.533-8	Engie Stream Solutions Chile SpA (*)	Chile	Matriz Común	USD	Transporte de Gas	1.915	1.915	0	0
76.215.533-8	Engie Stream Solutions Chile SpA (*)	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	199	(199)	0	0
76.215.533-8	Engie Stream Solutions Chile SpA (*)	Chile	Matriz Común	USD	Servicio de Regasificación de gas	98	(98)	0	0
59.281.960-0	Laborelec Latin America	Chile	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	2.258	(1.170)	2.184	(1.748)
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Venta Energía, Potencia y Servicios	876	876	990	990
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Servicio de Regasificación de gas	54.686	(54.686)	52.488	(52.488)
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Recuperación de Gastos	20	20	15	15
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	UF	Arriendos	41	41	33	33
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Peaje	1.307	1.307	1.548	1.548
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Prestados	638	638	648	648
77.209.127-3	Engie Impact Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Arriendos	47	47	84	84
77.209.127-3	Engie Impact Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Prestados	48	48	92	92
77.209.127-3	Engie Impact Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	71	(71)	89	(89)
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	UF	Arriendos	121	121	195	195
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	UF	Servicios Recibidos	1.766	(69)	943	(340)
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios Prestados	7	7	21	21
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Negocio Conjunto	USD	Préstamos (Intereses)	1.331	1.331	1.383	1.383
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Negocio Conjunto	USD	Servicios Prestados	734	734	640	640
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Negocio Conjunto	UF	Servicios Recibidos	25	(25)	13	(13)
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Negocio Conjunto	UF	Arriendo de instalaciones	263	263	250	250
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Negocio Conjunto	UF	Arriendos	44	44	41	41
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Negocio Conjunto	CLP	Recuperación de gastos	8	8	22	22
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Negocio Conjunto	CLP	Peajes	7.366	(7.366)	7.889	(7.889)
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Negocio Conjunto	CLP	Venta de Energía y Potencia	303	303	460	460
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Negocio Conjunto	USD	Amortización Leasing (Capital)	2.034	0	1.849	0
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Negocio Conjunto	USD	Amortización Leasing (Intereses)	6.954	(6.954)	6.911	(6.911)

(*) Con fecha 01 de febrero de 2025 se fusiona Engie Gas con Engie Stream subsistiendo esta última como continuadora legal.

Existen garantías, otorgadas o recibidas por las transacciones con partes relacionadas (ver Nota 39.2).

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 2025 y 2024 es el siguiente:

Clases de Inventarios	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
Materiales y Suministro Operación	81.824	86.936
Provisión Obsolescencia	(37.210)	(25.681)
Provisión Deterioro Repuestos	(33.148)	(38.361)
Carbón	13.509	69.465
Petróleo Bunker N° 6	236	236
Petróleo Diesel	9.203	9.345
Cal Hidratada	0	718
Caliza - Biomasa - Arena Silíce	1.441	3.274
GNL	14.388	18.551
Lubricantes	153	152
Total	50.396	124.635

El detalle de los costos de inventarios reconocidos en gastos en los ejercicios 2025 y 2024, se muestra en el siguiente cuadro:

Gastos del Periodo	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
Combustibles para la operación	330.754	273.006
Otros insumos de la operación	8.328	1.526
Materiales y repuestos	13.828	16.252
Total	352.910	290.784

Los movimientos de la provisión de obsolescencia son los siguientes:

Provisión Obsolescencia Inventarios (1)	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
Saldo Inicial	25.681	25.279
Aumento (disminución) provisión	11.529	402
Saldo Final	37.210	25.681

(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	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
PPM	199	1.407
Impuesto por Recuperar Ejercicios Anteriores	7.903	7.269
Total Impuestos por Recuperar	8.102	8.676

b) Pasivos por Impuestos Corrientes

Impuestos a la Renta	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
Gasto Tributario Corriente	643	0
Total Impuestos por Pagar	643	0

NOTA 13 - OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS, NO CORRIENTE

Otros Activos No Financieros	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
Derecho sobre otros activos	2.161	2.161
Proyecto en Desarrollo "Plantas Solares, Eólicas y de Almacenamiento" (1)	51.670	53.880
Otros Proyectos en Desarrollo (2)	8.780	8.609
Otros	329	472
Total	62.940	65.122

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:

(1) 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.

(2) Otros Proyectos en Desarrollo: Consiste en proyectos menores de desarrollo de 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 2025 es el siguiente:

Tipo de Relación	Sociedad	Número de Acciones	Porcentaje de participación	Saldo al 31-12-2024	Capital Pagado	Resultado devengado	Provisión dividendos	Variación Reserva derivados de cobertura al 31-12-2025	Total al 31-12-2025
				% kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Control Conjunto	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	1.438.448	50,00%	137.729	0	6.516	0	(11.062)	133.183
Control Conjunto	Cia.Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A.	300.000	50,00%	1.239	0	(37)	0	0	1.202
Total				138.968	0	6.479	0	(11.062)	134.385

Resultado Devengado		31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación		6.479	5.533

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	kUSD
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	50,00%	125.090	646.458	771.548	46.031	565.008	611.039	162.487	75.766	25.249	15.420
76.715.352-K	Cia.Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A.	50,00%	1.848	900	2.748	265	79	344	2.404	1.576	1.749	(74)

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.	300.000	50,00%	0	1.192	47	0	0	1.239
Total				125.397	1.192	5.533	0	6.846	138.968

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	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.	50,00%	1.519	1.200	2.719	241	0	241	2.478	1.814	1.739	93

NOTA 15 – ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE PLUSVALIA

La Sociedad presenta los siguientes activos intangibles: movimiento y reconciliación al 31 de diciembre de 2025 y 2024.

Activos Intangibles Neto	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
Intangibles, Relación Contractual Clientes, neto (1)	117.847	125.450
Servidumbres, neto	6.799	5.181
Total Neto	124.646	130.631

(1) Los activos intangibles de relación contractual con clientes corresponden principalmente a contratos de suministro de energía eléctrica, asociado al proyecto de nuestra filial Central Termoeléctrica Andina SpA., el cual comenzó a amortizarse a contar del año 2011, por un período de 30 años. Ver criterios en Nota 3.4

Activos Intangibles Bruto	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
Intangibles, Relación Contractual Clientes, bruto	362.134	362.134
Servidumbres, bruto	18.372	16.100
Total Bruto	380.506	378.234

Amortización de Activos Intangibles	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
Amortización, Intangibles, Relación Contractual Clientes	(224.999)	(217.396)
Amortización, Servidumbres	(11.573)	(10.919)
Total Amortización	(236.572)	(228.315)

Deterioro de Activos Intangibles	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
Deterioro Intangibles, Relación Contractual Clientes	(19.288)	(19.288)
Total Amortización	(19.288)	(19.288)

Los activos intangibles por concepto presentan el siguiente movimiento durante el ejercicio 2025 y año 2024.

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 la sociedad Central Termoeléctrica Andina SpA. (CTA).

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 01-01-2025	Adiciones (Bajas) Periodo	Saldo Bruto Final al 31-12-2025	Amortización Acumulada al 31-12-2024	Amortización Periodo	Amortización Acumulada (Bajas) 31-12-2025	Amortización Acumulada al 31-12-2025	Deterioro 31-12-2025	Saldo Neto al 31-12-2025
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Intangibles, Relación Contractual Clientes (combinación de negocios)	362.134	0	362.134	(217.396)	(7.603)	0	(224.999)	(19.288)	117.847
Servidumbres	16.100	2.272	18.372	(10.919)	(654)	0	(11.573)	0	6.799
TOTALES	378.234	2.272	380.506	(228.315)	(8.257)	0	(236.572)	(19.288)	124.646

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

La Sociedad no tiene restricción alguna sobre la titularidad de los activos intangibles, asimismo, no existen compromisos para la adquisición de nuevos activos intangibles (NIC 38 párrafo 122 letra (c) y (d)).

NOTA 16 - PLUSVALIA

16.1 Plusvalía de adquisición San Pedro I y San Pedro II

Plusvalía	Saldo al 31-12-2025 kUSD	Saldo al 31-12-2024 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 ejercicio 2025 son los siguientes:

Movimientos Año 2025	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	1.055.763	40.004	326.272	4.506.902	18.204	524.598	10.577	257.860	6.740.180
Depreciación Acumulada	0	0	(138.844)	(2.030.449)	(15.084)	(294.421)	(9.168)	(153.709)	(2.641.675)
Deterioro	(3.176)	(9.995)	(117.464)	(952.081)	(402)	(14.927)	(67)	(31.147)	(1.129.259)
Saldo Inicial al 01-01-2025	1.052.587	30.009	69.964	1.524.372	2.718	215.250	1.342	73.004	2.969.246
Adiciones	1.061.571	0	0	52.120	0	0	137	(659)	1.113.169
Bajas	0	0	(297)	(23.770)	(310)	(15.039)	(24)	(2.713)	(42.153)
Deterioro	0	0	272	2.639	38	14.925	0	545	18.419
Gastos por Depreciación	0	0	(5.616)	(109.375)	(2.675)	(18.097)	(369)	(15.512)	(151.644)
Cierre Obras en Curso	(875.679)	271	1139	717.837	4309	90.477	277	61.369	0
Cambios, Total	185.892	271	(4.502)	639.451	1.362	72.266	21	43.030	937.791
Saldo Final 31-12-2025	1.238.479	30.280	65.462	2.163.823	4.080	287.516	1.363	116.034	3.907.037

Los movimientos registrados en Propiedades, Plantas y Equipos durante el ejercicio 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 por provisión de desmantelamiento al 31 de diciembre de 2025 y 2024 son los siguientes:

Movimientos Activo por Desmantelamiento Año 2025	Centrales Termoeléctricas Ciclo Combinado	Centrales Termoeléctricas	Centrales Hidroeléctricas	Centrales Fotovoltaicas	Parques Eólicos	Líneas Transmisión	Total Desmantelamiento
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Valor Bruto	11.206	75.027	3.483	43.456	26.632	1.059	160.863
Depreciación acumulada	(2.321)	(13.488)	(474)	(2.520)	(8.047)	(44)	(26.894)
Deterioro	0	(40.197)	0	0	0	0	(40.197)
Saldo al 01-01-2025	8.885	21.342	3.009	40.936	18.585	1.015	93.772
Movimiento	0	28.031	0	4.694	15.944	0	48.669
Deterioro	0	(20.685)	0	0	0	0	(20.685)
Depreciación	(1.111)	(1.896)	(99)	(1.716)	(1.376)	(44)	(6.242)
Saldo Final al 31-12-2025	7.774	26.792	2.910	43.914	33.153	971	115.514

Movimientos Activo por Desmantelamiento Año 2024	Centrales Termoeléctricas Ciclo Combinado	Centrales Termoeléctricas	Centrales Hidroeléctricas	Centrales Fotovoltaicas	Parques Eólicos	Líneas 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

La composición del rubro Propiedades, Plantas y Equipos, al 31 de diciembre de 2025 y 2024, es el siguiente:

Clases de Propiedades, Planta y Equipos, Neto (Presentación)	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
Construcción en Curso		
Construcción en Curso Centrales Renovables	995.535	662.048
Construcción en Curso Subestaciones de Transmisión	129.430	147.109
Construcción en Curso Otros	113.514	243.430
Terrenos	30.280	30.009
Edificios	65.462	69.964
Planta y Equipos		
Centrales Termoeléctrica de Ciclo Combinado	25.334	21.407
Centrales Termoeléctricas	595.993	591.781
Centrales Diesel	428	521
Centrales Hidroeléctricas	17.356	18.238
Centrales Fotovoltaicas	1.049.406	393.354
Parque Eólico	383.214	404.389
Gasoductos	49.316	50.503
Puertos	42.776	44.179
Equipamiento de Tecnología de la Información	4.080	2.718
Instalaciones Fijas y Accesorios		
Líneas de Transmisión y Subestaciones	285.788	213.552
Otras Instalaciones Fijas y Accesorios	1.728	1.698
Vehículos de Motor	1.363	1.342
Otras Propiedades, Planta y Equipo		
Edificios en Leasing	10.173	10.491
Líneas de Transmisión y Subestaciones en Leasing	37.969	39.279
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Leasing	3.226	3.322
Otras Propiedades, Planta y Equipo	64.666	19.912
Total Propiedades, Planta y Equipos	3.907.037	2.969.246

Clases de Propiedades, Planta y Equipos, Bruto (Presentación)	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
Construcción en Curso		
Construcción en Curso Centrales Renovables	995.535	662.048
Construcción en Curso Subestaciones de Transmisión	129.430	147.109
Construcción en Curso Otros	116.690	246.606
Terrenos	40.275	40.004
Edificios	326.968	326.272
Planta y Equipos		
Centrales Termoeléctrica de Ciclo Combinado	337.929	327.691
Centrales Termoeléctricas	2.475.415	2.535.231
Centrales Diesel	53.603	42.113
Centrales Hidroeléctricas	40.875	40.839
Centrales Fotovoltaicas	1.132.370	437.367
Parque Eólico	559.975	556.865
Gasoductos	429.290	428.138
Puertos	139.147	138.658
Equipamiento de Tecnología de la Información	21.075	18.204
Instalaciones Fijas y Accesorios		
Lineas de Transmisión y Subestaciones	488.282	467.132
Otras Instalaciones Fijas y Accesorios	58.227	57.466
Vehículos de Motor	8.130	10.577
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	220.976	188.768
Total Propiedades, Planta y Equipos	7.643.284	6.740.180

