

120 AÑOS
entregando energía

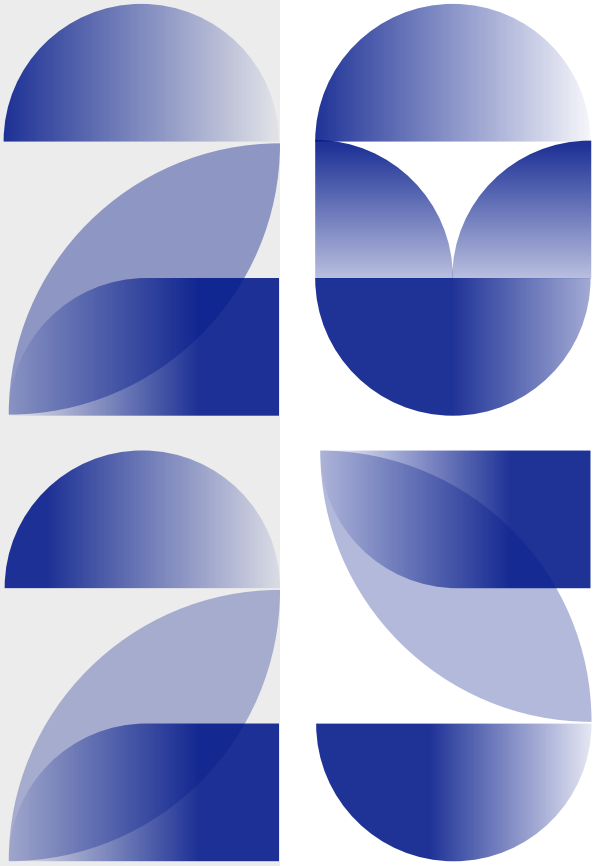
Memoria Anual Integrada

CFE



Accede a la memoria completa escaneado este QR

Memoria Anual Integrada



120 AÑOS
entregando energía

Contenido

Perfil de CGE **4**
Carta del Presidente del Directorio 5
Acerca de esta memoria 8
Identificación de la sociedad 9
Historia: CGE y su trayectoria 11
Hitos 2025 14
Perfil de la organización 18
Presencia nacional 20
Cifras destacadas 22

Gobernanza **23**
Marco de gobernanza 24
Directorio 31
Ejecutivos principales 41
Propiedad 43
Subsidiarias y asociadas 49
Cumplimiento 50

Estrategia CGE **53**
Objetivos estratégicos 54
Inversiones 55
Gestión de riesgos 56
Relación con los grupos de interés 72

Industria y negocio **76**
Sector eléctrico 77
Negocio 81
Gestión de proveedores 89

Capital humano **92**
Dotación de personal 93
Formalidad laboral 97
Equidad en el trabajo 98
Perfil de los colaboradores 102
Formación, desarrollo y bienestar de las personas 104
Subcontratación 110
Seguridad y salud en el entorno laboral 111

Sostenibilidad tributaria **113**

Enfoque fiscal y compromiso con la transparencia 114
Gobernanza y gestión fiscal 116
Relación fiscal y grupos de interés 117
Presentación de la información fiscal 118

Anexos **119**

Propiedades e instalaciones 120
Emisiones de GEI y planificación de los recursos energéticos 123
Gestión del agua 124
Hechos relevantes 125
Comentarios de accionistas 126
Declaración de responsabilidad 127
Tabla de indicadores Norma de Carácter General 461/519 128
Tabla de indicadores SASB 133

Estados Financieros **136**

Estados Financieros Consolidados
Informe del Auditor Independiente
Notas a los Estados Financieros Consolidados
Análisis Razonado



1 PERFIL DE CGE

Carta del Presidente del Directorio



DAI Yan
Presidente

Estimados Señores Accionistas,
En representación del Directorio de Compañía General de Electricidad S.A., tengo el agrado de presentar a ustedes la Memoria Anual Integrada 2025 de nuestra empresa, instancia que nos permite reflexionar, destacar aquello de lo que estamos orgullosos, lo que hemos avanzado y además, presentar nuestros desafíos a futuro.

El año 2025 fue un periodo de grandes desafíos en el ámbito climático, aspectos regulatorios, modernización de las instalaciones eléctricas y diversidad de los entornos sociales.

Cada uno de estos desafíos refuerzan nuestro compromiso por entregar un servicio de calidad, teniendo como centro la satisfacción de nuestros clientes, en todos los aspectos.

Nuestra amplia presencia geográfica nos lleva a un compromiso permanente con las comunidades, no sólo por el servicio que brindamos, sino que también por medio de nuestro Programa Ilumina, a través del cual desarrollamos todas las actividades de compromiso social que ejecutamos en las zonas, teniendo como objetivo apoyar la formación y educación en todos los ámbitos de la vida.

CGE es parte de la vida y desarrollo de Chile y eso nos hace sentir orgullosos y a la vez nos motiva a mantener un alto estándar en la operación, siendo amigables con el entorno, sin perder de vista el crecimiento del país.

Calidad de servicio: nuestro compromiso

Estamos conscientes que el servicio que brindamos a nuestros clientes es de primera necesidad. El acceso a la energía con los años se ha transformado en un bien vital para el desarrollo de las personas y comunidades en general y nuestro compromiso como empresa es seguir creciendo en inversiones y potenciar la innovación para una operación eficiente.

Durante el ejercicio 2025 la Sociedad ejecutó inversiones por un total de MM$212.091, orientadas principalmente a la ejecución de planes de mantenimiento y construcciones especiales que tienen como objetivo asegurar la continuidad y calidad del servicio que brindamos a nuestros clientes.

Esta inversión se tradujo en la mejora significativa en los índices de continuidad de suministro respecto del periodo anterior. El indicador SAIDI interno alcanzó las 4,5 horas, lo que representa una mejora del 23,7% con respecto al año anterior, mientras que el SAIFI interno se situó en 1,9 veces, equivalente a un progreso del 17,4%, en el mismo periodo. Este desempeño se ve reflejado en la gestión territorial, proyectándose cero comunas excedidas de la norma para el presente periodo de información. El tiempo promedio de restauración ante fallas de suministro disminuyó en un 46% entre 2024 y 2025.

Respecto a la gestión de emergencias, durante 2025 registramos 45 días de alerta y/o contingencia, lo que constituye una disminución del 38% en comparación con el ejercicio 2024. En cada uno de estos eventos los trabajadores y empresas contratistas de CGE han mostrado un compromiso permanente por responder de forma oportuna a los requerimientos de los clientes y así disminuir al máximo los tiempos de respuesta.

Cabe destacar que el evento de mayor impacto en el año fue el apagón total del Sistema Eléctrico Nacional, ocurrido el 25 de febrero de 2025; como empresa activamos inmediatamente nuestro plan de contingencia con personal desplegado en terreno para reiniciar la operación una vez que las condiciones técnicas así lo permitieron.

La proporción de fallas asociadas a vegetación como causa interna de contingencias se redujo en un 27% interanual; el porcentaje de clientes con suministro eléctrico restablecido en menos de 20 horas alcanzó el 98,3%; y las compensaciones por exceder los índices de indisponibilidad de suministro se redujeron significativamente respecto del período anterior. Asimismo, los resultados del Plan frente a los eventos externos del período fueron reconocidos por autoridades de Gobierno y organismos reguladores, consolidando una gestión exitosa.

Seguimos robusteciendo nuestro Plan de Pérdidas de energía, ya que es un factor fundamental para mantener la continuidad del servicio que ofrecemos. El plan, desde su implementación en el 2023, se ha enfrentado a una serie de desafíos, que nos han motivado a realizar evaluaciones permanentes de esta tarea para controlar los costos operativos de la empresa y mejorar los beneficios económicos, tomando en consideración la realidad del país y las necesidades de nuestros clientes.

La atención de los pacientes electrodependientes también es una de nuestras preocupaciones, especialmente cuando nos vemos afectados por eventos climáticos o naturales. La Compañía ha entregado a la fecha, 5.766 generadores de respaldo a clientes inscritos en su zona de concesión que requieren utilizar dispositivos alimentados por energía eléctrica, ya sea para su supervivencia o para su calidad de vida. Adicionalmente, hemos dispuesto un extenso plan preventivo para atender sus requerimientos en situaciones de emergencia u operación normal del sistema, lo que se ha visto reforzado con la habilitación de un call center exclusivo para estas atenciones.

Transformadores Verdes: un paso adelante en la economía circular

El cambio climático ya es una realidad, que avanza más rápido de lo que cualquiera hubiera esperado, presentando cada vez más eventos extremos que afectan la continuidad del servicio que brindamos. Este nuevo escenario nos ha llevado a potenciar nuevas opciones de inversión, a través de medidas que nos permitan innovar en técnicas de mantenimiento y construcción de la red.

El desafío es cómo nos adaptamos rápidamente a los cambios, sin entorpecer la continuidad del servicio a nuestros más de 3 millones de clientes, que se ubican entre las regiones de Arica y Parinacota por el norte y La Araucanía en el sur, y a la vez cómo convivimos armoniosamente con el medio ambiente.

En esta línea, durante el 2025 fuimos la primera empresa de distribución de energía eléctrica del país en realizar el recupero de transformadores que habían sido retirados de la red. Esta labor ha consistido en refaccionarlos, sustituyendo aceites minerales por alternativas vegetales biodegradables para convertirlos en equipos amigables con el medio ambiente.

Este innovador proyecto de economía circular, denominado “Transformadores Verdes” lo realizamos en conjunto con la empresa relacionada Tusan y a la fecha se han gestionado 4.481 equipos, de los cuales 1.176 (aproximadamente 26%) han sido reparados y reincorporados al sistema eléctrico, extendiendo su vida útil y evitando su disposición final como equipos completos, mientras que 3.305 equipos (aproximadamente 74%) han sido destinados a procesos de reciclaje.

Proyecto de Regionalización: una apuesta por el protagonismo de los territorios

Estamos convencidos que las decisiones que adoptamos deben tener un componente territorial importante, por eso en el 2025 pusimos en marcha nuestro “Proyecto de Regionalización”, que tiene como objetivo trasladar los procesos y decisiones a las zonas donde opera la Compañía para dar mayor agilidad a las respuestas que entregamos a nuestros clientes y autoridades.

Este innovador proyecto lo iniciamos en la Regional Norte de CGE, que incluye a las regiones de Arica y Parinacota, Antofagasta, Atacama y Coquimbo. La implementación ha consistido en una capacitación permanente de los equipos para que comiencen a operar los procesos que históricamente habían estado centralizados.

Este componente territorial permite tener una respuesta más rápida y oportuna a los clientes y a su vez hace posible el diseño de planes específicos para la geografía e idiosincrasia de cada zona.

En el 2026 vamos a continuar con esta implementación en las Regionales Centro y Sur para seguir en la senda de desarrollo que iniciamos en el 2021 con la llegada de State Grid a CGE.