Clases de Depreciación Acumulada, Propiedades, Planta y Equipos (Presentación)	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
Depreciación Acumulada, Edificios	(144.312)	(138.844)
Depreciación Acumulada, Planta y Equipos		
Depreciación Acumulada, Centrales Termoeléctrica de Ciclo Combinado	(301.773)	(295.462)
Depreciación Acumulada, Centrales Termoeléctricas	(1.002.519)	(1.052.311)
Depreciación Acumulada, Centrales Diesel	(41.225)	(41.239)
Depreciación Acumulada, Centrales Hidroeléctricas	(23.519)	(22.601)
Depreciación Acumulada, Centrales Fotovoltaicas	(82.964)	(44.013)
Depreciación Acumulada, Parque Eólico	(176.761)	(152.476)
Depreciación Acumulada, Gasoductos	(359.660)	(357.321)
Depreciación Acumulada Puertos	(66.918)	(65.026)
Depreciación Acumulada, Equipamiento de Tecnologías de la Información	(16.630)	(15.084)
Depreciación Acumulada, Instalaciones Fijas y Accesorios		
Depreciación Acumulada, Líneas de Transmisión y Subestaciones	(202.494)	(238.653)
Depreciación Acumulada, Otras Instalaciones Fijas y Accesorios	(56.499)	(55.768)
Depreciación Acumulada, Vehículos de Motor	(6.700)	(9.168)
Depreciación Acumulada, Otras Propiedades, Planta y Equipos		
Depreciación Acumulada, Edificios en Leasing	(2.543)	(2.225)
Depreciación Acumulada, Líneas de Transmisión y Subestaciones en Leasing	(14.417)	(13.107)
Depreciación Acumulada, Otras Propiedades, Planta y Equipo en Leasing	(764)	(668)
Depreciación Acumulada, Otras Propiedades, Planta y Equipos	(125.709)	(137.709)
Total Depreciación Acumulada, Propiedades, Planta y Equipos	(2.625.407)	(2.641.675)

Clases de Deterioro de Valor, Propiedades, Planta y Equipos (Presentación)	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
Deterioro de Valor, Construcción en Curso	(3.176)	(3.176)
Deterioro de Valor, Terrenos	(9.995)	(9.995)
Deterioro de Valor, Edificios	(117.194)	(117.464)
Deterioro de Valor, Planta y Equipos		
Deterioro Acumulado Centrales Diesel	(11.950)	(353)
Deterioro Acumulado Centrales Termoeléctricas	(876.903)	(891.139)
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	(365)	(402)
Deterioro de Valor, Instalaciones Fijas y Accesorios	0	(14.927)
Deterioro de Valor, Vehículos de Motor	(67)	(67)
Deterioro de Valor, Otras Propiedades, Planta y Equipos	(30.601)	(31.147)
Deterioro de Valor, Propiedades, Planta y Equipos	(1.110.840)	(1.129.259)
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor, Propiedades, Planta y Equipos	(3.736.247)	(3.770.934)

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	31-12-2025		31-12-2024	
	Tasa de interés	kUSD	Tasa de interés	kUSD
Proyectos Renovables	5,551%	31.973	5,644%	25.561
Proyectos Subestaciones	5,551%	3.036	5,644%	3.240
Otros Proyectos	5,551%	1.771	-	0
Total		36.780		28.801

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 2025		
	Valor Bruto kUSD	Interés kUSD	Valor Presente kUSD
Menor a un año	7.023	4.785	2.238
Entre 1 año y cinco años	28.093	16.669	11.424
Más de cinco años	49.163	14.970	34.193
Total	84.279	36.424	47.855

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

Ver nota 10.5 y 10.6

NOTA 18 - ACTIVOS POR DERECHO DE USO

Al 31 de diciembre de 2025 el saldo de los activos por derecho de uso es kUSD 112.108, correspondiente al valor neto contable de activos que son objeto de contratos de arrendamiento. EECL mantiene actualmente en sus registros contratos de arrendamientos por sus vehículos, concesiones con el Fisco. Los activos por derecho de uso reconocidos como arrendamiento al 31 de diciembre de 2025 y 2024 son los siguientes:

Movimientos Año 2025	Terrenos kUSD	Vehículos de Motor kUSD	Total Activos por Derecho de Uso kUSD
Activos por Derecho de uso	139.756	2.907	142.663
Amortización Acumulada	(22.636)	(2.907)	(25.543)
Saldo Inicial al 01-01-2025	117.120	0	117.120
Contratos terminados (**)	(221)	(2.907)	(3.128)
Gasto por Amortización	(2.860)	0	(2.860)
Amortización (*)	(2.152)	0	(2.152)
Amortización contratos terminados (**)	221	2.907	3.128
Cambios, Total	(5.012)	0	(5.012)
Saldo Final 31-12-2025	112.108	0	112.108

Movimientos Año 2024	Terrenos kUSD	Vehículos de Motor kUSD	Total Activos por Derecho 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

(*) La amortización de algunos contratos de arriendo (derechos de uso), se encuentran capitalizados en los proyectos en construcción correspondientes.

18.1 Reconciliación de los pagos mínimos de los Activos en Leasing

Reconciliación de los pagos mínimos del leasing, arrendatario	31 de diciembre de 2025			
	Valor Bruto kUSD	Valor Interés kUSD	Valor presente corto plazo kUSD	Valor presente largo plazo kUSD
Menor a un año	7.711	2.968	4.743	0
Entre 1 año y 3 años	18.406	8.282	0	10.124
Entre 3 años y 5 años	9.856	5.060	0	4.796
Más de 5 años	112.031	35.164	0	76.867
Total	148.004	51.474	4.743	91.787

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

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:

- 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;
- 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
- 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 2024	25%	35%
1° de enero de 2025	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 periodos 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	31-12-2025 KUSD	31-12-2024 KUSD
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Provisiones	77.296	62.286
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Ingresos Pre Operativos	0	3.708
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Pérdidas Tributarias	170.935	232.529
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Intangibles	338	376
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Ingresos Diferidos	61	272
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Otros	15.020	1.703
Ajuste Purchase Price Allocation (1)	0	2.423
Activos por Impuestos Diferidos	263.650	303.297

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 Pacifico 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	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Depreciaciones	224.459	153.540
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Obligaciones por Beneficios Post-Empleo	1.154	1.154
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Intangibles	69.459	37.709
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Intereses Capitalizables	60.985	61.318
Pasivos por Impuestos Diferidos por Diferencia de Costo Histórico Propiedades, Planta y Equipos Filial Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	4.999	6.294
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Otros	12.524	12.907
Ajuste Purchase Price Allocation (1)	7.626	10.681
Pasivos por Impuestos Diferidos	381.206	283.603

(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	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
Activos por impuestos diferidos no corrientes	50.206	51.041
Pasivos por impuestos diferidos no corrientes	167.762	31.348
Neto	117.556	(19.693)

La Sociedad se encuentra potencialmente sujeta a auditorías tributarias al impuesto a las ganancias por parte de las autoridades tributarias de cada país. Dichas auditorías están limitadas a un número de períodos tributarios anuales, los cuales por lo general, una vez transcurridos dan lugar a la expiración de dichas revisiones. Las auditorías tributarias, por su naturaleza, son a menudo complejas y pueden requerir varios años. El siguiente es un resumen de los períodos tributarios, potencialmente sujetos a verificación:

País	Periodo
Chile	2019-2025
Argentina	2020-2025

19.3 Conciliación Tasa Efectiva

Al 31 de diciembre de 2025 y 2024 la conciliación del gasto por impuesto es el siguiente:

19.3.1 Consolidado

Concepto	31-12-2025		31-12-2024	
	Impuesto 27%	Tasa Efectiva	Impuesto 27%	Tasa Efectiva
	kUSD	%	kUSD	%
Impuesto teórico sobre resultado financiero	95.769	27,00	84.171	27,00
Diferencias permanentes VP Filiales	(1.749)	(0,49)	(1.494)	(0,48)
Otras diferencias permanentes	37.803	10,66	237	0,12
Total Diferencias Permanentes	36.054	10,17	(1.257)	(0,36)
Gasto (ingreso) por Impuesto a la Renta	131.823	37,17	82.914	26,64

19.3.2 Entidades Nacionales

Concepto	31-12-2025		31-12-2024	
	Impuesto 27%	Tasa Efectiva	Impuesto 27%	Tasa Efectiva
	kUSD	%	kUSD	%
Impuesto teórico sobre resultado financiero	95.898	27,00	85.990	27,00
Diferencias permanentes VP Filiales	(1.749)	(0,49)	(1.494)	(0,47)
Otras Diferencias Permanentes (1)	37.171	10,46	515	0,16
Total Diferencias Permanentes	35.422	9,97	(979)	(0,31)
Gasto (ingreso) por Impuesto a la Renta	131.320	36,97	85.011	26,69

(1) Corresponde principalmente a impuestos diferidos no recuperables.

19.3.3 Entidades Extranjeras

Concepto	31-12-2025		31-12-2024	
	Impuesto 25%	Tasa Efectiva	Impuesto 25%	Tasa Efectiva
	kUSD	%	kUSD	%
Impuesto teórico sobre resultado financiero, Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	(129)	25,00	(1.819)	25,00
Otras Diferencias Permanentes	632	(122,67)	(278)	3,82
Total Diferencias Permanentes	632	(122,67)	(278)	3,82
Gasto (ingreso) por Impuesto a la Renta	503	(97,67)	(2.097)	28,82

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	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
Gasto Tributario Corriente (Provisión Impuesto)	(13.924)	24.897
Ajuste Gasto Tributario (Ejercicio Anterior)	(13)	(959)
Efecto por Activos o Pasivos por Impuesto Diferido del Ejercicio	75.921	46.532
Beneficio Tributario por Pérdidas Tributarias	61.325	13.734
Diferencias Impuesto Otras Jurisdicciones	(10)	(146)
Impuesto a las ganancias relativos a inversiones en instrumentos de patrimonio de otro resultado integral	8.524	(1.144)
Total	131.823	82.914

19.3.5 Impuesto a las ganancias relacionado con otro resultado integral

Item	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
Impuesto a las ganancias relativos a inversiones en instrumentos de patrimonio de otro resultado integral	(8.524)	1.144
Total	(8.524)	1.144

19.4 Resultado Tributario de las Filiales Nacionales al término del periodo

Al 31 de diciembre de 2025 kUSD 13.922.

Al 31 de diciembre de 2024 kUSD 82.135.

NOTA 20 – OTROS PASIVOS FINANCIEROS

Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, los otros pasivos financieros son los siguientes:

Otros Pasivos Financieros	31-12-2025		31-12-2024	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Préstamos que devengan intereses	136.814	2.254.265	273.326	2.127.145
Derivados de cobertura (ver nota 21)	14.569	32.765	14.037	24.987
Otros Pasivos Financieros	26.018	0	0	0
Total	177.401	2.287.030	287.363	2.152.132

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

	31-12-2025		31-12-2024	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Préstamos bancarios	116.769	921.485	118.446	921.566
Obligaciones con público	20.045	1.332.780	154.880	1.205.579
Total	136.814	2.254.265	273.326	2.127.145

20.1 Préstamos que Devengan Intereses

20.1.1 Préstamos que Devengan Intereses, Corrientes

Entidad Deudora			Entidad Acreedora							Hasta 90 días		90 días a 1 año		Total 31-12-2025	Total 31-12-2024
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País	Moneda	Tipo Amortización	Tasa Efectiva %	Tasa Nominal %	31-12-2025	31-12-2024	31-12-2025	31-12-2024		
										kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	O-E	BID Invest (1)	EEUU	USD	Amortizable	6,685	6,685	0	0	3.505	2.060	3.505	2.060
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	O-E	BID Invest (1)	EEUU	USD	Amortizable	6,685	6,685	0	0	1.705	1.002	1.705	1.002
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	O-E	BID Invest (1)	EEUU	USD	Bullet	1,000	1,000	0	0	0	7	0	7
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	97.018.000-1	Banco Scotiabank (2)	Chile	USD	Bullet	4,616	4,621	2.964	3.163	0	0	2.964	3.163
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	97.018.000-1	Banco Scotiabank (3)	Chile	USD	Bullet	4,616	4,616	1.981	2.113	0	0	1.981	2.113
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	97.036.000-K	Banco Santander (4)	Chile	USD	Bullet	6,268	6,268	0	0	461	444	461	444
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	97.030.000-7	Banco Estado (5)	Chile	USD	Bullet	6,400	6,400	53.129	3.147	0	0	53.129	3.147
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	97.006.000-6	Banco BCI (6)	Chile	USD	Bullet	6,350	6,350	0	51.887	0	0	0	51.887
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	O-E	IFC (7)	EEUU	USD	Amortizable	6,755	6,755	27.738	29.427	18.419	18.419	46.157	47.846
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	O-E	DEG (7)	Alemania	USD	Amortizable	6,755	6,755	3.910	4.145	2.632	2.632	6.542	6.777
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	O-E	Corporación Andina de Fomento (CAF) (8)	Institución Financiera Multilateral	USD	Amortizable	5,349	4,859	0	0	325	0	325	0
Préstamos que Devengan Intereses, Corriente Total										89.722	93.882	27.047	24.564	116.769	118.446

- (1) Corresponde a los intereses devengados del financiamiento con BID Invest descrito en la nota 20.1.2, además de la tercera y cuarta cuotas de capital pagaderas en junio y diciembre de 2026 por un monto USD 2,20 millones y USD 2,75 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) Crédito de corto plazo por USD 50 millones con Banco Estado con vencimiento el 12 de enero de 2026, según se explica en el número (6) de la nota 20.1.2. Este préstamo fue renovado con una nueva fecha de vencimiento en diciembre de 2028 en una fecha posterior al cierre de estos estados financieros.
- (6) 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 fue pagado en su totalidad a su fecha de vencimiento.
- (7) Incluye intereses devengados y la cuarta y quinta cuota de capital de los financiamientos con International Finance Corporation (IFC) y Deutsche Investitions und Entwicklungsgesellschaft (DEG) por un saldo total de USD 336,8 millones al 31 de diciembre de 2025, como se describe en la nota 20.1.2.
- (8) Corresponde a intereses devengados del financiamiento firmado con la Corporación Andina de Fomento (“CAF”) descrito en la nota 20.1.2.