Programa Ilumina: Apoyo a la educación para construir futuro

Nuestra presencia y compromiso con las comunidades donde operamos en el 2025 la enfocamos a través del Programa Ilumina. A partir de 2025 todas las iniciativas de compromiso social se deben encauzar en esta iniciativa para potenciar la educación en todos los aspectos y etapas de la vida.

En el 2025 impulsamos la compra de equipos para la instalación de un laboratorio de electricidad en el Liceo Simón Bolívar de Alto Hospicio y en el Complejo Educativo Juan José Latorre Benavente de Mejillones; impulsamos talleres de alfabetización Digital a más de 200 adultos mayores de nuestra zona de concesión.

Seguimos impulsando el curso de Electricistas Linieros para jóvenes y adultos en busca de nuevas oportunidades laborales; las mujeres jefas de hogar tan bien son parte de nuestros focos de trabajo, por medio del curso de Instaladoras Eléctricas Certificadas Clase D y un curso de inglés medio - avanzado.

La vinculación con la academia tan bien es parte de nuestros desafíos, en el 2025 afianzamos nuestro trabajo con la Universidad de Concepción y concretamos la firma de un convenio de colaboración con la Universidad de Chile.

Nuestro compromiso con las comunidades está más vigente que nunca y seguiremos en nuestra senda de apoyo a la formación durante el 2026.

Resultados Financieros

Todos quienes formamos parte de esta gran empresa, desde nuestros trabajadores hasta nuestros valiosos socios estratégicos y, por supuesto, nuestros distinguidos accionistas, tenemos un compromiso irrestricto por mantener una solidez operacional financiera.

Al 31 de diciembre de 2025, el EBITDA consolidado de Compañía General de Electricidad S.A. (CGE) fue de MM$169.101, lo que representa una disminución del 33,0% en relación con el mismo período del año anterior. La disminución se asocia principalmente a la menor base de comparación debido al reconocimiento de efectos extraordinarios en 2024 relacionados a la publicación de la Ley N°21.667 y las tarifas definitivas del VAD correspondientes al período 2020-2024. Consecuentemente, se registró una ganancia atribuible a los propietarios de la controladora de MM$12.000, evidenciando una disminución con respecto a la ganancia de MM$87.698 alcanzada al cierre del mismo período del año anterior.

Las ventas físicas de energía a los clientes finales sometidos a fijación de precios llegaron a 11 039 GWh, con una disminución de 2,18% respecto al mismo periodo del 2024. Además, para la energía operada, que incluye los clientes de peaje, se observa una disminución de 0,67% respecto al ejercicio del año anterior, alcanzando los 16.832 GWh.

Las inversiones consolidadas de la compañía ascendieron a MM$212.091, focalizadas en el crecimiento orgánico de distribución, renovación de equipos y mejoras en calidad de suministro para cumplimiento de la norma técnica del sector, e iniciativas orientadas al control de pérdidas de energía.

El número de clientes al 31 de diciembre de 2025 creció un 1,93% respecto al mismo periodo del año anterior, alcanzando los 3.427.329 clientes.

La evolución de la continuidad y calidad del servicio durante 2025 estuvo directamente incluida por la implementación y el fortalecimiento del Sistema de Gestión de Continuidad del Negocio, conforme a la norma ISO 22301. Este sistema permitió avanzar desde un enfoque reactivo frente a contingencias hacia una gestión estructurada, preventiva y basada en riesgos.

En el marco de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, en 2025 el desempeño del Anillo de Segundo Nivel, solución de ingeniería de red que entrega redundancia, flexibilidad operativa y continuidad de suministro, fue sobresaliente. Debido a esta gestión, se garantizó una respuesta oportuna, de calidad y sin mayores dificultades en los eventos más relevantes del año.

En materia de integridad, CGE mantiene un sistema de denuncias gestionado por el Encargado de Compliance y Prevención de Delitos, asegurando el cumplimiento de la legislación vigente, el Código de Ética y el Modelo de Prevención de Delitos (MPD) de la Compañía.

Nuestra misión, es asegurar soluciones a los clientes y proveer suministro de energía eléctrica de calidad, para ello ha sido fundamental la consolidación de los equipos de trabajo, quienes han demostrado su compromiso y entrega en cada uno de los desafíos a los cuales nos hemos enfrentado, lo que sin duda me llena de orgullo.

Los invito cordialmente a que revisen nuestra Memoria Anual Integrada 2025 y puedan conocer en profundidad nuestros avances y logros en pro de un servicio eficiente y confiable para todos nuestros clientes.

Un saludo fraterno,

DAI Yan
Presidente

Acerca de esta Memoria

Compañía General de Electricidad S.A., en adelante CGE, presenta su Memoria Anual Integrada 2025, con la finalidad de garantizar la transparencia y fortalecer la confianza de inversionistas, reguladores, clientes y la comunidad. Este documento refleja un modelo de gestión responsable y entrega una visión integral de la administración de la Sociedad.

El contenido abarca los resultados financieros y los aspectos ambientales, sociales y de gobernanza que gestiona la organización. De igual forma, detalla la identificación de riesgos y oportunidades, y la generación de valor en los servicios, junto a las acciones para impulsar el desarrollo de las personas de la Compañía.

En cuanto a su marco normativo, el documento cubre el desempeño del período entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2025. Su elaboración cumple con la Norma de Carácter General (NCG) N° 461 y N° 519 de la Comisión para el Mercado Financiero (CMF), y se ajusta a los estándares del Sustainability Accounting Standards Board (SASB) aplicables a la industria de sistemas eléctricos y generación de energía.

Identificación de la Sociedad

Antecedentes de la Compañía

Razón social
Compañía General de Electricidad S.A.

Nombre de fantasía
CGE

Dirección
Av. Presidente Riesco Nº5561, Piso 17,
Las Condes, Santiago.

Rol Único Tributario
76.411.321-7

Tipo de sociedad
Sociedad anónima abierta

Teléfono
(56-2) 2680 7100

Sitio web
www.cge.cl

Auditores externos
EY Servicios Profesionales de Auditoría y Asesorías Limitada

Relación con inversionistas
Franco Armijo Baschieri
Jefe de Operaciones Financieras
inversionistas@grupocge.cl

Inscripción en el Registro de Valores
Nº1.141 de fecha 20 de julio de 2016.

CGE está sujeta a la fiscalización de la Comisión para el Mercado Financiero (CMF) y regulada por la Ley N°18.046 sobre Sociedades Anónimas y la Ley N°18.045 sobre Mercado de Valores.

Documentos constitutivos

Compañía General de Electricidad S.A. se estableció legalmente en la ciudad de Santiago, con fecha 23 de septiembre de 2014, conforme a la escritura pública otorgada ante la notaría de esa misma ciudad por don Eduardo Diez Morello. Un extracto de esta escritura fue debidamente anotado a fojas 72.560 N°44.210 del Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces y Comercio de Santiago, correspondiente a 2014, y se publicó en el Diario Oficial N°40.971 el 1 de octubre de 2014.

Objeto social

La Sociedad tiene por objeto exclusivo la distribución de energía eléctrica, sin perjuicio de poder desarrollar todas aquellas actividades complementarias a la distribución de energía eléctrica autorizadas por ley, por reglamento o por disposiciones de autoridades. En consecuencia, dentro del objeto social están comprendidas todas aquellas actividades económicas imprescindibles, destinadas o bien, que contribuyan a prestar el servicio público eléctrico de distribución, en conformidad con las exigencias que establezca la ley y la normativa vigente y en especial las siguientes actividades:

a) Transporte de energía eléctrica por redes de distribución con el objeto de suministrar electricidad a usuarios finales ubicados en las correspondientes zonas de concesión de sociedad, o bien a usuarios finales ubicados fuera de dichas zonas, que se conecten a las instalaciones de la sociedad mediante líneas propias o de terceros;
b) La compra y venta de energía y potencia que debe efectuar la sociedad para aquellos usuarios finales que sean suministrados por ésta, en conformidad a la ley;
c) El uso de instalaciones que conformen la red de distribución que permita la inyección, retiro o la gestión de energía eléctrica;
d) La prestación de todos los servicios que por ley deben proporcionar las empresas concesionarias de servicio público eléctrico de distribución, incluyendo servicios y productos que estén asociados a la distribución de energía eléctrica que por razones de seguridad o su propia naturaleza puedan ser prestados únicamente por la empresa concesionaria de distribución o a través de un tercero por cuenta de ella; y
e) Los servicios que provean las concesionarias utilizando infraestructura o recursos que sean esencialmente necesarios para la prestación de los demás servicios prestados por las empresas concesionarias de distribución de electricidad, cuya utilización compartida con otros servicios sea imprescindible o eficiente.

La duración de la Compañía General de Electricidad S.A. es indefinida.

Historia: CGE y su trayectoria

NCG 461 2.2

2014

- En septiembre, CGE se constituyó como una sociedad por acciones bajo la razón social Nano Inversiones SpA. En octubre, Unión Fenosa Internacional S.A., parte del conglomerado multinacional Gas Natural Fenosa, se integró como único accionista y asumió la gestión de la empresa, modificando su nombre a "Gas Natural Fenosa Chile SpA". Más adelante, Gas Natural Fenosa cambió su denominación a “Naturgy”.

- En noviembre, esta sociedad adquirió el control de CGE y sus filiales de electricidad, gas y servicios. La operación se materializó tras llegar a un acuerdo con los accionistas principales de la Sociedad, el Grupo Familia Marín, el Grupo Almería y el Grupo Familia Pérez Cruz, quienes aceptaron una Oferta Pública de Adquisición de Acciones, con una adhesión del 96,50% de las acciones emitidas.