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 %	31-12-2025	31-12-2024	31-12-2025	31-12-2024	31-12-2025	31-12-2024	31-12-2025	31-12-2024
										kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	BID Invest (1)	EEUU	USD	Amortizable	6,685	6,685	16.841	9.197	40.541	47.982	10.883	14.410	68.265	71.589
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	BID Invest (1)	EEUU	USD	Amortizable	6,685	6,685	8.194	4.474	19.724	23.342	5.297	7.010	33.215	34.826
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	BID Invest (1)	EEUU	USD	Bullet	1,000	1,000	0	0	0	0	14.959	14.922	14.959	14.922
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	97.018.000-1	Banco Scotiabank (2)	Chile	USD	Bullet	4,616	4,616	0	0	149.279	148.823	0	0	149.279	148.823
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	97.018.000-1	Banco Scotiabank (2)	Chile	USD	Bullet	4,616	4,616	0	0	99.519	99.215	0	0	99.519	99.215
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	97.036.000-K	Banco Santander (3)	Chile	USD	Bullet	6,268	6,268	0	0	170.000	170.000	0	0	170.000	170.000
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	IFC (4)	EEUU	USD	Amortizable	6,755	6,755	72.776	72.744	72.776	72.744	108.758	145.181	254.310	290.669
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	DEG (4)	Alemania	USD	Amortizable	6,755	6,755	10.399	10.395	10.399	10.395	15.529	20.732	36.327	41.522
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	97.030.000-7	Banco Estado (5)	Chile	USD	Bullet	6,400	6,400	0	50.000	0	0	0	0	0	50.000
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	Corporación Andina de Fomento (CAF) (6)	Institución Financiera Multilateral	USD	Amortizable	5,349	4,859	0	0	0	0	95.611	0	95.611	0
Préstamos que Devengan Intereses, No Corriente Total										108.210	146.810	562.238	572.501	251.037	202.255	921.485	921.566

- 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. La tasa base de la porción del préstamo que se encuentra a tasa variable cambió de LIBOR 6 meses a SOFR compuesta diariamente a partir del 15 de diciembre de 2023. Para cubrir la exposición al riesgo de tasa de interés, la compañía tomó derivados del tipo swap de tasa de interés con el Banco de Chile por un monto notional equivalente al 50% del capital del préstamo a tasa variable. Con ello, la tasa SOFR quedó fija en una tasa promedio de 4,15% anual sobre un monto notional original de US\$55 millones. Al 31 de diciembre de 2025, el saldo remanente del préstamo ascendía a USD 122,5 millones, de los cuales US\$117,3 millones tenían vencimientos mayores a un año.
- El 26 de julio de 2022, la compañía firmó un contrato de financiamiento verde con Scotiabank por un total de USD 250 millones. El 28 de julio, la compañía giró un primer préstamo de USD 150 millones, mientras que el monto restante fue desembolsado el 7 de septiembre, ambos con pagos de intereses semestrales y con capital pagadero en una sola cuota en julio de 2027. El préstamo devenga intereses a una tasa variable basada en SOFR más un margen. Para cubrir la exposición al riesgo de tasa de interés, la compañía tomó derivados del tipo swap de tasa de interés con el Banco de Chile por un monto notional equivalente al 70% del capital del préstamo. Con ello, la tasa SOFR quedó fija en una tasa promedio de 2,872% anual.
- El 15 de diciembre de 2022, la compañía firmó un contrato de crédito a 5 años por un monto total comprometido de USD 170 millones con Banco Santander. En esa fecha se desembolsaron los primeros USD 77 millones de este financiamiento con el objeto de pagar por la compra de acciones de los parques eólicos San Pedro en Chiloé. Los restantes USD 93 millones fueron desembolsados el 15 de febrero de 2023. El capital es pagadero en una sola cuota el 14 de diciembre de 2027. El préstamo devenga intereses a una tasa variable basada en Term SOFR 6M más un margen. Para cubrir la exposición al riesgo de tasa de interés, la compañía tomó derivados del tipo swap de tasa de interés con Banco Santander por un monto notional equivalente al 70% del capital del préstamo. Con ello, la tasa SOFR quedó fija en una tasa promedio de 3,493% anual por dicha porción del préstamo. Durante 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.
- 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, alcanzó un monto comprometido total de USD400 millones a 10 años plazo. El financiamiento incluye USD200 millones provistos por IFC, USD114,5 millones por inversionistas en el marco del programa de cartera de financiamiento 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 60% 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. El 15 de enero de 2026, la compañía renegoció las condiciones de este crédito. Dicha renegociación contempló el prepago del saldo remanente del préstamo de ILX por USD 28 millones y la reducción del spread del crédito de IFC y DEG en 121,6 bps en promedio, efectivo a partir del 16 de enero de 2026. Tanto la fecha

de vencimiento del crédito como los derivados de tasa de interés asociados permanecieron inalterados, incrementándose la cobertura de estos últimos de un 60% a un 65,8%. La condición de vinculación a la sostenibilidad quedó eliminada, por lo tanto, los créditos ya no contemplan una potencial baja en la tasa de interés a partir de 2027 en caso de cumplirse los KPI o indicadores relevantes.

- (5) Préstamo de USD 50 millones con Banco Estado con vencimiento el 12 de enero de 2026. Este financiamiento se encuentra documentado con un pagaré en pesos más un contrato derivado del tipo cross-currency swap, bajo el cual la obligación de pago de la compañía es en dólares con una tasa de interés fija. Este crédito se muestra en la nota 20.1.1.
- (6) El 15 de octubre de 2025, Engie Energía Chile celebró un contrato de financiamiento denominado Green Senior Unsecured A/B Loan Facility con la Corporación Andina de Fomento (“CAF”), como acreedor, entre otras partes, en virtud del cual CAF puso a disposición de Engie un financiamiento no rotativo por la suma total de US\$400 millones. El financiamiento se estructura en dos tramos: (i) un Tramo A, por la suma de US\$250 millones, con vencimiento el año 2032, y (ii) un Tramo B, por la suma de US\$150 millones, con vencimiento en 2029 en el que participan tres bancos comerciales, BBVA, SMBC y CACIB, cada uno con US\$50 millones. Los fondos obtenidos en virtud del financiamiento se destinarán a gastos de inversión, desarrollo y construcción de proyectos de energía renovable y almacenamiento, que cumplan los criterios de elegibilidad previstos en el contrato de financiamiento, y al refinanciamiento de deuda vigente. La compañía cerró dos contratos derivados con los bancos BBVA y SMBC para fijar la tasa de interés hasta un 80% del valor del financiamiento. Con ello, la tasa de interés fija que cubre un 80% del préstamo, quedó en 4,7713% anual. La compañía realizó un primer desembolso de US\$100 millones bajo este contrato el día 9 de diciembre de 2025, quedando los US\$300 millones restantes a disposición de la compañía para seguir financiando sus proyectos de inversión durante 2026.

20.2 Obligaciones con el Público

20.2.1 Obligaciones con el Público, corriente

Entidad Deudora			Entidad Acreedora							Hasta 90 días		90 días a 1 año		Total 31-12-2025	Total 31-12-2024
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País	Moneda	Tipo Amortización	Tasa Efectiva %	Tasa Nominal %	31-12-2025	31-12-2024	31-12-2025	31-12-2024		
										kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon (1)	EEUU	USD	Bullet	5,228	4,500	0	137.883	0	0	0	137.883
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon	EEUU	USD	Bullet	3,669	3,400	7.225	7.225	0	0	7.225	7.225
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon	EEUU	USD	Bullet	6,708	6,375	0	0	6.552	6.552	6.552	6.552
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	UBS AG y BNP Paribas	Suiza	USD	Bullet	5,650	5,427	0	0	3.224	3.220	3.224	3.220
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	97.004.000-5	Banco de Chile	Chile	UF	Bullet	3,650	3,600	0	0	3.044	0	3.044	0
Obligaciones con el Público, Total										7.225	145.108	12.820	9.772	20.045	154.880

- (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). Los bonos contemplaban un plazo de 10 años y una tasa de interés de cupón de 4,500% anual. Los intereses se pagaban semestralmente, comenzando el día 29 de enero de 2015 y el capital se amortizaba 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. El 29 de enero de 2025 se pagó la totalidad del capital y los intereses devengados a esa fecha.

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	31-12-2025	31-12-2024	31-12-2025	31-12-2024	31-12-2025	31-12-2024	31-12-2025	31-12-2024
											kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon (1)	EEUU	USD	Bullet	3,669	3,400	576.500	0	0	494.950	0	0	493.822	494.950	493.822
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon (2)	EEUU	USD	Bullet	6,708	6,375	802.812	0	0	0	0	489.519	488.567	489.519	488.567
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	UBS AG y BNP Paribas (3)	Suiza	USD	Bullet	5,650	5,427	261.772	0	0	223.511	223.190	0	0	223.511	223.190
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	97.004.000-5	Banco de Chile (4)	Chile	UF	Bullet	3,650	3,600	210.925	0	0	0	0	124.800	0	124.800	0
Obligaciones con el Público>Total											0	0	718.461	223.190	614.319	982.389	1.332.780	1.205.579

- (1) Con fecha 28 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 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.
- (2) 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).
- (3) 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%.
- (4) El día 3 de septiembre de 2025, la compañía concretó su primera emisión de bonos verdes en el mercado local por un monto de UF 3.000.000 pagadero en una única cuota de capital el 1 de agosto de 2045. La colocación de la serie C se hizo a una tasa de interés de 3,57% anual bajo el mecanismo de remate holandés. El bono devenga intereses a una tasa cupón de 3,6% anual a partir del 1 de agosto de 2025. La compañía cerró un contrato derivado del tipo cross-currency-swap con Scotiabank para convertir la obligación a dólares a una tasa fija anual promedio de 5,823%.

20.2.3 Obligaciones con el público valor nominal

Año 2025

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	31-12-2025 kUSD	31-12-2025 kUSD	31-12-2025 kUSD	31-12-2025 kUSD	kUSD
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon	EEUU	USD	Bullet	3,669	3,400	576.500	17.000	34.000	525.500	0	576.500
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon	EEUU	USD	Bullet	6,708	6,375	802.812	31.875	63.750	63.750	643.437	802.812
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	UBS AG y BNP Paribas	Suiza	USD	Bullet	5,650	5,427	261.772	12.218	24.436	225.118	0	261.772
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	97.004.000-5	Banco de Chile	Chile	UF	Bullet	3,650	3,600	210.925	4.392	8.784	8.784	188.965	210.925
Total										1.852.009	65.485	130.970	823.152	832.402	1.852.009

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 kUSD	31-12-2024 kUSD	31-12-2024 kUSD	31-12-2024 kUSD	kUSD
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon	EEUU	USD	Bullet	5,228	4,500	138.678	138.678	0	0	0	138.678
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon	EEUU	USD	Bullet	3,669	3,400	593.500	17.000	34.000	34.000	508.500	593.500
88.006.900-4	Engie Energía 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 Energía 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

NOTA 21 - DERIVADOS Y OPERACIONES DE COBERTURA

Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, 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	31-12-2025				31-12-2024			
	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	11.459	64.206	14.569	14.569	11.082	27.065	14.037	24.987
Total	11.459	64.206	14.569	14.569	11.082	27.065	14.037	24.987

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
			31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD	
Forward	Tipo de cambio	Costos en pesos (CLP)	248.000	131.000	Flujos de caja
Forward	Tipo de cambio	Proyectos de inversión	1.607	553	Flujos de caja
Swap	Tipo de cambio	Tasas de Interés	539.000	539.000	Flujos de caja
Cross/currency swap	Tipo de cambio	Tasa de interés y monedas (CHF/USD)	225.118	225.118	Flujos de caja

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al cierre del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025 y 2024, la Sociedad no ha reconocido ganancias o pérdidas por ineffectividad.