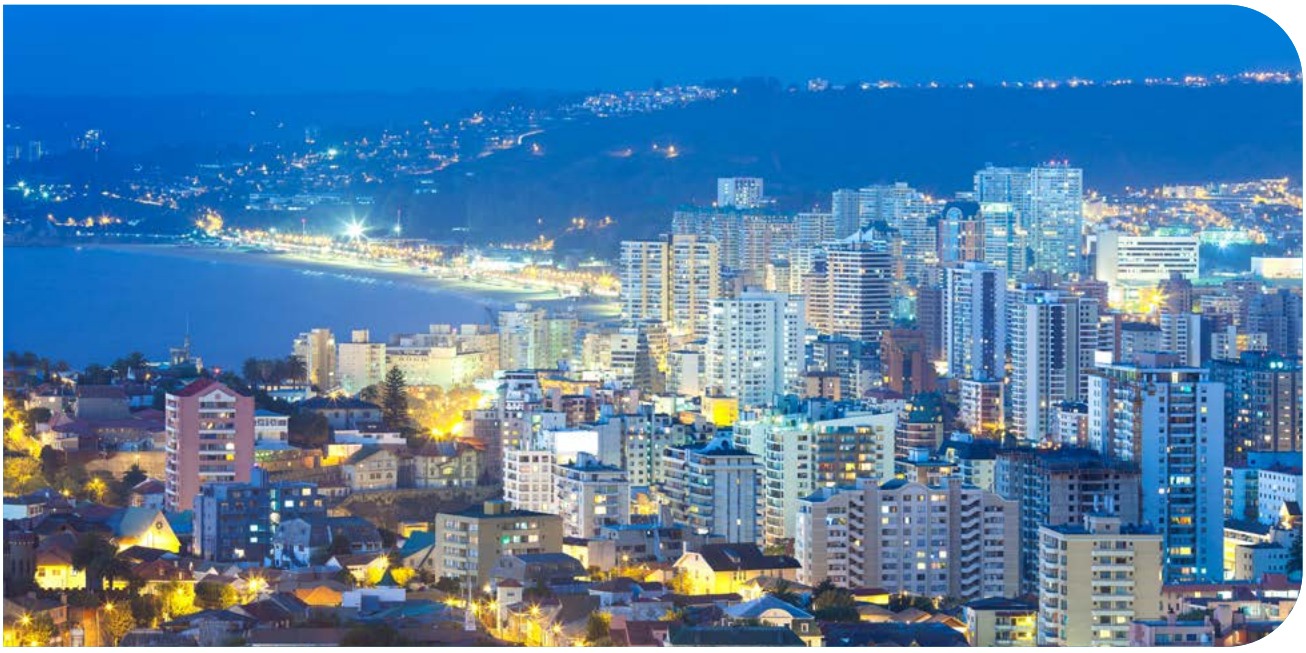
2016

- En marzo, la Junta Extraordinaria de Accionistas de la filial GASCO S.A. determinó su división, creando una nueva sociedad anónima abierta denominada Gas Natural Chile S.A. Esta operación se concretó luego de finalizar las Ofertas Públicas de Adquisición de Acciones realizadas en paralelo por CGE y por la Familia Pérez Cruz, quienes adquirieron la totalidad de las acciones que no controlaban en Gas Natural Chile S.A. y en GASCO S.A., respectivamente.

- CGE se desvinculó completamente de su participación directa e indirecta en GASCO S.A. y adquirió todas las acciones de la Familia Pérez Cruz en la filial Gas Natural Chile S.A., que representaban el 37,875% de su capital social. Esta adquisición, sumada a la participación de su filial, Compañía General de Electricidad S.A., posibilitó a la Compañía alcanzar el control del 94,499% de las acciones emitidas por Gas Natural Chile S.A., enfocándose de esta forma en el crecimiento del negocio de distribución de gas natural.

- En junio, mediante una Junta Extraordinaria de Accionistas, la Sociedad aprobó su conversión a una sociedad anónima abierta con la denominación de Gas Natural Fenosa Chile S.A. Seguidamente, la nueva entidad y sus acciones fueron inscritas en el Registro de Valores y en las Bolsas de Valores nacionales.

- En agosto, la Empresa autorizó, en una nueva Junta Extraordinaria de Accionistas, la fusión con su filial Compañía General de Electricidad S.A., sociedad constituida en el año 1905, incorporando esta última en la matriz y absorbiendo la totalidad de sus activos y pasivos. La filial absorbida quedó disuelta sin requerir liquidación, en conformidad con la normativa. En



la misma junta, se resolvió modificar el nombre de la Sociedad por el de la filial absorbida, Compañía General de Electricidad S.A., con el propósito de mantener sus actividades y activos identificados con su razón social de vasta trayectoria.

- En octubre, a través de otra Junta Extraordinaria de Accionistas, la Compañía se dividió en una nueva sociedad anónima abierta llamada CGE Gas Natural S.A., a la que se traspasaron todos los activos y pasivos vinculados al negocio del gas natural. La sociedad restante conservó todos los activos y pasivos relacionados con el negocio de generación, transporte y distribución de electricidad y los servicios asociados.

- En diciembre, otra Junta Extraordinaria de Accionistas aprobó la fusión de la Compañía con la filial Transnet S.A., absorbiendo todos sus activos y pasivos. Transnet S.A. fue disuelta sin necesidad de liquidación, en cumplimiento de la ley.

2017

- En el marco del plan de reestructuración societaria del grupo CGE, iniciado en 2016, el Directorio de CGE determinó, de manera unánime, avanzar hacia una nueva etapa dirigida a la consolidación de los activos y actividades relacionados con el negocio eléctrico bajo la matriz CGE.

- Para alcanzar este objetivo, se aprobó en una Junta Extraordinaria de Accionistas la fusión con las filiales Emelat Inversiones S.A. y Emel Norte S.A., integrándolas a la Compañía matriz. Esta fusión, ratificada el 27 de junio de2017, tuvo como resultado una simplificación del gobierno corporativo y de los procesos de toma de decisiones, la conformación de una organización más cohesionada, el desarrollo de políticas de recursos humanos para el crecimiento del personal, establecimiento de una cultura corporativa unificada y la centralización de los vínculos con los grupos de interés, entre otros objetivos. A raíz de ello, CGE incorporó la totalidad del patrimonio y los accionistas de Emel Norte S.A. y Emelat Inversiones S.A., mientras que estas últimas filiales fueron disueltas.

- Durante noviembre, en Junta Extraordinaria de Accionistas, se aprobó la fusión por absorción o integración de CGE Distribución S.A. (CGE DISTRIBUCIÓN), Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. (CONAFE) y Empresa Eléctrica Atacama S.A. (EMELAT) a la Sociedad. En este proceso, EMELAT absorbió a CGE DISTRIBUCIÓN y CONAFE, asumiendo la totalidad de sus activos, pasivos, derechos y obligaciones. Como consecuencia de esta operación, las sociedades absorbidas fueron disueltas automáticamente, sin necesidad de liquidación, de acuerdo con lo establecido en el Título IX, artículo 99, de la Ley N°18.046.

2018

- Durante la Junta Extraordinaria de Accionistas realizada en mayo, se aprobó la fusión por absorción o integración de las filiales Empresa Eléctrica de Arica S.A., Empresa Eléctrica de Iquique S.A. y Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. en la Sociedad. Mediante esta fusión, la Sociedad adquirió la totalidad de los activos y pasivos de las filiales mencionadas y asumió todos sus derechos y obligaciones. Como desenlace de este proceso, las sociedades absorbidas se disolvieron automáticamente, sin necesidad de liquidación, en cumplimiento de lo dispuesto en el Título IX, artículo 99, de la Ley N°18.046.

- Con la culminación de esta fase del plan de reorganización iniciado en 2016, la Sociedad asumió la dirección de todos los activos de distribución de energía eléctrica del grupo CGE, que abarcan desde las regiones de Arica y Parinacota hasta La Araucanía, incluyendo la totalidad de los activos de transmisión de energía entre estas regiones, a excepción de los activos de transmisión nacional, que continúan bajo la responsabilidad de la filial Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.

- Posteriormente, en noviembre, los directorios de las filiales de servicios Novanet S.A., Comercial & Logística General S.A. e Inversiones y Gestión S.A. declararon la disolución de dichas sociedades, sin requerimiento de liquidación, a partir del 31 de octubre de 2018. Esta determinación se basó en el artículo 103, número 2), de la Ley N°18.046, el cual establece que, cuando una compañía detenta la totalidad de las acciones de otra sociedad por más de diez días consecutivos, se entiende que estas se han reunido en manos de la matriz. En consecuencia, la Compañía asumió todos los activos y pasivos de las entidades disueltas y se convirtió en su sucesora legal en todos sus derechos y obligaciones, incluyendo la responsabilidad solidaria por los impuestos pendientes o futuros.

2019

- En julio, en una sesión extraordinaria del Directorio de la Sociedad, se aprobó la venta de la participación accionaria de esta en Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A., la cual ascendía a 625.250.733 acciones, representando 100% de su capital social. Por medio de esta transacción, la Sociedad se desprendió de todos los activos ligados a la transmisión nacional de energía.

- Como resultado de los acuerdos alcanzados en una sesión extraordinaria de directorio el 8 de julio de 2019, el 30 de ese mismo mes, Compañía General de Electricidad S.A. y su filial CGE Argentina S.A. formalizaron un convenio de intercambio con la firma argentina Cartellone Energía y Concesiones S.A. En el marco de este acuerdo, la Sociedad y CGE Argentina cedieron sus participaciones accionarias directas e indirectas en las empresas distribuidoras de electricidad que operan en el Noroeste de Argentina, a saber, Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A., Empresa Jujeña de Energía S.A. y Empresa Jujeña de Sistemas Energéticos Dispersos S.A. En contrapartida, la Sociedad y CGE Argentina S.A. obtuvieron participaciones accionarias directas e indirectas que Cartellone Energía y Concesiones S.A. tenía en las empresas distribuidoras y comercializadoras de gas argentinas Gasnor S.A. y Gasmarket S.A., que operan en la zona noroeste de Argentina.

- En agosto, el Directorio de Sociedad de Computación Binaria S.A. declaró su disolución sin necesidad de liquidación, a contar del 1 de agosto de 2019, en

concordancia del artículo 103, número 2), de la Ley N°18.046. Esta determinación se adoptó debido a que la Compañía había logrado la posesión de la totalidad de las acciones en las que se dividía el capital social de dicha sociedad, por un lapso superior a diez días consecutivos. Por consiguiente, CGE absorbió todos los activos y pasivos de la disuelta sociedad y se convirtió en su sucesora legal en todos sus derechos y deberes, incluyendo la obligación solidaria por los impuestos pendientes o futuros.

2020

- En noviembre, Naturgy Inversiones Internacionales S.A. - NII) Agencia en Chile-, controladora de CGE, suscribió un contrato titulado "Purchase and Sale Agreement" (Acuerdo de compra y venta) con la compañía china State Grid International Development Limited. Este contrato comprometió a Naturgy a traspasar a State Grid la totalidad de sus acciones en la Sociedad, sujeto al cumplimiento de las siguientes condiciones: transferencia de la participación accionaria que CGE poseía en su filial CGE Argentina S.A. a NII Agencia Chile o a una entidad relacionada, y la obtención de las autorizaciones requeridas por las autoridades competentes en China y de las autoridades de libre competencia en Chile. Adicionalmente, el comprador se obligó a lanzar una Oferta Pública de Adquisición de Acciones (OPA) dirigida a todos los accionistas de CGE al mismo precio por acción ofrecido al accionista controlador, una vez que se cumplieran las condiciones suspensivas establecidas.

- La operación de venta también abarca la participación accionaria de NII Agencia Chile en la sociedad CGE Servicios S.A., prestadora de servicios de apoyo corporativo, administrativo y de gestión de procesos internos para CGE y otras compañías relacionadas.

- En diciembre, CGE vendió a Naturgy Inversiones Internacionales, S.A. Agencia en Chile, la totalidad de su participación accionaria en las sociedades CGE Argentina S.A., Agua Negra S.A. y Gascart S.A.