Los contratos de derivados han sido tomados para proteger la exposición al riesgo del tipo de cambio. En el caso de los Forwards en que la compañía no cumpla con los requerimientos formales de documentación para ser calificados como de instrumentos de cobertura, los efectos son registrados en resultados.

En el caso de los contratos de forwards que son calificados de cobertura de flujo de efectivo, se asocian a la reducción de la variabilidad de los flujos de caja denominados en una moneda distinta a la funcional (USD) y contrato por compra y venta de combustible.

Los instrumentos financieros registrados a valor justo en el estado de situación financiera se clasifican de acuerdo a su valor justo, según las jerarquías reveladas en Nota 3.7.1.

Instrumentos Financieros	31-12-2025	31-12-2025	31-12-2024	31-12-2024
	Valor Libro kUSD	Valor Justo kUSD	Valor Libro kUSD	Valor Libro kUSD
Efectivo y equivalentes al efectivo				
Efectivo en caja	23	23	26	26
Saldos en Bancos	13.015	13.015	53.876	53.876
Depósitos a corto plazo, clasificados como equivalentes al efectivo	74.042	74.042	444.741	444.741
Activos financieros				
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes, no corrientes	315.875	315.875	308.667	308.667
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	699	699	2.859	2.859
Pasivos financieros				
Otros pasivos financieros	2.464.431	1.412.698	2.439.495	1.305.308
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	353.409	353.409	270.424	270.424
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes, no corrientes	98.774	98.774	93.094	93.094

Instrumentos Financieros Medidos a Valor Razonable	31-12-2025 kUSD	NIVEL 1 kUSD	NIVEL 2 kUSD	NIVEL 3 kUSD
Activos Financieros				
Activos Financieros a valor razonable con cambio en resultado	75.974	75.974	0	0
Total	75.974	75.974	0	0
Pasivos Financieros				
Derivados financieros derivados como cobertura de flujo de caja	47.334	0	47.334	0
Total	47.334	0	47.334	0

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

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 ineffectividad 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 2025 y 2024, los pasivos por arrendamientos son los siguientes:

Pasivos por arrendamientos	31-12-2025		31-12-2024	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
NIIF 16 - Arrendamientos	4.743	91.787	4.311	87.532
Total	4.743	91.787	4.311	87.532

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 %	31-12-2025	31-12-2024	31-12-2025	31-12-2024	31-12-2025	31-12-2024
								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	50	46	25	22	75	68
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	106	100	189	168	295	268
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	76	72	135	120	211	192
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	27	25	67	59	94	84
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Deka Inmobiliaria Chile One SpA	UF	Mensual	2,430	2,430	174	157	513	460	687	617
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Sencorp Rentas Inmobiliarias SpA	UF	Mensual	2,450	2,450	97	84	286	251	383	335
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,940	2,940	216	201	311	277	527	478
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,560	3,560	19	18	30	27	49	45
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,670	2,670	8	8	23	20	31	28
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,870	2,870	25	23	61	55	86	78
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,640	2,640	23	22	85	76	108	98
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,590	2,590	5	5	22	20	27	25
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,010	3,010	802	750	761	677	1.563	1.427
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo SpA	Chile	Monte Redondo S.A.	USD	Trimestral	4,006	4,006	128	84	121	184	249	268
76.247.976-1	Solar Los Loros SpA	Chile	Sociedad Agrícola Río Escondido Ltda.	UF	Anual	4,371	4,371	84	75	191	0	275	75
76.708.710-1	Central Termoeléctrica Andina SpA.	Chile	Ministerio de Defensa Nacional	UTM	Semestral	2,500	2,500	83	117	0	108	83	225
Pasivos por Arrendamientos, Total								1.923	1.787	2.820	2.524	4.743	4.311

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 %	31-12-2025	31-12-2024	31-12-2025	31-12-2024	31-12-2025	31-12-2024	31-12-2025	31-12-2024
								kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Ministerio de Defensa Nacional	UTM	Semestral	4,455	4,455	165	94	123	159	802	794	1.090	1.047
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	613	355	449	584	5.529	5.288	6.591	6.227
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	437	253	320	417	3.946	3.774	4.703	4.444
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	217	125	158	207	3.836	3.597	4.211	3.929
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Deka Inmobiliaria Chile One SpA	UF	Mensual	2,430	2,430	1.839	1.267	0	1.048	0	0	1.839	2.315
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Sencorp Rentas Inmobiliarias SpA	UF	Mensual	2,450	2,450	1.025	707	0	584	0	0	1.025	1.291
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,940	2,940	988	579	708	935	15.737	14.783	17.433	16.297
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,560	3,560	96	57	70	91	598	582	764	730
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,670	2,670	76	43	58	74	724	692	858	809
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,870	2,870	195	114	139	184	1.683	1.611	2.017	1.909
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,640	2,640	269	158	191	253	1.518	1.483	1.978	1.894
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,590	2,590	70	41	50	67	361	354	481	462
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,010	3,010	2.422	1.417	1.737	2.289	41.120	38.575	45.279	42.281
76.708.710-1	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Ministerio de Defensa Nacional	UTM	Semestral	2,500	2,500	756	446	87	548	0	0	843	994
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo SpA	Chile	Monte Redondo S.A.	USD	Trimestral	4,006	4,006	824	518	606	856	495	804	1.925	2.178
76.247.976-1	Solar Los Loros SpA	Chile	Sociedad Agrícola Río Escondido Ltda.	UF	Anual	4,371	4,371	132	74	100	128	518	523	750	725
Pasivos por Arrendamientos,Total								10.124	6.248	4.796	8.424	76.867	72.860	91.787	87.532

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 2024 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. 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 tercera 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 entre monedas distintas a la moneda funcional de la compañía que en este caso es el dólar de los Estados Unidos de América. 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 vio 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 originaron un aumento en las cuentas por cobrar a compañías distribuidoras. Para enfrentar este riesgo y mitigar sus efectos sobre su flujo de caja, la compañía firmó acuerdos con BID Invest y otras instituciones financieras para vender, sin recurso a la compañía, estas cuentas por cobrar a sociedades de propósito especial que obtuvieron fondos a través de colocaciones de bonos en el mercado internacional bajo el formato 144 A/Reg S y colocaciones privadas bajo el formato 4a2. Entre 2021 y 2025, la Sociedad realizó ventas de cuentas por cobrar bajo PEC-1 y de documentos de pago bajo PEC-2 y PEC-3 por un valor nominal total de USD 1.007 millones, con un gasto financiero neto de USD 54 millones. Con la última venta de documentos de pago en abril de 2025, y el fin de acumulación de saldos relacionados con las leyes de estabilización de precios al cliente regulado, se redujo la exposición de los saldos por cobrar a la volatilidad cambiaria.

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 2025, la Compañía mantenía contratos de venta de dólares “forward” con bancos por un monto nominal total de USD 168 millones con vencimientos mensuales de USD 14 millones entre enero y diciembre de 2026, 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 2025, existían contratos de venta de dólares forward por un monto nominal total de USD 67,4 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, el proyecto de condensadores síncronos en la Unidad 15 de Tocopilla, el proyecto PV BESS Libélula, y el proyecto eólico Pampa Fidelia, entre otros. Estos derivados fueron tomados con Banco de Chile, Banco Estado, 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 2025, un 98,5% 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 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 2025, los pasivos por arrendamientos denominados en monedas distintas al dólar ascendían a la cantidad de USD 96,5 millones.

Al 31 de diciembre de 2025, la Compañía presentaba IVA crédito fiscal denominado en moneda nacional reajutable por inflación por el equivalente a USD 212 millones, representando un activo expuesto a variaciones en los tipos de cambio. Al 31 de diciembre de 2025, la Compañía mantenía contratos de venta de dólares forward para cubrir partidas del balance general expuestas a riesgo cambiario por un monto nocional total de USD 80 millones, distribuidos en USD 60 millones con vencimiento en enero de 2026 y USD 20 millones con vencimiento en mayo de 2026. Por otra parte, la compañía emitió bonos en el mercado local por el equivalente a UF 3 millones, generándose así un pasivo expuesto a las fluctuaciones en los tipos de cambio, el que fue cubierto con cross-currency swaps con Scotiabank para llevar la obligación a dólares a tasa fija.

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 2025, un 85,91% de nuestra deuda financiera estaba a tasa fija o cubierta por derivados, mientras que un 14,09% de la deuda financiera, sin considerar las obligaciones por leasing bajo IFRS16, se encontraba a tasa variable (US\$54,5 millones del financiamiento con BID Invest, US\$75 millones del préstamo con Scotiabank, US\$51 millones del préstamo con Santander, US\$134,7 millones del financiamiento del IFC y DEG, y US\$20 millones correspondientes al 20% tasa flotante del primer desembolso de US\$100 millones del crédito con CAF).

Tasa de Interés	31-12-2025	31-12-2024
Tasa de interés fija	85,91%	86,05%
Tasa de interés variable	14,09%	13,95%
Total	100,00%	100,00%

23.2 Riesgo de Precio de Acciones

Al 31 de diciembre de 2025 y 2024 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 (3,73 TWh comprados bajo contratos en 2025 y 3,66 TWh en 2024) 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 en ocasiones se han 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.

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 temporalmente 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, que exigen la asignación y monitoreo de clasificaciones de riesgo para cada cliente. Tanto 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, garantías recibidas y derivados financieros, es administrado por la Gerencia de Finanzas, ESG & Procurement 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 Compañía cuenta con clasificaciones de riesgo con grado de inversión y acceso abierto a los mercados financieros, tal como se demuestra a continuación.

Al 31 de diciembre de 2025, EECL contaba con recursos en efectivo por US\$87,1 millones en forma consolidada, mientras la deuda financiera total nominal llegaba a los US\$2.380 millones, incluyendo US\$97 millones de deuda con vencimiento dentro de un año. Durante 2024 y 2025, la compañía obtuvo recursos de varios financiamientos relevantes además de la venta de documentos de pago emitidos por la Tesorería General de la República conforme a las leyes de estabilización de precios a clientes regulados ("PEC-2" y "PEC-3). Estos recursos han permitido financiar proyectos de inversión y mejorar la liquidez. Los principales financiamientos durante 2024 fueron (1) un bono 144-A Reg-S por US\$500 millones a 10 años emitido el 17 de abril y (2) un bono verde emitido en Suiza en septiembre por CHF 190 millones (US\$225 millones) con vencimiento en 2029. Adicionalmente, en 2024 la compañía concretó ventas de documentos de pago bajo las leyes PEC-2 y PEC-3 con lo que recibió ingresos en efectivo por US\$414,8 millones. El 3 de abril de 2025, la compañía recibió US\$112,4 millones producto de la segunda y última venta de documentos de pago bajo PEC-3. El 4 de septiembre de 2025, la compañía concretó su primera emisión de bonos en el mercado local por un monto nominal de UF 3 millones, equivalentes a aproximadamente US\$123,52 millones a la fecha de cierre de los estados financieros. Este bono tiene un único pago de capital en septiembre de 2045. El 29 de enero de 2025, la compañía pagó el saldo remanente de US\$135,5 millones de un bono 144-A por un monto original de US\$350 millones, además del pago de un préstamo de US\$50 millones con el BCI, con la consiguiente reducción de su deuda de corto plazo y fortalecimiento de su liquidez. El 15 de octubre de 2025, la compañía firmó un contrato de financiamiento con la CAF, del cual giró US\$100 millones el 9 de diciembre de 2025, quedando los US\$300 millones restantes a disposición de la compañía para ser girados en 2026. Cabe notar que, de los US\$97 millones de vencimientos de deuda en el corto plazo al cierre de 2025, US\$50 millones corresponden a un crédito con Banco Estado que vence en enero de 2026, cuya fecha de vencimiento fue extendida a diciembre de 2028, fortaleciendo así la liquidez de la compañía.

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 2025, 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 2025, 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 febrero de 2025. En cuanto a la Clasificación de Riesgo en la escala Nacional, Fitch Ratings subió la clasificación de solvencia de la compañía a AA, con perspectiva Estable el 23 de diciembre de 2025, en tanto Feller Rate ratificó la clasificación en AA- con perspectiva Estable el 18 de diciembre 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	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
Facturas por Pagar a Proveedores Extranjeros	14.757	5.407
Facturas por Pagar a Proveedores Nacionales	314.143	189.920
Facturas por Recibir Compras Nacionales y Extranjeras	24.509	75.097
Total	353.409	270.424

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						31-12-2025 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	112.552	0	0	0	0	0	112.552	30
Servicios	213.150	0	0	0	0	0	213.150	30
Dividendos por Pagar	0	0	0	0	26.802	0	26.802	
Total	325.702	0	0	0	26.802	0	352.504	

Tipo de proveedor	Montos según plazos de pago						31-12-2025 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	42	0	4	0	0	0	46
Servicios	825	25	4	0	2	3	859
Dividendos por Pagar	0	0	0	0	0	0	0
Total	867	25	8	0	2	3	905

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	
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

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	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
Provisión de Vacaciones	9.837	10.063
Provisión Bonificación Anual	10.169	11.507
Descuentos Previsionales y de Salud	1.113	1.027
Retención Impuestos	1.137	2.423
Otras Remuneraciones	4.520	9.552
Total	26.776	34.572

NOTA 26 – OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS

Los Otros Pasivos No Financieros Corrientes se detallan a continuación.