2021

- Tras la finalización de la Oferta Pública de Acciones iniciada el 22 de junio para adquirir hasta el 100% de las acciones de CGE, en julio State Grid Chile Electricity SpA declaró el éxito de la operación, quedando con el 97,145% del capital accionario de la Sociedad.

- Durante septiembre, se aprobó mediante una Junta Extraordinaria de Accionistas, la escisión de CGE en dos sociedades. Una de ellas conserva su razón social original y continúa con el giro único de distribución de energía eléctrica, mientras que la otra sociedad se denomina CGE Transmisión S.A., responsable del negocio de transporte de electricidad, entre otras actividades.

- Como consecuencia de esta segregación, se efectuó una disminución en el capital social de Compañía General de Electricidad S.A., asignando una porción de su patrimonio a la nueva sociedad creada a partir de la división. Los efectos contables de esta escisión comenzaron el 1 de octubre de 2021. Además, CGE Transmisión asumió la participación accionaria que previamente tenía Compañía General de Electricidad S.A. en las sociedades CGE Comercializadora SpA y Transformadores TUSAN S.A., ambas pertenecientes al Sector Servicios.

2022

- Durante ese período, CGE centró su gestión en el acatamiento y la materialización de los diversos compromisos y obligaciones asumidos a propósito de su proceso de división y la subsiguiente constitución de CGE Transmisión S.A. Esto condujo a la formalización de múltiples instrumentos legales para tal efecto, como la suscripción de contratos en calidad de garante, ya sea como aval, fiador y/o codeudor solidario de la nueva entidad societaria. De igual forma, se perfeccionaron las enajenaciones realizadas en favor de dicha sociedad con el fin de asegurar el pleno cumplimiento de su actividad exclusiva.

2024

- En agosto CGE aprobó la Política de Operaciones Habituales con Partes Relacionadas, cuyo propósito es identificar qué transacciones habituales de la empresa pueden realizarse con entidades relacionadas sin cumplir los requisitos estándar del artículo 147 de la Ley de Sociedades Anónimas.

- En diciembre la Compañía aprobó Procedimiento para el Manejo de Información de Interés para el Mercado, manual regula la compra y venta de cualquier instrumento financiero (acciones, bonos, pagarés, etc.) emitido por CGE o las empresas de su grupo que coticen en el mercado.

2025

- En el mes de noviembre se aprobó la Política General de Elecciones de Directores en Sociedades Filiales, según lo establecido en la NCG N° 533, publicada el 11 de marzo de 2025. En este sentido, dicha política tiene por objeto establecer los principios, criterios y procedimientos aplicables para la elección de directores en las sociedades filiales fiscalizadas por la Comisión para el Mercado Financiero (CMF) en las que Compañía General de Electricidad S.A. (CGE) ejerce control directo o indirecto, promoviendo un gobierno corporativo sólido, transparente y profesional, bajo un proceso estructurado y transparente, con instancias definidas de evaluación, decisión y documentación.

- Esta Política busca garantizar la calidad técnica, independencia y adecuación del perfil de los candidatos, alineado con los objetivos estratégicos del grupo CGE.

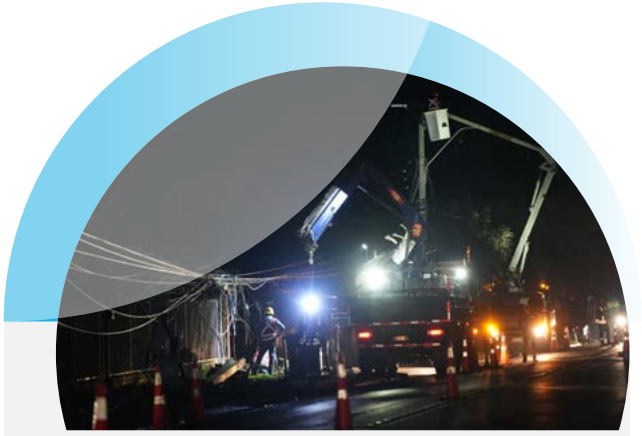
- Por otro lado, dentro del Plan de mejoras de gobierno corporativo, durante el año 2025 se actualizaron los Procedimientos de Sesiones de Directorio y el Procedimiento de Juntas de accionistas.

Hitos 2025



Enero

Atención de oficinas móviles
La Oficina Móvil de CGE informó que durante 2024 atendió a 15.931 clientes en zonas rurales de siete regiones, permitiéndoles contar con servicios de primera mano para trámites como la obtención de boleta, aclaración de cobros, solicitud de nuevos suministros, modificación de datos o servicios y convenios de pago, entre otros. El año anterior, las oficinas móviles de la compañía en las regiones de Coquimbo, Valparaíso, Metropolitana, O'Higgins, Maule, Ñuble y Biobío.



Febrero

Interrupción masiva por falla de transmisión
El Sistema Eléctrico Nacional sufrió un blackout que afectó a cerca de 19 millones de habitantes entre Arica y Los Lagos, producto de una falla en los sistemas de transmisión en el límite entre las regiones de Antofagasta y Atacama. El apagón se produjo debido a una operación no deseada en los sistemas de protección y control de la línea que maneja Isa Interchile.



Abril

CGE y ALTO Chile acuerdan alianza para combatir el hurto de energía eléctrica
El acuerdo busca aumenta la capacidad de persecución penal interponiendo denuncias y querellas en contra de los responsables de este delito que afecta la seguridad y calidad del servicio público eléctrico. Ambas compañías reforzarán las acciones con campañas de concientización a la comunidad sobre el impacto en la vida diaria que produce este ilícito.



Mayo

Entrega de generadores de respaldo a pacientes electrodependientes

La Compañía entregó 5.766 generadores de respaldo a pacientes inscritos en su zona de concesión que requieren utilizar dispositivos alimentados por energía eléctrica, ya sea para su supervivencia o para su calidad de vida. Adicionalmente, la Compañía desplegó un extenso plan preventivo para atender sus requerimientos.



Junio

Refaccionamiento de equipos dañados

CGE presentó, en conjunto con la empresa Tusan, un innovador proyecto para recuperar y refaccionar equipos eléctricos dañados, entregándoles una nueva vida y permitiendo mejorar la calidad y continuidad del servicio eléctrico a sus clientes. CGE es la primera empresa de distribución eléctrica en realizar el recupero de transformadores con fallas retirados de la red y de convertirlos en equipos amigables con el medio ambiente. En la ceremonia participan la ministra de Medioambiente, Maisa Rojas y la superintendenta de Electricidad y Combustibles, Marta Cabeza.



Julio

Recuperación de cable robado
La Policía de Investigaciones (PDI) incautó más de 7.000 kilos de cable de cobre sustraído desde distintas instalaciones eléctricas pertenecientes a CGE en la Región Metropolitana. El material tenía un valor estimado de $70 millones.



Octubre

Acciones legales y combate al hurto de energía
En alianza con ALTO Chile, CGE presentó 807 querellas y logró 54 formalizaciones por hurto de energía en su zona de concesión, en el marco de una estrategia integral para enfrentar las conexiones irregulares y resguardar la calidad y continuidad del suministro. Los perjuicios económicos asociados se estimaron en $2.700 millones, con más de 25 millones de kWh hurtados —equivalentes al consumo mensual de aproximadamente 140 mil hogares—. Las acciones se concentraron principalmente en las zonas sur (38,3%), centro (37,5%) y norte (24,2%), destacando comunas como Curicó, Talca, Rancagua, San Bernardo y Coquimbo. Complementariamente, la Compañía desarrolló campañas de sensibilización sobre los riesgos que estas prácticas implican para la seguridad de las personas y la estabilidad de la red, especialmente en contextos de emergencia.



Noviembre

Inicio de obras para el fortalecimiento del sistema de transmisión en la región de Ñuble

CGE Transmisión inició la construcción de las nuevas líneas Monterrico-Cocharcas (12 km) y Charrúa-Chillán (56 km). El proyecto contempla una inversión de US$ 65,5 millones para aumentar la capacidad de transporte de 30 a 56 MVA y de 27 a 90 MVA, respectivamente. Estas obras, mandatadas por los decretos 216/2025 y 226/2025, robustecerán la infraestructura eléctrica regional para el desarrollo industrial.

Estos proyectos permitirán generar holguras energéticas necesarias para la conexión de nuevos proyectos de inversión, creación de empleo y mejora de la calidad de vida en la zona, asegurando una infraestructura eléctrica robusta y resiliente ante el crecimiento de la demanda regional. La ceremonia de inicio contó con la participación de las máximas autoridades de la Compañía, el subsecretario de Energía y representantes diplomáticos y regionales.



Diciembre

Campaña de prevención para fiestas de fin de año

Como cada año, CGE realizó una campaña de seguridad con el objetivo de prevenir accidentes durante las fiestas de fin de año. Entre las recomendaciones difundidas destacaron el uso exclusivo de luces decorativas, adornos navideños y alargadores certificados por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC); la instrucción de apagar las luminarias al salir del hogar; y la advertencia de no sobrecargar los sistemas eléctricos. También se advirtió sobre el peligro de lanzar cotillón, “challa metálica” o globos metálicos en la proximidad de las líneas eléctricas. Finalmente, se instó a evitar el uso de lámparas o globos de papel con fuente de fuego para prevenir incendios derivados de un manejo inadecuado.

Perfil de la organización

MISIÓN Y VISIÓN

NCG 461 2.1

MISIÓN

Asegurar soluciones a los clientes y proveer suministro de energía eléctrica de calidad. Asimismo, la Compañía busca generar identificación local a través del conocimiento e integración con todos los actores en las zonas del país donde CGE está presente.

VISIÓN

CGE es parte de un grupo de empresas que tiene como objetivo satisfacer la demanda de energía, de productos y de servicios asociados al mercado eléctrico, con el fin de contribuir a mejorar la calidad de vida de las personas y la competitividad de las empresas.

VALORES

CGE se guía por valores corporativos que promueven la adhesión a las mejores prácticas de gobierno corporativo. Esto se refleja en el estricto cumplimiento de la normativa legal aplicable, incluyendo la NCG N° 461 y N° 519, así como las leyes N° 20.393 y N° 21.595, enfocadas en el compliance y la prevención de delitos por parte de las personas jurídicas. Estos principios evidencian el compromiso de la Compañía con la integridad, la transparencia y la responsabilidad en todas sus operaciones



Presencia nacional

NCG 461 6.4.i, 6.4.ii, 6.4.iii, SASB IF-EU-000.C

CGE comenzó sus operaciones en la zona central de Chile y ha desplegado su actividad en 12 de las 16 regiones del país.

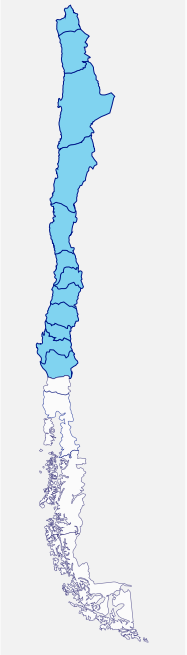
Para desarrollar su actividad, la Empresa planifica, construye, gestiona y mantiene un conjunto de líneas y subestaciones de distribución.

El crecimiento del sistema de distribución y comercialización de energía se rige por los planes anuales desarrollados por la Compañía, con el propósito de satisfacer la demanda de energía de sus clientes, tanto los vigentes como los proyectados, en concordancia con los estándares de calidad de servicio definidos en la normativa eléctrica nacional, dentro de las zonas de concesión de distribución de energía eléctrica de la Empresa. Actualmente, CGE administra 65.737 km de redes de distribución en los niveles de media y baja tensión.

La Empresa cuenta con 14 oficinas, 64 oficinas comerciales, 42 oficinas técnicas y 13 oficinas administrativas, distribuidas en todo el territorio nacional. De estas, 67 se encuentran en terrenos propios y 28 son arrendadas a terceros. Para obtener más antecedentes sobre las áreas de concesión, los terrenos que son propiedad de la Empresa, el volumen de recursos y el tipo de contratos relacionados con las propiedades, se sugiere consultar el capítulo 7 Anexo.



PRESENCIA NACIONAL





Cifras destacadas

CLIENTES

3.422.125
Clientes totales

65.737 km
Longitud de líneas de distribución

COLABORADORES

1.219
Colaboradores en total

210
Mujeres en la fuerza laboral

11
Personas con discapacidad

PROVEEDORES

2.354
Proveedores totales

30
Días de pago (promedio)

261
Proveedores locales/nacionales (con acreditación de personal)

RESULTADOS

MM$ 2.354.475
Ingresos de operación

MM$ 169.101
EBITDA

MM$ 212.091
CAPEX Inversiones



GOBERNANZA

Marco de gobernanza

NCG 461: 3.1.i, 3.5, 3.6.vii

La gobernanza de la Compañía se sustenta en un robusto sistema de políticas, normas y procedimientos internos que se actualizan constantemente y se alinean con estándares nacionales e internacionales.

Los instrumentos corporativos se implementan mediante normativas internas integradas en la cultura organizacional, que están a disposición de todos los integrantes, desde el Directorio hasta los trabajadores. La Compañía impulsa un programa de capacitación continua en estas materias para asegurar el cumplimiento transversal de los principios de gobernanza. Este esfuerzo trasciende el deber legal, reflejando el compromiso institucional por mantener una gestión íntegra, optimizada y plenamente adherida al marco administrativo y jurídico vigente en Chile.

La normativa institucional solicitada por el mercado se encuentra disponible para el público general y los diversos grupos de interés a través del sitio web corporativo, con el propósito de velar por la transparencia y la publicidad de la información. Por otra parte, los procedimientos internos, políticas e instructivos se encuentran disponibles para consulta de los Directores, la Alta Gerencia y los trabajadores en la intranet corporativa.

En 2025, CGE incorporó o actualizó los siguientes instrumentos: Procedimiento de Juntas de Accionistas, Instructivo Técnico del Procedimiento de Sesiones de Directorio y Política General de Elección de Directores en Sociedades Filiales.



Adherencia a códigos internacionales

Si bien la Compañía no se adscribe formalmente a códigos de gobierno corporativo externos, su gestión se rige estrictamente por el marco legal y reglamentario nacional vigente. Esto incluye el cumplimiento de las directrices de gobernanza y las normativas sobre responsabilidad penal de las personas jurídicas, las cuales definen los estándares de conducta para el Directorio y la Alta Gerencia. Asimismo, CGE integra de manera continua las disposiciones y actualizaciones que la Comisión para el Mercado Financiero (CMF) establece en estas materias.

Código ético

CGE regula su comportamiento empresarial a través de un Código Ético aprobado por el Directorio, que establece los principios aplicables a las interacciones con todos los grupos de interés. Este marco normativo guía la actuación de los colaboradores y es de cumplimiento obligatorio para Directores, ejecutivos y trabajadores.

Junto con la difusión masiva de este documento a nivel interno, la Compañía gestiona el compromiso de proveedores y contrapartes, a quienes solicita formalizar su adhesión a estas normas de conducta en casos determinados.

El documento se encuentra disponible para consulta en la intranet corporativa y en el sitio web institucional. A través de este instrumento, la Compañía orienta el cumplimiento de las conductas esperadas y garantiza que la gestión, así como las relaciones con terceros vinculados, mantengan la debida coherencia.

El Código Ético define pautas de comportamiento específicas para las siguientes áreas de operación:

1. ***Relaciones con los clientes***
2. ***Lealtad a la empresa y conflictos de intereses***
3. ***Corrupción y soborno***
4. ***Imagen y reputación corporativa***
5. ***Uso y protección de los activos***
6. ***Cooperación y dedicación***
7. ***Seguridad y salud en el trabajo***
8. ***Relaciones con empresas colaboradoras y proveedores***
9. ***Desarrollo profesional e igualdad de oportunidades***
10. ***Tratamiento de la información y del conocimiento***
11. ***Respeto al medio ambiente***
12. ***Relaciones con los accionistas***
13. ***Respeto a las personas***
14. ***Pagos irregulares y blanqueo de capitales***
15. ***Respeto a la legalidad, derechos humanos y valores éticos***

GOBIERNO CORPORATIVO

La estructura de gobierno corporativo de CGE está conformada por el Directorio, la Gerencia General, diversos comités, la Unidad de Auditoría Interna y el Encargado de Compliance y Prevención de Delitos.
El Directorio constituye el principal órgano de gobierno corporativo de la Compañía y es responsable de orientar estratégicamente su gestión, resguardar el adecuado funcionamiento del sistema de control y velar por la correcta aplicación del marco normativo y de las políticas internas. En este rol, ejerce la administración superior de la Sociedad y asegura que las decisiones relevantes se adopten en coherencia con la legislación vigente, la estrategia corporativa y los intereses de la organización en su conjunto.

SOSTENIBILIDAD

NCG 461: 3.1.ii

La sostenibilidad constituye un pilar fundamental para la Compañía, que en el desarrollo de su negocio integra prácticas responsables en innovación, protección del medio ambiente, respeto a los derechos humanos y seguridad. Estas acciones tienen el propósito de contribuir al bienestar de las comunidades locales y reforzar la posición de CGE en el mercado energético. De este modo, se garantiza que los objetivos comerciales cumplan con los estándares de desarrollo sostenible.

Enfoque de sostenibilidad

La Compañía gestiona su actividad con conciencia de su impacto en el entorno, manteniendo una operación responsable y sostenible que contribuye al desarrollo de las comunidades locales mediante programas sociales y de apoyo.



En 2025, CGE ejecutó un Plan de Relacionamiento Proactivo. Esta gestión se enfocó en consolidar vínculos de trabajo con las autoridades locales, visibilizar la labor de la Compañía y fortalecer la confianza con las comunidades.

La gestión de sostenibilidad y medio ambiente en CGE se estructura a través de su Política de Responsabilidad Corporativa, documento que articula el desempeño de la organización en ocho ejes fundamentales: Gestión ambiental, Personas, Excelencia en servicio, Resultados, Salud y Seguridad, Cadena de suministro, Compromiso social e Integridad.

El Departamento de Calidad y Medioambiente desempeña un papel fundamental en la gestión ambiental de CGE, cumpliendo un rol central de gobernanza, aseguramiento y soporte técnico. Es responsable de definir lineamientos, estándares, procedimientos y criterios corporativos, así como de coordinar y dar seguimiento al cumplimiento normativo, la reportabilidad y el desempeño ambiental. En este contexto, los objetivos estratégicos de la Compañía se enfocan en fortalecer su capacidad para integrar los desafíos del cambio climático y la transición energética en la gestión diaria, anticipando riesgos, cumpliendo exigencias regulatorias y potenciando el desempeño ESG. A nivel táctico, estos objetivos buscan consolidar la resiliencia operativa, proteger la reputación corporativa y contribuir a una operación eléctrica sostenible y responsable, a través de dos ejes clave: el fortalecimiento del cumplimiento de compromisos regulatorios y la promoción de la mejora continua en todos los procesos de CGE, asegurando así un enfoque proactivo hacia la sostenibilidad y la excelencia ambiental

Las unidades Operativas y de Proyectos se encargan de la implementación y ejecución el terreno. Asumen la responsabilidad directa de aplicar los requisitos ambientales en sus actividades, contando con el acompañamiento técnico permanente del Área Corporativa.

Este esquema se complementa con mecanismos de coordinación interáreas, control y seguimiento, que permiten asegurar coherencia, trazabilidad y una integración efectiva de la sostenibilidad y la gestión ambiental en la operación y en la toma de decisiones del negocio.

Adicionalmente, las empresas colaboradoras y contratistas operan bajo exigencias ambientales definidas por CGE, con responsabilidades explícitas en materias de cumplimiento, control operacional y entrega de evidencias.

Para medir y divulgar su gestión en estas materias, la entidad elabora un Reporte de Responsabilidad Social Corporativa, basado en metodologías y estándares de reportabilidad en sostenibilidad internacionales. Este instrumento permite reportar el desempeño ambiental, social y económico, alineándose con el objetivo de generar valor compartido para los accionistas y las partes interesadas.

Promoción de I+D

NCG 461: 3.1.v

La Compañía destina recursos específicos a la exploración tecnológica aplicada, enfocándose en validar nuevas capacidades digitales antes de su masificación operativa.

La definición de la visión y los objetivos de digitalización es responsabilidad de la Unidad de Transformación Digital, la que articula estos propósitos mediante la estrategia digital corporativa.

Detección, reducción y preservación de la diversidad e inclusión

NCG 461: 3.1.vi, 3.1.vii

Durante 2025, la Compañía avanzó en la implementación de la Política de Diversidad e Inclusión, lo que permitió consolidar iniciativas, cumplir con los requisitos legales vigentes y los objetivos establecidos en el Plan Anual de Inclusión y Diversidad.

Con el propósito de fortalecer la pluralidad de capacidades, experiencias y visiones, la Empresa aplica un Procedimiento de Reclutamiento y Selección alineado con la Política de Reclutamiento y la Política de Diversidad e Inclusión, el cual busca garantizar procesos de selección que entreguen igualdad de oportunidades y que potencien la complementariedad de talentos en los equipos. En 2025, el foco estuvo en fomentar la participación de talento joven, abriendo nuevas oportunidades para recién egresados que busquen integrarse al negocio de la electricidad.

DETECCIÓN Y PREVENCIÓN DE CONFLICTOS DE INTERÉS

NCG 461: 3.1.iii, 3.6.vii, 3.6.ix

El marco de integridad de CGE se fundamenta en el Código Ético y en políticas de debida diligencia diseñadas para prevenir y gestionar escenarios que comprometan la ética de la conducta empresarial. Este marco es de aplicación transversal a la organización y forma parte del sistema de control interno, contribuyendo a una gestión responsable y alineada con las exigencias regulatorias vigentes.