Otros Pasivos no Financieros, Corrientes	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
IVA débito fiscal	841	1.383
Impuestos de retención	952	1.788
Ingresos anticipados (1)	5.980	4.802
Total	7.773	7.973

(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	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
Ingresos garantías	82	82
Total	82	82

NOTA 27 – OTRAS PROVISIONES NO CORRIENTES

Otras Provisiones No Corriente	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
Contingencia Tributaria Gasoducto Nor Andino S.A. (1)		
Saldo Inicial	183.074	166.524
Movimiento (1)	69.863	16.550
Subtotal	252.937	183.074
Provisión Desmantelamiento		
Saldo Inicial (2)	11.800	0
Subtotal	11.800	0
Otros		
Saldo Inicial	4.000	4.000
Movimiento	0	0
Subtotal	4.000	4.000
Total	268.737	187.074

(1) Provisión Desmantelamiento

El Grupo ENGIE está trabajando para llegar hacia el “Net Zero Carbon” en el año 2045.

Para la actualización de la provisión de desmantelamiento, se consideraron todas las unidades de generación y las unidades renovables Parque Eólico Calama, Parque Solar Capricornio, Parque Solar Tamaya, Parque Solar Coya y las Centrales San Pedro I, San Pedro II, la ex Central Iquique, Parque Eólico Kallpa.

(2) Provisión Contrato Oneroso, corresponde al valor presente de la pérdida esperada por los contratos que mantienen Puerto Mejillones y Puerto Tocopilla.

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	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
Indemnización por Años de Servicio	81	43
Total	81	43

Los cambios en la obligación por beneficio son los siguientes

Provisiones no Corrientes por Beneficios a los Empleados	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
Saldo Inicial	43	46
Indemnización por Años de Servicio Actuarial (valorización a tasa de cierre)	38	(3)
Total	81	43

Gastos Reconocidos en el Estado de Resultados

Provisiones no Corrientes por Beneficios a los Empleados	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 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	31-12-2025	31-12-2024
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 2025.

Otras Reservas del Patrimonio	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
Inversión filiales, combinación de negocios (1)	327.043	327.043
Saldo de inversión por toma de control filial (2)	47.912	47.912
Cobertura flujo de efectivo neto de impuestos	31.132	19.147
Total	406.087	394.102

(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 Termoelectrica 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 distribuable 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 distribuable neta al 31 de diciembre de 2025 y 2024, fue de kUSD 222.839 y 181.381 respectivamente.

El Directorio de la Sociedad, en su sesión celebrada con fecha 29 de abril de 2025 aprobó la distribución de un dividendo definitivo con cargo a las utilidades del ejercicio 2024 por la cantidad total de kUSD 54.414.

El 29 de abril de 2025 la Junta de Accionistas acordó distribuir un dividendo definitivo con cargo a las utilidades del ejercicio 2024 por la cantidad total de kUSD 54.414.

La Sociedad registró al 31 de diciembre de 2025 con cargo a utilidades acumuladas, la suma de kUSD 66.852.

Dividendos	31-12-2025 kUSD
Reverso provisión 30% legal año 2024	(54.414)
Dividendos definitivos año 2024	54.414
Provisión 30% legal año 2025	66.852
Total Dividendos	66.852

Dividendos	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	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
Ventas de energía y potencia	1.735.803	1.631.885
Venta y transporte de gas (1)	205.218	65.663
Venta de Combustible	72	0
Venta de peajes (2)	123.976	110.401
Arriendo instalaciones	813	1.092
Servicios Portuarios (3)	1.941	2.875
Recupero Siniestro Unidad CTA Mejillones	0	17.813
Otras ventas - ingresos	8.731	6.735
Total	2.076.554	1.836.464

(1) El 3 de enero de 2023, ENGIE Energía Chile S.A. inició un procedimiento de arbitraje internacional contra Total Energies Gas & Power Limited («Total Energies») por incumplimiento de sus obligaciones contractuales en virtud de un contrato de suministro de GNL celebrado en agosto de 2011. El 13 de junio de 2025, el tribunal arbitral dictó su laudo decidiendo que Total Energies había incumplido sus obligaciones contractuales y debía pagar daños y perjuicios (aproximadamente 100 millones de dólares estadounidenses más intereses) a ENGIE Energía Chile S.A. Dado que los recursos disponibles y los fundamentos jurídicos que pueden invocarse para impugnar el laudo son muy limitados, los daños y perjuicios se han contabilizado en la cuenta de resultados a 31 de diciembre de 2025.(ver nota 9.1).

Con fecha 21 de octubre de 2025, ENGIE y Total Energies acordaron los términos y condiciones bajo los cuales esta última pagará a ENGIE la compensación determinada por el tribunal arbitral más intereses. El monto fue revelado en el Hecho Esencial presentado a la CMF el 18 de junio de 2025. Estos términos y condiciones, entre otros, estipulan que el monto pendiente adeudado se compensará principalmente con el precio de ciertos cargos de GNL durante 2025 y 2026 bajo el SPA existente suscrito entre las partes. Si la entrega de estos cargos de GNL no se materializa, los montos adeudados se pagarán en efectivo junto con los intereses aplicables cuando se justifique.

(2) 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).

(3) 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	31-12-2025		31-12-2024	
	kUSD	%	kUSD	%
Cientes Regulados que representan más del 10% (1)	542.752	26,14%	416.141	22,66%
Cientes Libres que representan más del 10% (1)	281.574	13,56%	335.863	18,29%
Otros Clientes Regulados	396.274	19,08%	378.420	20,61%
Otros Clientes Libres	855.954	41,22%	706.040	38,44%
Total Ventas	2.076.554	100,00%	1.836.464	100,00%

Al 31 de diciembre de 2025, hay un cliente regulado y un cliente libre que representan individualmente más del 10% de las ventas de EECL.

Ingresos Ordinarios

Ingresos Ordinarios	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
Ventas de energía y potencia	1.735.803	1.631.885
Otros ingresos	340.751	204.579
Total Ventas	2.076.554	1.836.464

NOTA 31 - COSTOS DE VENTA**Costos de venta**

Costos de Venta	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
Costos de combustibles, lubricantes y otros	362.453	310.916
Costos de energía y potencia	607.688	659.446
Sueldos y salarios	32.752	40.451
Beneficios anuales	12.207	12.167
Otros beneficios del personal	18.784	8.273
Obligaciones post empleo	11	11
Costo Venta Combustibles	66.208	45.908
Servicio Muelle	13.189	11.293
Servicios de Mantenición y Reparación	36.523	31.006
Servicios de Terceros	47.385	38.726
Asesorías y Honorarios	8.535	2.948
Operación y Mantenimiento Gasoductos	508	642
Costo Peaje	78.465	58.162
Depreciación propiedad, planta y equipo	147.999	130.527
Amortización activos derecho de uso	1.590	2.163
Depreciación repuestos	12.528	402
Amortización Intangibles	8.257	8.152
Contribuciones y patentes	13.667	6.440
Seguros	31.884	34.445
Otros egresos	58.727	31.097
Total	1.559.360	1.433.175

NOTA 32 – OTROS INGRESOS Y EGRESOS DE LA OPERACION

Otros Ingresos y Egresos de la Operación

Otros Ingresos y Egresos de la Operación	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
Acuerdo Indemnización Proyecto Kallpa	6.300	0
Venta de agua	2.988	3.321
Recupero incobrables	682	812
Deudas Incobrables	(194)	161
Venta de propiedades, planta y equipo	9	1.691
Venta Materiales en desuso	295	0
Castigo de cuentas por pagar	3.648	0
Otros Ingresos	10.297	14.204
Total	24.025	20.189

NOTA 33 – GASTOS DE ADMINISTRACION

Gastos de Administración

Gastos de Administración	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
Sueldos y salarios	15.253	16.788
Beneficios anuales	4.826	4.812
Otros beneficios del personal	5.392	4.251
Obligaciones post empleo	14	14
Servicios de terceros y asesorías	22.159	19.366
Depreciación propiedad, planta y equipo	3.645	3.144
Amortización activos derecho de uso	1.270	1.270
Contribuciones y patentes	407	416
Seguros	33	31
Otros	6.287	7.031
Total	59.286	57.123

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 2025 y 2024.

Remuneraciones auditores externos	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
Servicios de auditoría	415	408
Otros servicios	68	311
Total	483	719

NOTA 34 – GASTOS DEL PERSONAL**Gastos del personal**

Gastos del personal	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
Sueldos y salarios	48.005	57.239
Beneficios anuales	17.033	16.979
Otros beneficios del personal	24.176	12.524
Obligaciones post empleo	25	25
Total	89.239	86.767

NOTA 35 – OTROS GASTOS (INGRESOS)**Otros Gastos (Ingresos)**

Otros Gastos (Ingresos)	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
Baja propiedades, planta y equipo	2.425	1.331
Deterioro económico (1)	23.136	(891)
Otros Gastos (Ingresos)	0	23
Total	25.561	463

NOTA 36 - INGRESOS FINANCIEROS

Ingresos Financieros		
Ingresos Financieros	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
Intereses financieros	21.361	83.161
Total	21.361	83.161

Al 31 de diciembre de 2025 los ingresos financieros disminuyeron en US\$62 millones con respecto a 2024, principalmente debido al reconocimiento contable de US\$50,3 millones en intereses generados por cuentas por cobrar a clientes regulados producto de postergaciones en la fecha de emisión de los correspondientes decretos tarifarios en 2024. Descontando ese efecto, los ingresos financieros disminuyeron en US\$12 millones entre ambos períodos. En 2025, la compañía recibió US\$3,73 millones en intereses producto de la venta de documentos de pago emitidos por la Tesorería en el contexto de la ley PEC-3, en tanto en 2024, estos intereses alcanzaron US\$10,1 millones correspondientes a documentos de pago emitidos en el contexto de la ley PEC-2 y PEC-3.

NOTA 37 - COSTOS FINANCIEROS

Costos Financieros		
Costos Financieros	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
Intereses financieros	135.118	123.996
Intereses financieros leasing	6.954	6.911
Total	142.072	130.907

El incremento de US\$11,2 millones en gastos financieros en 2025 en comparación con el año anterior se debió principalmente al reconocimiento de US\$26 millones por los ingresos financieros recibidos en exceso durante 2024 que fueron corregidos con el Decreto de Precio Nudo Promedio correspondiente al primer semestre de 2026. Sin este efecto, los gastos financieros habrían tenido una disminución de US\$14,6 millones en intereses sobre la deuda financiera, debido a menores tasas de interés y al aumento de US\$8 millones en intereses activados. La tasa cupón promedio de la deuda financiera de la compañía bajó de 5,5% al 31 de diciembre de 2024 a 5,3% al 31 de diciembre de 2025.

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 2025 y 2024.