Política de Conflictos de Interés y Partes Relacionadas

La Compañía define los conflictos de interés como aquellas situaciones en las que los intereses personales de sus colaboradores —Directores, ejecutivos o trabajadores—, ya sea de forma directa o indirecta, colisionan con los objetivos de la entidad. Estas situaciones pueden comprometer la imparcialidad en la toma de decisiones o derivar en un involucramiento personal en transacciones económicas de la Empresa.

Ante tales escenarios, el marco normativo interno exige que los colaboradores informen con oportunidad sobre su participación, o la de familiares cercanos, en entidades cuyos intereses puedan contraponerse a los de la Compañía, permitiendo una evaluación temprana y transparente de estas situaciones.

Para fortalecer la gestión de riesgos y la transparencia institucional, la Compañía dispone de un Procedimiento para el Manejo de Información de Interés para el Mercado, junto con la Política de Conflictos de Interés y Partes Relacionadas. Estos instrumentos complementan las disposiciones del Código Ético y la Política Anticorrupción, alineándose con los estándares de la CMF y la Ley N°18.046 sobre Sociedades Anónimas, y constituye una referencia central para la conducta esperada en el ejercicio de funciones y responsabilidades.

La entidad dispone de procedimientos precisos para la identificación, el reporte y la gestión de potenciales conflictos de interés. En este sentido, se exige al equipo directivo y a todos los colaboradores la prevención activa de estas situaciones, así como la abstención en procesos de toma de decisiones en las que exista un interés personal. Asimismo, la Compañía implementa un sistema de declaraciones periódicas de conflictos de interés y supervisa el cumplimiento de estas normas, garantizando el tratamiento confidencial de la información relevante y su adecuada trazabilidad.

En materia de libre competencia, la Política de Responsabilidad Corporativa y el Código Ético refuerzan el cumplimiento de la legislación vigente y la mantención de elevados estándares de integridad para evitar prácticas comerciales desleales. La Compañía fomenta un entorno basado en principios éticos y requiere que los diversos actores con los que interactúa respeten la confidencialidad de la información crítica organizacional.

Adicionalmente, se promueve que proveedores y empresas asociadas adopten lineamientos de conducta alineados con el marco ético de CGE, asegurando que las relaciones comerciales reflejen el compromiso institucional con la transparencia. Para fortalecer la aplicación de estas directrices, la Compañía mantiene controles internos, programas de capacitación continua y canales formales para la denuncia de conductas indebidas, resguardando así un entorno de negocios justo y competitivo

Canal de denuncias

En materia de integridad, la entidad mantiene un sistema de denuncias gestionado por el Encargado de Compliance y Prevención de Delitos, el cual se encuentra disponible tanto para colaboradores como para terceros en la página web de la sociedad. Este responsable presenta mensualmente ante el Directorio un informe detallado sobre las denuncias recibidas y las medidas adoptadas, asegurando el cumplimiento de la legislación vigente, el Código de Ética y el Modelo de Prevención de Delitos (MPD) de la Compañía. Todas las denuncias son analizadas y gestionadas conforme a procedimientos definidos, resguardando la confidencialidad de la información y la protección frente a eventuales represalias.

Prevención de la corrupción, lavado de activos y financiamiento del terrorismo

La Compañía mantiene un compromiso permanente con la integridad, la transparencia y el cumplimiento normativo, promoviendo una cultura organizacional orientada a la prevención de la corrupción, el lavado de activos y el financiamiento del terrorismo. En este marco, el Código Ético y la Política Anticorrupción constituyen los pilares fundamentales que regulan la conducta de los integrantes del Directorio, ejecutivos y trabajadores, estableciendo lineamientos claros respecto de su participación en actividades empresariales o financieras externas. Dichas actividades deben desarrollarse en estricto apego a la normativa legal vigente y a las disposiciones contractuales aplicables, resguardando que no interfieran con sus responsabilidades en la Compañía ni sean utilizadas como medio para incurrir en prácticas indebidas.

Asimismo, la Compañía ha fortalecido sus mecanismos para la adecuada identificación, evaluación y gestión de conflictos de interés, particularmente en lo relativo a operaciones con partes relacionadas. Este enfoque tiene como objetivo evitar influencias indebidas en la toma de decisiones corporativas, asegurando que las actuaciones se desarrollen con independencia, objetividad y transparencia. Lo anterior se implementa en concordancia con la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas y con las disposiciones y requerimientos de la CMF, contribuyendo a una gobernanza robusta y alineada con las mejores prácticas del mercado.

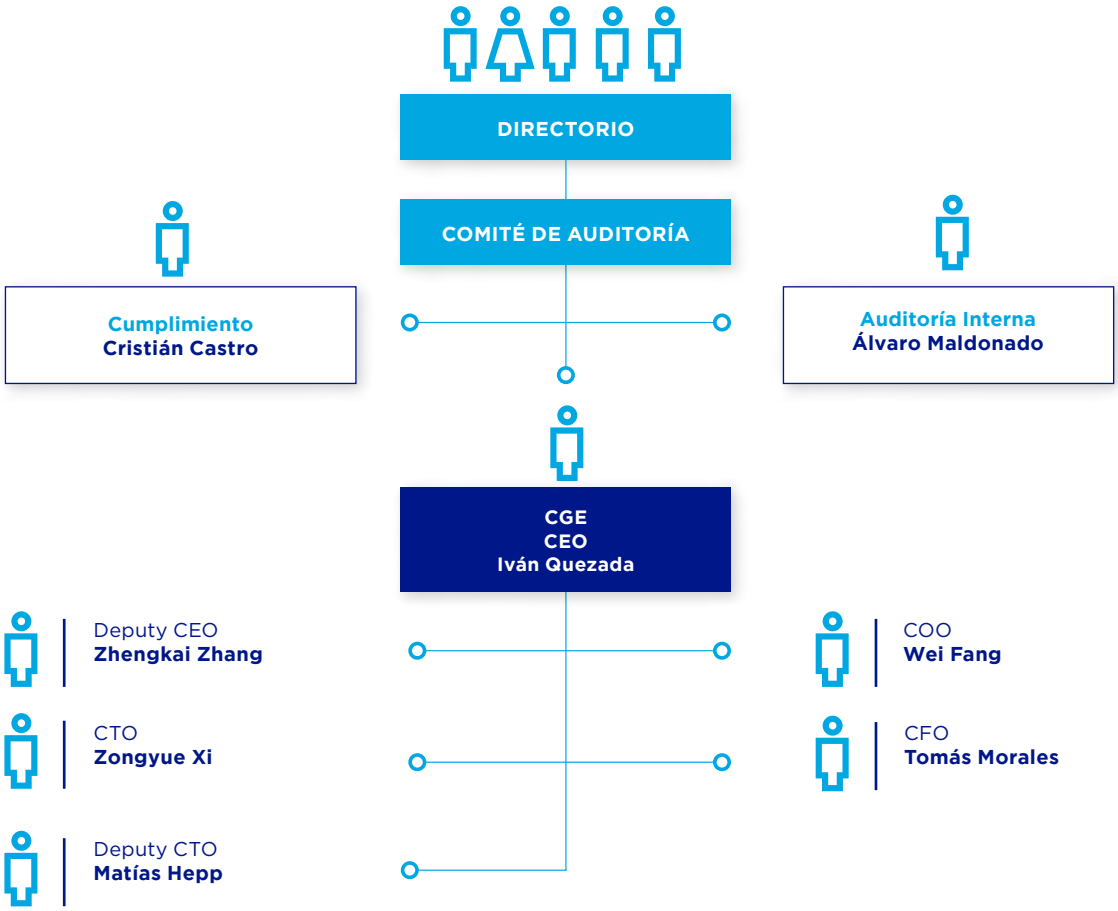
Adicionalmente, la Compañía ha implementado y mantiene actualizado su Modelo de Prevención de Delitos (MPD), herramienta clave para la identificación, mitigación y control de riesgos asociados a la comisión de ilícitos. Este modelo aborda especialmente los riesgos críticos de lavado de activos y financiamiento del terrorismo a los que pueden estar expuestas sus actividades, dando cumplimiento a la Ley N° 20.393 sobre Responsabilidad Penal de las Personas Jurídicas. Asimismo, considera las modificaciones introducidas por la Ley N° 21.595 sobre Delitos Económicos y Ambientales, que amplió el catálogo de delitos y reforzó las exigencias aplicables a los modelos de prevención.

El MPD contempla mecanismos formales de monitoreo, control, detección y respuesta, así como instancias de capacitación y difusión interna, promoviendo una gestión preventiva basada en la mejora continua. De esta manera, la Compañía asegura el cumplimiento de la legislación vigente y reafirma su compromiso con los más altos estándares de ética y cumplimiento corporativo.



ORGANIGRAMA

NCG 461: 3.1



Departamento de Servicios Centralizados **Carolina León**	Departamento de Planificación Estratégica y Regulación **Gladys Cárcamo**	Departamento de Gestión Financiera **Tomás Morales**	Departamento de Personas **Beatriz Muñoz**	Departamento de Servicios Jurídicos **Ernesto Peñafiel**	Departamento de Calidad y Control Operacional **Mariano Morales**
	Departamento de Compras y Logística **Rodrigo Parraguez**	Departamento de Planificación y Construcción de la Red **Paola Carrasco**	Departamento de Operación y Gestión de Equipos **Víctor Balbontín**	Departamento Comercial y Servicio al Cliente **Oscar Facusse**	

Regional Distribución Norte **Gabriel Barraza**	Regional Distribución Centro **Francisco Jaramillo**	Regional Distribución Sur **Christian Bachur**	Construcción Transmisión **Christian Olave**	Operaciones y Mantenimiento de Transmisión **Eduardo Guerra**

Directorio

INTEGRANTES DEL CUERPO DIRECTIVO

NCG 461 3.2.i



DAI Yan
Presidente
Profesión:
Doctor en Ingeniería del Sistema Eléctrico y Automatización
RUT: 27.711.492-5
Nombramiento:
21 de abril de 2023



HUANG Futao
Director
Profesión:
Ingeniero Eléctrico
PE2119103
Nombramiento:
21 de abril de 2023



SHANG Jingfu
Director
Profesión:
Ingeniero
PE 2207563
Nombramiento:
24 de abril de 2025



ZHANG Ran
Directora
Profesión:
Economista
PE 3295698
Nombramiento:
24 de abril de 2025



Nicolás Eyzaguirre Guzmán
Director
Profesión:
Ingeniero Comercial
RUT: 5.894.609-5
Nombramiento:
21 de abril de 2023

El Directorio de la Compañía está compuesto por cinco miembros titulares, quienes ejercen sus funciones por un período de tres años, con posibilidad de reelección, y no requieren la calidad de accionistas. Conforme a lo establecido en la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas, este órgano es responsable de la administración y de la representación judicial y extrajudicial de la sociedad.

En caso de que la Junta de Accionistas no elija oportunamente a los nuevos directores, los miembros en ejercicio continúan en sus cargos hasta la designación de sus sucesores, debiendo convocar a una nueva Junta dentro de un plazo máximo de 30 días para regularizar dicha elección.