Diferencias de Cambio	Moneda	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
Activos			
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	CLP	(13.846)	(14.791)
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	EUR	20.437	22.316
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Peso Argentino	519	247
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	CLP	18.648	(21.253)
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	EUR	377	3
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	Peso Argentino	(209)	(12)
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	UF	3	(4)
Activos por Impuestos Corrientes	Peso Argentino	(389)	(2)
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, corriente	CLP	(65)	754
Otros Activos No Financieros	CLP	18.697	(29.834)
Otros Activos No Financieros	EUR	128	(202)
Otros Activos No Financieros	Peso Argentino	(219)	80
Otros Activos No Financieros	UF	1	0
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, No Corriente	CLP	0	157
Otros Activos No Financieros, No Corriente	UF	21	(14)
Otros Activos No Financieros, No Corriente	CLP	10	0
Total Activos		44.113	(42.555)
Pasivos			
Pasivos por Arrendamientos, Corriente	CLP	(359)	554
Otros Pasivos Financieros, Corriente	CLP	(2.363)	0
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	CLP	(9.986)	7.164
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	EUR	(474)	507
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	GBP	(2)	26
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	Peso Argentino	96	120
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	UF	(1.048)	883
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	Franco Suizo	(19)	2
Pasivos por Impuestos, Corriente	Peso Argentino	(354)	137
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	CLP	(844)	0
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	EUR	(55)	32
Otros Pasivos No Financieros	CLP	(2.335)	6.280
Pasivo por Impuestos Diferidos	Peso Argentino	(54)	(71)
Pasivos por Arrendamientos, No Corriente	CLP	(7.582)	10.708
Otros Pasivos Financieros, No Corriente	UF	(3.795)	0
Provisiones por Beneficios a los empleados	CLP	(2.417)	3.739
Total Pasivos		(31.591)	30.081
Total Diferencias de Cambio		12.522	(12.474)

NOTA 39 – GANANCIA POR ACCION

Informaciones a Revelar sobre Ganancias por Acción Básica	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Tenedores de Instrumentos Participación en el Patrimonio Neto de la Controladora	222.839	228.291
Resultado Disponible para Accionistas Comunes, Básico	222.839	228.291
Promedio Ponderado de Acciones, Básico	1.053.309.776	1.053.309.776
Ganancia por Acción Básica	USD 0,212	USD 0,217

Accionistas de la Sociedad

Nombre de los Mayores Accionistas al 31 de diciembre de 2025	Número de Acciones	Participación
ENGIE Austral S.A.	631.924.219	59,99%
Banco Santander por cuenta de Inversionistas extranjeros	35.272.727	3,35%
Banco de Chile por cuenta de State Street	22.989.874	2,18%
AFP Habitat S.A. Fondo Tipo C	18.222.520	1,73%
Banchile Adm. General de Fondos S.A.	17.879.741	1,70%
Fondo Mutuo Larrain Enfoque	15.578.662	1,48%
AFP Provida S.A. Fondo Tipo C	11.844.082	1,12%
AFP Cuprum S.A. Fondo Tipo C	11.339.550	1,08%
Fondo de Inversión Falcom Tactical Chilean	10.988.427	1,04%
Banchile Corredores de Bolsa S.A.	10.694.430	1,02%
BCI Corredores de Bolsa S.A.	10.530.526	1,00%
AFP Habitat S.A. Fondo Tipo A	9.834.326	0,93%
Otros accionistas	246.210.692	23,38%
Total	1.053.309.776	100,00%

NOTA 40 – GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS**40.1 Garantías Directas**

Acreedor de la Garantía	Tipo de Garantía	Monto vigente a la fecha de cierre de los estados financieros	
		31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
Coordinador Eléctrico Nacional	Boleta de Garantía	65.739	104.350
Secretaría Regional Ministerial de Bienes Nacionales	Boleta de Garantía	34.362	43.934
Ministerio de Energía	Boleta de Garantía	12.922	15.137
Interchile S.A.	Boleta de Garantía	2.850	0
Director General del Territorio Marino y de Marina Mercante	Póliza de Garantía	2.792	1.925
Hidroeléctra San Andrés SpA	Boleta de Garantía	2.200	2.200
Parque Solar Fotovoltaico Sol del Desierto SpA	Boleta de Garantía	2.000	0
CGE Transmisión S.A.	Boleta de Garantía	1.704	1.565
Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	Boleta de Garantía	1.648	1.821
Sierra Gorda Sociedad Contractual	Boleta de Garantía	1.500	1.500
Albemarle Chile Ltda.	Boleta de Garantía	1.000	0
Hidroeléctrica Dos Valles SpA	Boleta de Garantía	980	0
Dirección Regional de Vialidad	Boleta de Garantía	921	684
Ministerio de Obras Públicas	Boleta de Garantía	689	3
Enaex S.A.	Boleta de Garantía	405	405
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Boleta de Garantía	368	243
Transelec S.A.	Boleta de Garantía	347	1.682
Hidroeléctrica Punta del Viento SpA	Boleta de Garantía	310	310
Hidroeléctrica Roblería SpA	Boleta de Garantía	210	0
El Agrio Hidro SpA	Boleta de Garantía	200	0
Hidroeléctrica Palacios SpA	Boleta de Garantía	200	0
Transelec Holdings Rentas Limitada	Boleta de Garantía	184	486
Transmisora Parinas S.A.	Boleta de Garantía	184	243
Alfa Transmisora	Boleta de Garantía	184	0
Los Padres Hidro SpA	Boleta de Garantía	160	0
Sociedad Transmisora Metropolitana S.A.	Boleta de Garantía	149	11
Empresa de Transporte Ferroviario S.A.	Boleta de Garantía	145	0
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Boleta de Garantía	95	3
Eólica La Estrella SpA	Boleta de Garantía	92	180
Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Boleta de Garantía	92	0
Forestal Mininco SpA	Boleta de Garantía	88	0
ENAEX Servicios S.A.	Boleta de Garantía	64	64
Servicio Nacional de Aduanas	Boleta de Garantía	63	169
Hospital Dr. Ernesto Torres Galdames	Boleta de Garantía	12	24
Hospital San José del Carmen	Boleta de Garantía	11	22
Hospital Dr. Juan Noé Crevanni	Boleta de Garantía	10	19
Hospital San Pablo	Boleta de Garantía	9	19
Hospital Provincial del Huasco	Boleta de Garantía	5	9
Cooperación Nacional del Cobre Codelco	Boleta de Garantía	3	3.859
Sociedad Química y Minera de Chile S.A.	Boleta de Garantía	3	3
Hospital Dr. Marcos Macuada	Boleta de Garantía	2	5
CESFAM Dr. Héctor Reyno Gutiérrez	Boleta de Garantía	1	2
Compañía General de Electricidad S.A.	Boleta de Garantía	0	135
Complejo Metalúrgico Altonorte S.A.	Boleta de Garantía	0	45
Total		134.903	181.057

No se cuenta con activos comprometidos.

40.2 Garantías Indirectas

Al cierre de los estados financieros la Sociedad mantiene garantías indirectas por la Filial Transmisora Eléctrica del Norte S.A. (TEN).

Acreedor de la Garantía	Tipo de Garantía	Monto vigente a la fecha de cierre de los estados financieros	
		31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
Banco de Crédito e Inversiones	Garantía Corporativa	6.000	6.000
MUFG Union Bank, N.A.	Garantía Corporativa	10.000	10.000
Alstom Grid Chile S.A.	Garantía Corporativa	314.755	285.552
Ing. y Contruc.Sigdo Koppers S.A.	Garantía Corporativa	339.767	316.706

40.3 Caucciones Obtenidas de Terceros

Nombre		31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
A favor de ENGIE ENERGIA CHILE S.A.			
Sungrow Power Supply Co.Ltd.	Garantía fiel cumplimiento contrato	138.748	78.929
Goldwind Chile SpA.	Garantía fiel cumplimiento contrato	81.961	117.786
China and Goldwind Chile SpA.	Garantía fiel cumplimiento contrato	38.344	0
Energia Eolica CJR Wind Chile Ltda.	Garantía fiel cumplimiento contrato	35.115	15.212
Metka EGN Chile SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	26.803	882
Strabag SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	20.740	8.430
Huawei Chile S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	17.009	0
Siemens Gesa Renewable Energy SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	10.993	0
Besalco Energia Renovables S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	10.749	0
Doosan Enerbility Co., Ltd	Garantía fiel cumplimiento contrato	9.629	9.629
Cox Chile S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	8.227	0
Ingenieria y Const.Sigdo Koppers S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	3.629	13.087
Siemens Energy SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	3.415	5.562
Promet Servicios SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	3.240	1.594
Chint Electric Co., Ltd.	Garantía fiel cumplimiento contrato	2.382	0
GE Power Conversion IDT Chile S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.939	1.939
Aguas de Antofagasta	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.923	2.122
Soc.de Mantenición Conservación y Reparación S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.788	0
Grid Solutions Chile S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.484	1.369
Hitachi Energy Chile S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.336	0
Ametel Agencia en Chile	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.299	0
Equans Industrial SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.113	0
B. Bosch S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	901	1.378
Hidroeléctrica Rio Lircay S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	847	974

Nombre		31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
A favor de ENGIE ENERGIA CHILE S.A. (Continuación)			
Inversiones Bosquemar SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	800	0
Astroenergy New Energy Technology	Garantía fiel cumplimiento contrato	789	0
Ingeniería Eléctrica y Construcción Ltda	Garantía fiel cumplimiento contrato	762	0
Servicios Industriales Limitada (Axintus)	Garantía fiel cumplimiento contrato	673	366
Hyosung Heavy Industries Corporation	Garantía fiel cumplimiento contrato	503	0
Sergio Cortes Alucema e Hijo Ltda.	Garantía fiel cumplimiento contrato	500	1.500
Andaluza de Montajes Eléctricos y Telefónicos S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	413	0
Global Energy Services Siemens S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	300	300
Siemens S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	52	118
OHL Industrial Chile S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	4.542
Albemarle Ltda.	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	3.495
On Time Services SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	3.338
Ima Industrial SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	1.295
Somacor S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	829
Empresa Nacional de Telecomunicaciones S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	341
Arrendadora de Vehículos S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	235
Mantenimiento Técnico Industrial Ltda.	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	220
Varios	Cumplimiento de contratos en general	5.806	5.037
Sub total		434.212	280.509
A favor de Electroandina SpA.			
Soc.Marítima y Com. Somarco Ltda.	Garantía fiel cumplimiento de contrato	0	226
Varios	Cumplimiento de contratos en general	6	27
Sub total		6	253
A favor de Inversiones Hornitos SpA.			
Servicios Industriales Ltda.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	183	183
Equans Industrial SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	121	0
ABB S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	0	23
Otros	Fiel cumplimiento del contrato	42	105
Sub total		346	311
A favor de Edelnor Transmisión S.A.			
Kalpataru Power Chile SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	1.660	0
Ingeniería Eléctrica y Construcción Ltda	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	1.576	0
El Sol de Vallenar SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	1.511	2.266
Hyosung Heavy industries corporation	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	1.471	3.238

Nombre		31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
A favor de Edelnor Transmisión S.A. (Continuación)			
Globaltec Servicios y Construccion Ltda.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	1.267	7.721
Siemens S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	784	1.867
B.Bosch S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	550	1.549
Elecnor Chile S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	285	265
HMV Chile	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	224	120
Hitachi Energy Chile S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	173	519
Servicios de Respaldo de Energia Teknica SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	56	280
Pozo Almonte Solar 3 S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	37	65
Copiapó Solar SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	0	1.004
Otros	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	342	416
Sub total		9.936	19.310
A favor de Gasoducto Nor Andino SpA			
Corporación Nacional del Cobre	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	0	10.000
Arrendadora de Vehiculos S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	0	16
Sub total		0	10.016
A favor de Eólica Monte Redondo SpA			
Globaltec Servicios y Construccion Ltda.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	64	58
Res Energy Services SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	0	601
Pine SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	0	129
ABB S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	0	126
Otros	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	78	80
Sub total		142	994
A favor de Solar Los Loros SpA			
Huawei Chile S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	9.172	0
Energia Eolica CJR Wind Chile Ltda.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	4.544	0
Emerson Electric	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	25	25
Otros	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	298	4
Sub total		14.039	29
A favor de Río Alto SpA			
Gamesa Chile SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	6.825	6.825
Otros	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	0	1
Sub total		6.825	6.826
Total		465.506	318.248

40.4 Restricciones

Al 31 de diciembre de 2025, la Compañía registraba un crédito con vencimiento inferior a un año por USD 50 millones con Banco Estado según se detalla en la Nota 20.1.1. En enero de 2026, este préstamo fue extendido hasta diciembre de 2028. El préstamo devenga intereses a tasa fija, y se encuentra documentado con un pagaré en pesos chilenos acompañado de un contrato del tipo cross-currency swap que transforma la obligación a un préstamo a tasa fija en dólares. El préstamo no tiene restricciones financieras ni operativas y tiene opción de prepago. La porción corriente de deuda de largo plazo ascendía a USD 47,1 millones correspondientes a dos cuotas de capital de los financiamientos de IFC y DEG, pagaderas en enero y julio de 2026 cada una por un valor de USD 21,1 millones, además de dos cuotas de capital del financiamiento de BID Invest pagaderas en junio y diciembre de 2026, por un valor de USD 2,2 millones y USD 2,75 millones, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2025, EECL registraba dos 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. 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 vencían en enero de 2025, el que alcanzó USD 214.471.000 más los intereses devengados a esa fecha. Los fondos restantes de esta emisión fueron destinados a financiar y refinanciar proyectos verdes elegibles de acuerdo al marco de financiamientos verdes del grupo ENGIE (Green Financing Framework).

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%.

Finalmente, según lo informado mediante Hecho Esencial de fecha 3 de septiembre, la compañía completó su primera colocación de bonos verdes en el mercado nacional por UF 3.000.000 a 20 años plazo. La tasa cupón es de 3,60% anual y la tasa de colocación fue de 3,57% anual. La compañía cerró un contrato derivado del tipo cross-currency-swap con Scotiabank para convertir la obligación a dólares a una tasa fija anual promedio de 5,823%.

Ni los bonos emitidos conforme a la regla 144-A ni los bonos emitidos en el mercado suizo consideran exigencias de tipo financiero, mientras que el bono local contempla la obligación de mantener un patrimonio mínimo de USD 1.000 millones, y causales de rescate anticipado si (uno) el emisor dejare de mantener (i) una capacidad instalada total bruta superior a 1.150 MW y (ii) contratos de compraventa de energía o PPA en los que el emisor o sus filiales participen como vendedor que tengan una capacidad agregada total superior a 4.000 gigawatt hora por año, o (dos) se produjese un Cambio de Control del emisor según este término se define en el contrato. Todos los bonos 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 Commission o 'SEC') en tanto los adquirientes sean inversionistas debidamente calificados. Por su parte, la Regulación "S" permite que dichos títulos sean simultáneamente colocados o posteriormente revendidos fuera de los Estados Unidos de Norteamérica.