DIVERSIDAD EN EL DIRECTORIO

NCG 461: 3.2.ix.b

A la fecha, el Directorio de la Compañía no cuenta con un protocolo formalizado para la identificación y mitigación de barreras organizativas, sociales o culturales que pudieran limitar la diversidad de capacidades, perspectivas y atributos entre sus integrantes. No obstante, el órgano realiza una revisión continua de su funcionamiento, con el propósito de impulsar procesos de mejora continua en su gestión.

Directores por genero

NCG 461: 3.2.xiii.a

Hombres	Mujeres	Total
4	1	5
4	**1**	**5**

Directores por nacionalidad

NCG 461: 3.2.xiii.b

2025			
Nacionalidad	**Hombres**	**Mujeres**	**Total**
Chilena	1	0	1
China	3	1	4
Total	**4**	**1**	**5**

Directores por rango de edad

NCG 461: 3.2.xiii.c

2025			
	Hombres	**Mujeres**	**Total**
Menos de 30 años	0	0	0
Entre 30 y 40 años	0	0	0
Entre 41 y 50 años	1	1	2
Entre 51 y 60 años	2	0	2
Entre 61 y 70 años	0	0	0
Más de 70 años	1	0	1
Total	**4**	**1**	**5**

Directores por antigüedad

NCG 461: 3.2.xiii.d, 3.2.xiii.e

2025			
	Hombres	**Mujeres**	**Total**
Menos de 3 años	2	1	3
Entre 3 y 6 años	2	0	2
Más de 6 y menos de 9 años	0	0	0
Entre 9 y 12 años	0	0	0
Más de 12 años	0	0	0
Total	**4**	**1**	**5**

Ninguno de los miembros del Directorio de CGE presenta discapacidad.

FUNCIONAMIENTO DEL DIRECTORIO

Reuniones del Directorio

NCG 461: 3.2.x, 3.6.ix

El Directorio sesiona de forma ordinaria con una frecuencia mínima mensual, asegurando una gestión activa y alineada con los requerimientos institucionales. La convocatoria se envía diez días hábiles antes de la sesión ordinaria y, si bien no se define un tiempo mínimo obligatorio de dedicación presencial o remota, el ejercicio del cargo demanda una participación activa de sus integrantes. Esta responsabilidad incluye la asistencia a las sesiones de Directorio y de los Comités respectivos, así como la facultad de convocar reuniones extraordinarias y proponer materias para la agenda de acuerdo con los Estatutos Sociales.

La citación a las sesiones y los antecedentes necesarios para estas se remiten con una antelación de diez días hábiles a la celebración del Directorio ordinario.

CGE no cuenta con un procedimiento formal para la evaluación del Directorio, ya sea a nivel individual o colectivo. Sin embargo, se realiza una revisión continua de su funcionamiento con el objetivo de identificar oportunidades de mejora. Aunque no existe un proceso estandarizado ni una periodicidad definida para estas evaluaciones.

Acceso a la información

NCG 461: 3.2.xii, 3.2.xii.a, 3.2.xii.b, 3.2.xii.d

La Compañía dispone de un sistema de información remoto, soportado en la plataforma Microsoft Teams, que garantiza a cada integrante del Directorio el acceso seguro y permanente a la documentación necesaria para el ejercicio de sus funciones. A través de este sistema, los Directores pueden consultar las minutas de cada sesión, las cuales sintetizan los antecedentes relevantes y las materias a tratar, con un registro histórico disponible desde 2016. Adicionalmente, pueden requerir dicha documentación directamente al secretario del Directorio.

Respecto al proceso de formalización de acuerdos, la Compañía garantiza que los integrantes del Directorio accedan al borrador del acta de la reunión previa con al menos tres días de antelación a la siguiente sesión ordinaria. En cuanto al texto definitivo, se pone a disposición un borrador actualizado en un plazo de cinco días hábiles posteriores a la sesión. Este documento incorpora las observaciones surgidas durante la reunión y es remitido por el secretario a la totalidad de los Directores para su ratificación final.

Visitas a terreno

NCG 461: 3.2.viii

En noviembre de 2025, DAI Yan integrante del Directorio, realizó una visita técnica a la subestación eléctrica Monterrico de Ñuble. Esta actividad de supervisión se desarrolló en el contexto del lanzamiento del proyecto de ampliación de transmisión "Monterrico-Cocharcas" y "Charrúa-Chillán".

Reunión con unidades de gestión de riesgo

NCG 461: 3.2.vi

En 2025, el Directorio sostuvo una interacción constante con las unidades de Gestión de Riesgo, Auditoría Interna y Compliance, realizando cuatro reuniones con cada una de ellas. Este cronograma obedece a una periodicidad trimestral establecida, la que contempla sesiones adicionales en caso de ser necesario.

En todas estas instancias participaron el Gerente General y los ejecutivos principales. En las sesiones de Auditoría Interna, la agenda se centró en la aprobación y monitoreo del avance del Plan de Auditoría Interna, además de la revisión y aprobación de la Normativa Interna de la organización. Por otro lado, las reuniones con la unidad de Gestión de Riesgos se centraron en la evaluación de riesgos críticos e indicadores fuera de rango.

Situaciones de crisis

NCG 461: 3.2.xi

La Compañía ha consolidado un modelo de gestión operacional resiliente, basado en un Sistema de Continuidad del Negocio certificado bajo la norma ISO 22301, alineado con la Norma Técnica de Calidad de Servicio. Este enfoque estratégico permite anticipar, gestionar y recuperar de manera efectiva el servicio ante eventos críticos, asegurando la continuidad del suministro eléctrico, el cumplimiento regulatorio y la creación de valor para clientes y stakeholders.

Durante 2025 la Compañía fortaleció su capacidad de respuesta mediante la consolidación de un Plan Integral de Respuesta a Contingencias, que incorpora un modelo integral de gestión interna. Este articula la toma de decisiones y la ejecución a través de niveles estratégicos, tácticos y operativos, permitiendo atender de forma coherente, oportuna y coordinada cualquier situación que requiera una respuesta inmediata y eficaz. Asimismo, el Directorio cuenta con un marco directivo que respalda este modelo, asegurando que la estructura organizacional pueda adaptarse de manera oportuna ante escenarios de contingencia.

En el contexto de crisis, CGE identificó diversos escenarios potenciales que podrían derivar en la activación de protocolos especiales. Para ello, se establecieron directrices claras orientadas a garantizar una atención oportuna, consistente y alineada a los estándares regulatorios y corporativos, promoviendo una adecuada gestión del riesgo, comunicación efectiva y rápida recuperación de la normalidad operacional.

El Directorio, en este marco, dispone de lineamientos formales que permiten asegurar la continuidad de su funcionamiento y toma de decisiones bajo condiciones excepcionales, dando cumplimiento a la necesidad de contar con un plan que contemple explícitamente cambios en su forma de organización interna ante situaciones de crisis.

Información sobre elección de Directores

NCG 519: 3.7.iii, 3.7.iv

Con una antelación mínima de dos días a la Junta de Accionistas en la que se elijan Directores, la Compañía dispone en su sitio web institucional la nómina de candidatos junto con sus perfiles profesionales. Esta medida permite a los accionistas conocer de manera detallada la formación académica, diversidad de capacidades, experiencia y trayectoria de los postulantes al Directorio.

A través de este procedimiento, CGE garantiza el acceso a información relevante y oportuna, promoviendo un proceso de votación informado.

Asimismo, CGE cuenta con un mecanismo de participación remota para las Juntas Ordinarias de Accionistas, permitiéndoles participar y ejercer su derecho a voto por medios digitales, en la misma oportunidad que el resto de los accionistas que están físicamente representados. Este mecanismo se implementó en la pasada Junta Ordinaria de Accionistas (JOA), celebrada el 23 de abril de 2025.

CGE no cuenta con políticas para la conformación de nóminas con criterio de paridad de género.

Contratación de expertos

NCG 461: 3.2.iii

A la fecha, la Compañía no dispone de una política formalizada para la contratación de expertos externos que asesoren al Directorio en materias especializadas como contabilidad, tributación, finanzas o derecho. No obstante, el Directorio posee la facultad de requerir asesorías externas ante asuntos cuya relevancia técnica lo amerite, en conformidad con el Reglamento de Sociedades Anónimas. Este marco legal faculta a los directores para acceder a asesoramiento especializado, asegurando una correcta interpretación de la información y el cumplimiento de su deber de diligencia.

En 2025 la firma EY Servicios Profesionales de Auditoría y Asesorías Limitada fue contratada para examinar la contabilidad, el inventario, el balance y otros estados financieros de la sociedad, destinando $245.312.744.

No se contrataron servicios de expertos para asesorías en otros ámbitos.

CONOCIMIENTO DEL DIRECTORIO

Inducción y capacitación

NCG 461: 3.2.v, 3.2.ix.a

La Compañía no cuenta con un proceso formal de inducción para los nuevos integrantes del Directorio. Sin embargo, con el propósito de facilitar su comprensión sobre la gestión institucional, se les proporciona información exhaustiva relativa a los siguientes aspectos:

- Naturaleza del negocio: descripción de las operaciones, riesgos asociados y principales políticas corporativas.
- Grupos de interés: identificación de los actores clave y los fundamentos de su relevancia estratégica.
- Identidad estratégica: misión, visión, objetivos, principios y valores, junto con la Política de Gestión de Riesgos.
- Marco normativo: regulación aplicable a la Compañía, al Directorio y a sus ejecutivos principales.
- Deberes legales: obligaciones de cuidado, reserva, lealtad, diligencia e información que corresponden a cada director según la legislación vigente.
- Información financiera: análisis de los estados financieros trimestrales y anuales, incluyendo notas explicativas y criterios contables aplicados.

Adicionalmente, durante 2025 CGE no contrató asesorías externas especializadas para la evaluación del Directorio ni para la identificación e implementación de mejoras en su funcionamiento. Sin perjuicio de los anterior, la Compañía reconoce la relevancia del desarrollo profesional de sus directores y fomenta a los Directores a fortalecer sus conocimientos en áreas clave, aunque no exista un proceso formal de evaluación.

Evaluación y mejora continua

NCG 461: 3.2.ix, 3.2.ix.a, 3.2.ix.c

La Compañía no dispone de un procedimiento formal, individual o colectivo, para la evaluación de su Directorio. No obstante, mantiene un enfoque de mejora continua mediante la revisión constante de su funcionamiento, con el fin de optimizar la gestión de este órgano. Cabe señalar que no se ha definido una periodicidad ni un proceso estandarizado para tales efectos.

Asimismo, en 2025, no se contrataron asesorías externas destinadas a la evaluación del Directorio o a la implementación de mejoras en su operatividad. Sin perjuicio de lo anterior, la Sociedad reconoce la importancia del desarrollo profesional y promueve que los miembros del Directorio fortalezcan sus conocimientos en áreas estratégicas para el desempeño de sus funciones.