La deuda bancaria de mediano y largo plazo ascendía a USD 932 millones al 31 de diciembre de 2025 (USD 117,3 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 257,9 millones correspondiente a la porción de largo plazo con IFC más USD 36,8 millones con DEG y USD 100 millones correspondientes al primer desembolso de un contrato de financiamiento con CAF por un monto total de USD 400 millones. 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.

A fines 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 USD 350 millones, el que unido a un préstamo paralelo provisto por el banco alemán DEG, del grupo bancario de fomento KfW, alcanzó un monto comprometido total de US\$400 millones a 10 años plazo. El financiamiento incluye US\$200 millones provistos por IFC, US\$114,5 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 USD 200 millones bajo este financiamiento. Los USD 200 millones restantes fueron desembolsados el 19 de diciembre de 2023. Este financiamiento es pagadero en 19 cuotas semestrales iguales comenzando el 15 de julio de 2024 y terminando el 15 de julio de 2033. El 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. El saldo de estos préstamos ascendía a US\$336,8 millones al 31 de diciembre de 2025. 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 US\$240 millones, quedó fija en 3,815% anual.

El 15 de enero de 2025, la compañía renegoció las condiciones de este crédito. Dicha renegociación contempló el prepago del saldo remanente del préstamo de ILX por USD 28 millones y la reducción del spread del crédito de IFC y DEG en 121,6 bps en promedio, efectivo a partir del 16 de enero de 2026. Tanto la fecha de vencimiento del crédito como los derivados de tasa de interés asociados permanecieron inalterados, incrementándose la cobertura de estos últimos de un 60% a un 65,8%. La condición de vinculación a la sostenibilidad quedó eliminada, por lo tanto, los créditos ya no contemplan una potencial baja en la tasa de interés a partir de 2027 en caso de cumplirse los KPI o indicadores relevantes.

El 15 de octubre de 2025, Engie Energía Chile celebró un contrato de financiamiento denominado Green Senior Unsecured A/B Loan Facility con la Corporación Andina de Fomento ("CAF"), como acreedor, entre otras partes, en virtud del cual CAF puso a disposición de Engie un financiamiento no rotativo por la suma total de US\$400 millones. El financiamiento se estructura en dos tramos: (i) un Tramo A, por la suma de US\$250 millones, con vencimiento el año 2032, y (ii) un Tramo B, por la suma de US\$150 millones, con vencimiento en 2029 en el que participan tres bancos comerciales, BBVA, SMBC y CACIB, cada uno con US\$50 millones. Los fondos obtenidos en virtud del financiamiento se destinarán a gastos de inversión, desarrollo y construcción de proyectos de energía renovable y almacenamiento, que cumplan los criterios de elegibilidad previstos en el contrato de financiamiento, y al refinanciamiento de deuda vigente. La compañía cerró dos contratos derivados con los bancos BBVA y SMBC para fijar la tasa de interés hasta un 80% del valor del financiamiento. Con ello, la tasa de interés fija que cubre un 80% del préstamo, quedó en 4,7713% anual. La compañía realizó un primer desembolso de US\$100 millones bajo este contrato el día 9 de diciembre de 2025, quedando los US\$300 millones restantes a disposición de la compañía para seguir financiando sus proyectos de inversión durante 2026.

Tanto los préstamos de IFC/DEG, BID Invest y CAF, 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 (con la excepción del patrimonio mínimo requerido por el bono loca), 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.

Con fecha 27 de agosto se llevó a cabo la prueba confesional en la cual absolvió posiciones Enzo Quezada en representación de ENGIE. Luego con fecha 9 de octubre se llevaron a cabo los alegatos de los recursos por todas las partes, la causa quedó en acuerdo.

b) 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 ambiental derivado de la operación por parte de ENGIE de la Ex 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 dicha Central Diesel Iquique.

El 12 de agosto de 2024, el Tribunal Ambiental ("TA") 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, en la forma y en el fondo, ante la Corte Suprema, con fecha 30 de agosto de 2024, el cual se resolvió con fecha 24 de octubre de 2025. La Corte Suprema resolvió rechazar la casación en el fondo y declarar inadmisibles la casación en la forma. Actualmente se están ejecutando los planes de desmantelamiento y limpieza del sitio en donde se operó la Ex Central, junto con la preparación del plan de remediación ambiental, ordenados por el tribunal. Junto con lo anterior, el procedimiento ambiental se encuentra en fase de cumplimiento incidental, en virtud del cual ENGIE debe acreditar el estado de cumplimiento de la sentencia indicada.

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, ambos rechazados, por lo que la sentencia de primera instancia se encuentra firme y ejecutoriada.

NOTA 41 - DOTACION

Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, 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 2025	Total Año 2024
Generación	216	376	0	592	579
Transmisión	63	67	0	130	127
Administración y Apoyo	281	105	0	386	391
Total	560	548	0	1.108	1.097

NOTA 42 - SANCIONES

En el periodo 2025 y ejercicio 2024, ni la Sociedad ni sus ejecutivos han sido objeto de sanciones por parte de la Comisión para el Mercado Financiero.

NOTA 43 - MEDIO AMBIENTE

ENGIE Energía Chile (EECL) y sus filiales cuentan con un programa de cumplimiento ambiental que incluye: verificación de las resoluciones de calificación ambiental, verificación de normativa sectorial aplicable, ejecución de monitoreos de emisiones a la atmósfera, monitoreo de calidad del aire, monitoreo de emisiones a cuerpos de agua, vigilancia del medio marino, monitoreo 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. La ejecución del programa de cumplimiento esta bajo la responsabilidad de la Gerencia de Medio Ambiente y Permisos.

Adicionalmente, EECL y sus filiales implementaron el modelo de gestión ambiental ISO14001, obteniendo la certificación inicial en junio del 2006 y manteniendo a la fecha esta certificación. Este sistema de gestión es auditado anualmente por una casa certificadora externa que verifica el funcionamiento del sistema y el cumplimiento del mismo respecto al modelo ISO14001. En agosto 2025, se realizó una nueva auditoría anual del Sistema de Gestión con la casa Certificadora BUREAU VERITAS (BV), identificándose 1 no conformidad menor en gestión ambiental. El plan de acción correctivo fue elaborado y aprobado por BV, manteniéndose la certificación de nuestro sistema de gestión.

EECL no registra sanciones ni multas en el Registro Público de Sanciones de la Superintendencia del Medio Ambiente. A la fecha (31 de diciembre 2025), EECL ha tenido tres procesos sancionatorios, de los cuales dos fueron resueltos mediante programas de cumplimiento (PDC) y uno mediante informe de descargos. El siguiente cuadro resume estos procesos de sanción.

Año	Razon Social	Unidad Fiscalizable	Estado
2014	Engie Energía Chile S.A.	Central Mejillones	Terminado - PDC Satisfactorio
2014	Central Termoeléctrica Andina SpA	Central Térmica Andino	Terminado - PDC Satisfactorio
2015	Engie Energía Chile S.A.	Central Mejillones	Terminado - Absolución

EECL presenta dos sentencias por daño ambiental de los Tribunales Ambientales. Para ambas sentencias se han presentado y aprobados planes de reparación. El siguiente cuadro resume las sentencias de EECL.

Fecha	Razón Social	Unidad Fiscalizable	Estado Plan Remediación
Febrero, 2024	Eólica Monte Redondo SpA	Central Hidroeléctrica Laja	Aprobado por Tercer Tribunal Ambiental - En ejecución
Agosto, 2024	Engie Energía Chile S.A.	Central Diesel Iquique	Aprobado por Primer Tribunal Ambiental - En ejecución

Durante los últimos años no se han reportados incidentes medioambientales a las autoridades en los sitios operacionales de ENGIE.

NOTA 44 - INFORMACION FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES

El detalle de la información financiera resumida al 31 de diciembre de 2025, 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%	2.180	47.150	49.330	4.145	4.300	8.445	217	(1.554)
78.974.730-K	Gasoducto Nor Andino SpA	100,00%	7.223	68.684	75.907	2.037	10.818	12.855	20.719	8.947
0-E	Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	100,00%	2.480	20.953	23.433	3.349	3.492	6.841	5.754	(1.018)
76.046.791-K	Edelnor Transmisión S.A.	100,00%	31.379	175.748	207.127	62.378	106.093	168.471	19.510	(2.861)
76.009.698-9	Inversiones Hornitos SpA.	100,00%	31.351	(3)	31.348	87.841	16.767	104.608	67.822	(9.452)
76.247.976-1	Solar Los Loros SpA	100,00%	4.757	76.391	81.148	6.749	37.297	44.046	1.291	(1.217)
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo SpA	100,00%	6.383	105.333	111.716	2.377	13.058	15.435	9.332	2.433
76.114.239-9	Alba SpA	100,00%	38.946	17.860	56.806	6.784	54.425	61.209	6.192	(2.269)
76.114.229-1	Alba Andes SpA	100,00%	2.225	8.699	10.924	15.773	1.345	17.118	1.336	(43)
76.114.213-5	Alba Pacífico SpA	100,00%	2.305	8.700	11.005	15.712	1.342	17.054	1.340	(14)
76.376.043-K	Rio Alto SpA	100,00%	10.339	23.522	33.861	11.591	14.282	25.873	4.750	452
76.379.265-K	Energías de Abtao SpA	100,00%	13.908	51.026	64.934	4.002	78.374	82.376	4.779	(3.845)
77.708.483-6	Eólica Entre Cerros SpA	100,00%	456	3.423	3.879	1.906	1.188	3.094	0	(318)
77.235.144-5	Parque Fotovoltaico Andino Las Pataguas SpA	100,00%	0	618	618	643	0	643	0	0
76.361.254-6	NR Entre Ríos SpA	100,00%	0	16.600	16.600	0	0	0	0	0

La información financiera al 31 de diciembre de 2024 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%	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)
76.379.265-K	Parque Eólico Los Triguales SpA	100,00%	2	0	2	44	0	44	0	0
76.247.968-0	Solairedirect Generación VI SpA	100,00%	0	164	164	124	0	124	0	10
76.267.537-4	Solairedirect Generación IX SpA	100,00%	0	164	164	124	0	124	0	10
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

NOTA 45 – HECHOS POSTERIORES

No han ocurrido hechos significativos entre el 1° de enero de 2026 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 2025			Porcentaje de Participación Año 2024		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
76.046.791-K	Edelnor Transmisión S.A.	Chile	Dólar estadounidense	99,99999	0,00001	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
76.361.254-6	NR Entre Ríos SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Ver nota 2.4 Entidades Filiales

b) Sociedades contabilizadas por el método de la participación:

Tipo de Relación	RUT	Nombre Sociedad	País de Origen	Moneda Funcional	Porcentaje de Participación al	
					31-12-2025 Directo	31-12-2024 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	50,000

Ver nota 2.5 Inversiones Contabilizadas por el Método de la Participación.

ANEXO 2 – DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA

El detalle de los activos denominados en moneda extranjera es el siguiente:

Activos	Moneda	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
Activos Corrientes			
Efectivo y equivalentes al efectivo	USD	85.580	493.405
Efectivo y equivalentes al efectivo	\$ no reajutable	1.310	4.552
Efectivo y equivalentes al efectivo	Euro	170	666
Efectivo y equivalentes al efectivo	Peso Argentino	20	20
Otros activos financieros Corriente	USD	11.768	11.941
Activos por impuestos corrientes	USD	8.008	7.742
Activos por impuestos corrientes	Peso Argentino	94	934
Inventarios corrientes	USD	50.396	124.635
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	\$ no reajutable	4	889
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	UF	9	57
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	USD	686	1.913
Otros activos no financieros	\$ no reajutable	215.403	195.401
Otros activos no financieros	USD	18.791	18.318
Otros activos no financieros	Peso Argentino	280	217
Otros activos no financieros	Euro	2.330	2.046
Otros activos no financieros	Otras Monedas	1	0
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	USD	242.420	144.412
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	\$ no reajutable	73.359	72.833
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	UF	41	12
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	Peso Argentino	55	518
Activos No Corrientes			
Otros activos financieros No Corriente	USD	64.206	27.065
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	USD	0	90.892
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	USD	18.730	17.400
Otros activos no financieros no corriente	\$ no reajutable	0	1
Otros activos no financieros no corriente	USD	62.762	64.964
Otros activos no financieros no corriente	UF	178	157
Activos por impuestos diferidos	USD	50.206	51.041
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	USD	134.385	138.968
Activos intangibles distintos de la plusvalía	USD	124.646	130.631
Plusvalía	USD	32.784	32.784
Propiedades, planta y equipo	USD	3.907.037	2.969.246
Activos por derecho de uso	USD	112.108	117.120
Subtotal	USD	4.924.513	4.442.477
	\$ no reajutable	290.076	273.676
	Euro	2.500	2.712
	UF	228	226
	Peso Argentino	449	1.689
	Otras Monedas	1	0
Activos, Total		5.217.767	4.720.780

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	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	USD	47.983	40.802	1.679	1.526
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	UF	214	160	0	0
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	Euro	3.281	2752	0	0
Pasivos por impuestos corrientes	USD	643	0	0	0
Otros pasivos no financieros	\$ no reajutable	7.742	7.970	0	0
Otros pasivos no financieros	Peso Argentino	31	3	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Euro	5.268	9.237	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	\$ no reajutable	124.879	29.418	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Otras monedas	235	223	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Peso Argentino	479	125	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	USD	206.584	213.141	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	UF	15.964	18.280	0	0
Provisión corrientes por beneficios a los empleados	\$ no reajutable	26.776	34.572	0	0
Otros pasivos financieros	USD	126.619	240.505	50.782	46.858
Pasivos por arrendamientos corrientes	USD	84	84	191	184
Pasivos por arrendamientos corrientes	UF	1.661	1.540	2.483	2.210
Pasivos por arrendamientos corrientes	Otras monedas	178	163	146	130
Subtotal	USD	381.913	494.532	52.652	48.568
	\$ no reajutable	159.397	71.960	0	0
	Euro	8.549	11.989	0	0
	UF	17.839	19.980	2.483	2.210
	Peso Argentino	510	128	0	0
	Otras Monedas	413	386	146	130
Pasivos Corrientes, Total		568.621	598.975	55.281	50.908

Pasivos, No Corrientes

		1 a 3 años		3 a 5 años		Más de 5 años	
	Moneda	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD	31-12-2025 kUSD	31-12-2024 kUSD
Pasivo por impuestos Diferidos	USD	5.420	10.265	5.398	5.568	156.944	15.515
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	USD	5.169	4.699	6.255	5.686	34.193	37.469
Otros pasivos financieros no corrientes	USD	128.988	152.472	1.285.620	809.030	872.422	1.190.630
Pasivos por arrendamientos	USD	824	792	606	582	495	804
Pasivos por arrendamientos	UF	8.379	7.901	3.980	4.150	75.570	71.262
Pasivos por arrendamientos	Otras monedas	921	822	210	425	802	794
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	\$ no reajutable	0	0	0	0	81	78
Otras provisiones no corrientes	USD	97.987	40.082	0	0	170.750	146.992
Otros pasivos no financieros, no corrientes	USD	82	82	0	0	0	0
Subtotal	USD	238.470	208.392	1.297.879	820.866	1.234.804	1.391.410
	\$ no reajutable	0	0	0	0	81	78
	UF	8.379	7.901	3.980	4.150	75.570	71.262
	Otras monedas	921	822	210	425	802	794
Pasivos No Corrientes, Total		247.770	217.115	1.302.069	825.441	1.311.257	1.463.544

Informe del Auditor Independiente

Señores
Accionistas y Directores
Engie Energía Chile, S.A.

Opinión

Hemos auditado los estados financieros consolidados de la sociedad Engie Energía Chile, S.A. y sus subsidiarias (el Grupo), que comprenden el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2025, los estados consolidados de resultados, de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo correspondientes al año terminado en esa fecha, y las notas a los estados financieros consolidados, incluyendo información de las políticas contables materiales.

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados adjuntos presentan razonablemente, en todos los aspectos materiales, la situación financiera consolidada del Grupo al 31 de diciembre de 2025, sus resultados consolidados y flujos de efectivo consolidados correspondientes al año terminado en esa fecha, de conformidad con las Normas de Contabilidad de las Normas Internacionales de Información Financiera, emitidas por el International Accounting Standards Board.

Fundamento de la opinión

Hemos llevado a cabo nuestra auditoría de conformidad con las Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile. Nuestras responsabilidades de acuerdo con dichas normas se describen más adelante en la sección *Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de los estados financieros consolidados* de nuestro informe. Somos independientes del Grupo de conformidad con el Código de Ética del Colegio de Contadores de Chile, y hemos cumplido las demás responsabilidades de ética de conformidad con esos requerimientos. Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido proporciona una base suficiente y adecuada para nuestra opinión.

Asuntos clave de la auditoría

Los asuntos clave de la auditoría son aquellos asuntos que, según nuestro juicio profesional, han sido de la mayor significatividad en nuestra auditoría de los estados financieros consolidados del año actual. Estos asuntos han sido tratados en el contexto de nuestra auditoría de los estados financieros consolidados como un todo y en la formación de nuestra opinión sobre éstos, y no expresamos una opinión por separado sobre esos asuntos.

Asunto clave de auditoría	Cómo fue tratado el asunto clave de auditoría
Prueba de deterioro de activos de larga duración (Nota 3.5) Al 31 de diciembre de 2025, el Grupo posee propiedades, planta y equipo, así como activos intangibles distintos de la plusvalía, respecto de los cuales, de conformidad con la NIC 36, la Administración evalúa en cada fecha de cierre o cuando se identifica algún indicio de deterioro en las unidades generadoras de efectivo (UGE), si el importe recuperable de dichos activos excede su valor en libros mediante la correspondiente prueba de deterioro. La auditoría sobre la prueba de deterioro de activos ha sido identificada como clave debido a la materialidad de los importes y además su complejidad producto de las incertidumbres significativas de la estimación involucradas en la determinación de su valor recuperable. Esas estimaciones son sensibles a los cambios en supuestos significativos, como la tasa de descuento y los flujos de efectivo proyectados, que se ven afectados por las futuras condiciones económicas o de mercado.	• Obtuvimos entendimiento del proceso y del control interno asociado al proceso de evaluación de deterioro. • Obtuvimos entendimiento de la metodología utilizada por la Administración para determinar el valor en uso, corroborando su consistencia con la NIC 36. • Evaluamos la agrupación de activos por cada UGE y evaluamos la razonabilidad de las proyecciones financieras aprobadas por el Consejo (comparamos los flujos futuros con históricos reales y revisamos cumplimiento de presupuesto, entre otros). • Con la ayuda de nuestro equipo con conocimientos especializados en deterioro de activos: - o Comparamos los supuestos claves (tasas de descuento, tasas de crecimiento, demanda proyectada) con datos históricos y de mercado. - o Determinamos como las variaciones en las tasas de descuento y crecimiento afectan el importe recuperable de las UGE mediante un análisis de sensibilidad. • Observamos las revelaciones en los estados financieros para asegurar que reflejan adecuadamente los juicios y estimaciones significativas conforme a la NIC 36.

Responsabilidades de la Administración y de los responsables del gobierno corporativo por los estados financieros consolidados

La Administración es responsable de la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados adjuntos de conformidad con las Normas de Contabilidad de las Normas Internacionales de Información Financiera, emitidas por el International Accounting Standards Board

y del control interno que la Administración considere necesario para permitir la preparación de estados financieros consolidados exentos de representaciones incorrectas materiales, debido a fraude o error.

En la preparación de los estados financieros consolidados, la Administración es responsable de la evaluación de la capacidad del Grupo de continuar como empresa en marcha, revelando, según corresponda, los asuntos relacionados con la empresa en marcha y utilizando la base contable de empresa en marcha excepto si la Administración tiene intención de liquidar el Grupo o de cesar sus operaciones, o bien no exista otra alternativa realista, que hacerlo.

Los responsables del gobierno corporativo son responsables de la supervisión del proceso de preparación y presentación de información financiera del Grupo.

Responsabilidades del auditor en relación con 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 materiales, debido a fraude o error, y emitir un informe del auditor que contenga nuestra opinión. Seguridad razonable es un alto grado de seguridad, pero no garantiza que una auditoría realizada de conformidad con las Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile siempre detecte una representación incorrecta material cuando exista. Las representaciones incorrectas pueden deberse a fraude o error y se consideran materiales si, individualmente o de forma agregada, se podría esperar razonablemente que influyan en las decisiones económicas que los usuarios toman basándose en los estados financieros consolidados.

Como parte de una auditoría de conformidad con las Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile, aplicamos nuestro juicio profesional y mantenemos una actitud de escepticismo profesional durante toda la auditoría. También:

- Identificamos y evaluamos los riesgos de representaciones incorrectas materiales en los estados financieros consolidados, debido a fraude o error, diseñamos y aplicamos procedimientos de auditoría para responder a dichos riesgos y obtenemos evidencia de auditoría suficiente y adecuada para proporcionar una base para nuestra opinión. El riesgo de no detectar una representación incorrecta material debido a fraude es más elevado que en el caso de una representación incorrecta material debido a error, ya que el fraude puede implicar colusión, falsificación, omisiones deliberadas, representaciones intencionadamente erróneas o el caso omiso del control interno.



- Obtenemos entendimiento del control interno relevante para la auditoría con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno del Grupo.
- Evaluamos la adecuación de las políticas contables aplicadas y la razonabilidad de las estimaciones contables y la correspondiente información revelada por la Administración.
- Concluimos sobre lo adecuado de la utilización, por la Administración, de la base contable de empresa en marcha y, basándonos en la evidencia de auditoría obtenida, concluimos sobre si existe o no una incertidumbre material relacionada con hechos o con condiciones que pueden generar dudas significativas sobre la capacidad del Grupo para continuar como empresa en marcha. Si concluimos que existe una incertidumbre material, se requiere que llamemos la atención en nuestro informe del auditor sobre la correspondiente información revelada en los estados financieros consolidados o, si dichas revelaciones no son adecuadas, que expresemos una opinión modificada. Nuestras conclusiones se basan en la evidencia de auditoría obtenida hasta la fecha de nuestro informe del auditor. Sin embargo, hechos o condiciones futuros pueden ser causa de que el Grupo deje de ser una empresa en marcha.
- Evaluamos la presentación general, la estructura y el contenido de los estados financieros consolidados, incluida la información revelada, y si los estados financieros consolidados representan las transacciones y hechos subyacentes de un modo que logran la presentación razonable.
- Planificamos y llevamos a cabo la auditoría del grupo para obtener evidencia de auditoría suficiente y adecuada con respecto a la información financiera de las entidades o unidades de negocio dentro del grupo como una base para formarnos una opinión sobre los estados financieros consolidados del grupo. Somos responsables por la dirección, supervisión y revisión del trabajo de auditoría realizado para los fines de una auditoría de grupo. Somos los únicos responsables por nuestra opinión de auditoría.

Comunicamos a los responsables del gobierno corporativo, entre otros asuntos, el alcance y la oportunidad planificados y los hallazgos significativos de la auditoría, así como cualquier deficiencia significativa del control interno que identificamos en el transcurso de la auditoría.

También proporcionamos a los responsables del gobierno corporativo una declaración de que hemos cumplido los requerimientos de ética aplicables en relación con la independencia y comunicado todas las relaciones y demás asuntos de los que se puede esperar razonablemente afecten nuestra independencia y, en su caso, las medidas adoptadas para eliminar las amenazas o las salvaguardas aplicadas.

Entre los asuntos que han sido objeto de comunicación con los responsables del gobierno corporativo, determinamos los que han sido de mayor significatividad en la auditoría de los estados financieros consolidados del año actual y que son, en consecuencia, los asuntos clave de la auditoría. Describimos esos asuntos en nuestro informe del auditor salvo que las disposiciones legales o reglamentarias prohíban revelar públicamente el asunto o, en circunstancias extremadamente poco frecuentes, determinemos que un asunto no se debiera comunicar en nuestro informe porque cabe razonablemente esperar que las consecuencias adversas de hacerlo superarían los beneficios de interés público de la misma.

Otros Asuntos

El Colegio de Contadores de Chile A.G. aprobó que las Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile adopten integralmente y sin reservas las Normas Internacionales de Auditoría emitidas por el International Auditing and Assurance Standards Board para las auditorías de los estados financieros preparados por el año iniciado a partir del 1 de enero de 2025.

La auditoría a los estados financieros consolidados de la sociedad Engie Energía Chile, S.A. y sus subsidiarias al 31 de diciembre de 2024 fue efectuada de acuerdo con las Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile vigentes a esa fecha por los cuales emitimos una opinión sin modificaciones con fecha 30 de enero de 2025.



Oscar Gálvez R.
EY Audit Ltda.

Santiago, 27 de enero de 2026

DocuSign Envelope ID: 93C4A96C-1426-4BF9-BF59-6B30945FACD3



DECLARACION DE RESPONSABILIDAD

En sesión de directorio celebrada el 27 de enero de 2026, 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 2025, de acuerdo con el siguiente detalle:

RUT : 88.006.900-4

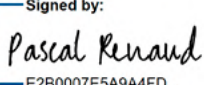
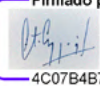
RAZON SOCIAL : ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

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	Signed by:  Pascal Renaud E2B0007E5A9A4FD... Presidente	0-E
Cristian Eyzaguirre	Firmado por:  Cristian Eyzaguirre 4C07B4B7E8CF49E... Director	4.773.765-6
Joanna Davidovich	DocuSigned by:  Joanna Davidovich 1FA855D8E0D24F9...	14.524.425-0
Carolina Schmidt	DocuSigned by:  Carolina Schmidt E8278FFB9163441... r	7.052.890-8
Ernesto Parra	Signed by:  Ernesto Parra 0C63C942EFAA4EC... ector	12.608.835-3
Juan Villavicencio	DocuSigned by:  Juan Villavicencio FFEC317296C04BB... e General	13.831.685-8

Fecha: 27 de enero de 2026