Matriz de conocimientos, habilidades y experiencia del Directorio

NCG 461: 3.2.iv

Los integrantes del Directorio aportan una sólida combinación de experiencia, conocimientos y habilidades críticas para la gobernanza institucional. Su trayectoria profesional comprende sectores estratégicos tales como energía, regulación, ciberseguridad, auditoría, finanzas, gestión de riesgos y gobierno corporativo. Esta diversidad de competencias técnicas y directivas fortalece el proceso de toma de decisiones y contribuye de manera fundamental al desarrollo sostenible de la Compañía.

Director	Energía y Regulación	Ciberseguridad, Auditoría, finanzas y gestión de riesgo	Gobierno corporativo
DAI Yan	✓		✓
HUANG Futao	✓		
SHANG Jingfu	✓		
ZHANG Ran		✓	
Nicolás Eyzaguirre Guzmán		✓	

INGRESOS DEL DIRECTORIO

NCG 461: 3.2.ii

La estructura de ingresos fijos de los integrantes del Directorio se compone de las dietas percibidas por su asistencia a las sesiones y comités respectivos. Por su parte, los ingresos variables se asocian a funciones o empleos desempeñados de forma independiente a su cargo, o a otros conceptos tales como gastos de representación, viáticos, regalías y estipendios.

Durante el periodo 2025, los Directores DAI Yan, HUANG Futao, SHANG Jingfu y doña ZHANG Ran renunciaron expresamente tanto a la remuneración fija como a la variable asociada al ejercicio de sus funciones. El único Director que recibió salario en 2025 fue Nicolás Eyzaguirre Guzmán, con un ingreso fijo de $52.814.960.

Brecha salarial del Directorio

NCG 461: 3.2.xiii.f

La cifra reportada de brecha salarial durante el periodo 2025, tanto respecto del cálculo de la media como de la mediana, fue de 0%. El número indica que en el Directorio no existen brechas salariales, lo cual es atribuible al hecho de que aun cuando la dieta es fijada por la Junta Ordinaria de Accionistas, los directores de nacionalidad china renuncian a dicha remuneración.



COMITÉS DE DIRECTORIO

NCG 461: 3.3.i, 3.3.ii, 3.3.iii, 3.3.iv, 3.3.v, 3.3.vi, 3.3.vii

CGE no cuenta con un Comité de Directores tal como se establece en el artículo 50 bis de la Ley N°18.046 sobre Sociedades Anónimas. Sin embargo, el Directorio dispone de una serie de comités especializados que se encuentran integrados por ejecutivos de la Compañía, los que reportan al Directorio en forma trimestral. Estos son: el Comité de Personas y Compensaciones, el Comité de Auditoría y el Comité de Riesgos.

Nombre	Rol	Principales funciones
Comité de Riesgos	Promover una cultura de gestión de riesgos en todos los niveles de la Compañía, asegurando que los directivos conozcan sus funciones y responsabilidades. Le corresponde proponer al Directorio la estructura organizacional de riesgos, la Política Corporativa —la cual aprueba previamente— y la definición del apetito, tolerancia y límites de exposición. Asimismo, propone las medidas de mitigación ante eventuales excesos de dichos límites.	Es el órgano responsable de la gestión de riesgos ante el Directorio. Sus funciones incluyen revisar la normativa, objetivos y estrategias de gestión, además de validar los criterios de evaluación y las medidas de mitigación. Asimismo, le corresponde aprobar el plan de trabajo anual y supervisar la cultura del riesgo.
Comité de Auditoría	Supervisar las prácticas de gobierno corporativo, la evaluación de la gestión de riesgos y la supervisión del control interno, así como también, la evaluación del cumplimiento de las leyes y regulaciones aplicables a la Compañía.	Tiene como funciones principales mantener la relación con el Auditor Independiente de los Estados Financieros y supervisar las actividades de los departamentos de Auditoría Interna y de Compliance, así como la labor del Encargado de Prevención de Delitos. Asimismo, le corresponde velar por la efectividad del control interno y la gestión integral de la Compañía.
Comité de Personas y Compensaciones	Gestionar las tareas de la empresa relacionadas con la gestión de Personas. Todos los temas examinados por el Comité que entren en el ámbito de decisión del Directorio se someterán a la aprobación de éste.	Es responsable de organizar la formulación y supervisión del Plan de Desarrollo de Recursos Humanos. Sus funciones incluyen la aprobación y el control de todas las políticas y procedimientos del área para la Empresa y sus filiales, tales como liderazgo, remuneraciones, beneficios, evaluación de desempeño, formación y disciplina laboral, entre otros. Asimismo, le corresponde revisar las materias encargadas por el Directorio y cumplir con las responsabilidades establecidas en sus estatutos internos.

Los Comités están compuestos por los siguientes integrantes, ninguno de los cuales percibió ingresos por su cargo en 2025.

Nombre del Comité	Integrantes	Cargo
Comité de Riesgos	Iván Quezada	Presidente
	Fang Wei	Miembro
	Zhengkai Zhang	Miembro
	Tomás Morales	Miembro
	Jia Jia	Miembro
	Claudio Rodríguez	Secretario
Comité de Auditoría	Minna Wang	Presidente
	Chengzu Liu	Miembro
	Catalina Erbs	Miembro
	Claudio Rodríguez	Miembro
	Álvaro Maldonado	Miembro
Comité de Personas y Compensaciones	Iván Quezada	Presidente
	Fang Wei	Miembro
	Zhengkai Zhang	Miembro
	Yanli Liu	Miembro
	Beatriz Muñoz	Miembro

Respecto de las reuniones de los Comités con distintas unidades de la Compañía:

Unidad	Área	Periodicidad	Principales temáticas	Participación ejecutiva
Gestión de riesgo	Finanzas	Trimestral	1. Revisar los requisitos de gestión de riesgos y los documentos normativos. 2. Revisar los objetivos de control de riesgos y las principales estrategias de gestión de riesgos. 3. Validar los criterios de evaluación de riesgos. 4. Validar las medidas de mitigación de los riesgos. 5. Revisar y aprobar el plan de trabajo anual de control de riesgos y el informe sobre la gestión y el control de los principales riesgos. 6. Revisar el informe anual relativo a la gestión de riesgos. 7. Supervisar la cultura del riesgo. 8. Revisar otros asuntos importantes de control de riesgos.	Gerente General
Auditoría interna	Auditoría	Trimestral	1. Revisar y aprobar el Plan Anual de auditoría Interna. 2. Revisar el avance del Plan Anual de Auditoría Interna. 3. Presentar el avance de los proyectos de auditoría. 4. Informar cualquier desviación significativa identificada en el desarrollo de las auditorías. 5. Revisar e instruir requerimientos adicionales al plan de auditoría. 6. Informar sobre la implementación de los planes de acción comprometidos por los responsables de los procesos auditados.	Gerente General
Comité de Personas y Compensaciones	Personas	Trimestral	1. Política Salarial 2. Aprobación de contrataciones 3. Aprobación de desvinculaciones 4. Aprobación promociones y nombramientos 5. Aprobación de modificaciones en la estructura organizacional 6. Supervisión de los planes de formación 7. Supervisión de la evolución de los costos salariales con relación a los presupuestos anuales 8. Aprobación y seguimiento de los sistemas de evaluación de desempeño de la organización	Gerente General

CANAL DE DENUNCIAS

NCG 461: 3.2.xii.c, 3.6.viii, 3.6.ix

CGE dispone de un sistema formal denominado "Línea de Denuncias y Consultas". Este mecanismo está diseñado para que los colaboradores y otras partes interesadas, como proveedores, clientes, accionistas y terceros, puedan reportar irregularidades o hacer requerimientos relacionados con la normativa interna de la organización. El canal se encuentra disponible de forma permanente a través del sitio web institucional y la intranet corporativa, garantizando un acceso seguro y continuo.

Cada colaborador tiene el deber y el derecho de informar cualquier transgresión de la que tenga conocimiento, así como de plantear dudas sobre el marco normativo vigente. La existencia y el funcionamiento de este canal se difunden ampliamente a través de estrategias de comunicación interna y programas de capacitación técnica.

El sistema se caracteriza por los siguientes estándares operativos:

- Accesibilidad: disponibilidad permanente a través de plataformas digitales corporativas.
- Anonimato: opción de realizar reportes de identidad reservada.
- Trazabilidad: mecanismos de registro y seguimiento tanto para la Compañía como para el denunciante.
- Confidencialidad: tratamiento reservado de toda la información reportada.
- Seguridad: encriptación de datos bajo elevados estándares de protección de la información.
- Categorización: clasificación de reportes según tipologías definidas por la entidad.

El Comité de Auditoría, en colaboración con el Encargado de Compliance y Prevención de Delitos, coordina la administración del sistema y los procesos de investigación derivados de las denuncias recibidas. Esta labor conjunta permite la elaboración de informes mensuales dirigidos al Directorio, los cuales detallan el estado de los reportes y la efectividad de los procedimientos implementados.

La descripción del procedimiento general para el reporte de denuncias se encuentra a disposición de los colaboradores y el público general a través de la intranet y el sitio web institucional de la Compañía.

Durante 2025 las principales actividades de difusión en estas materias correspondieron al lanzamiento de campañas sobre el Código Ético, la Política Anticorrupción, la Política de Conflictos de Interés y Partes Relacionadas, la realización de cursos de capacitación del Modelo de Prevención de Delitos y del Código Ético (principalmente en los procesos de inducción para colaboradores contratados en 2025) y bajadas comunicacionales a diferentes colectivos (Directorio, Comité de Auditoría y diversas áreas de la Compañía).

ASUNTOS AMBIENTALES Y SOCIALES

NCG 461: 3.2.vii

Reuniones del Directorio con unidades clave y auditores

El Directorio de CGE realiza reuniones con las unidades de Gestión de Riesgo, Auditoría Interna y Responsabilidad Social, además de mantener comunicación con la firma de auditoría externa responsable de los estados financieros. Estos encuentros se realizan de acuerdo con la relevancia y urgencia de las materias, sin responder a un calendario preestablecido.

El equipo ejecutivo presenta al Directorio los temas relativos a auditoría interna y gestión de riesgos, los cuales se analizan según su impacto en el cumplimiento normativo y la continuidad operativa. Por su parte, la empresa de auditoría externa reporta sobre el proceso de revisión de los estados financieros y otros asuntos críticos detectados durante su labor.

Información sobre materias ambientales y sociales

La Compañía cuenta con un protocolo de reporte al Directorio para asuntos ambientales, el cual se activa según la magnitud del evento. El Directorio es informado sobre incidentes de gran escala que puedan comprometer la continuidad operativa o la reputación institucional, abordando estos temas cuando su urgencia impacta la toma de decisiones estratégicas.

En el ámbito social, la gestión inicial radica en el equipo ejecutivo y la Gerencia General, escalando

al Directorio únicamente aquellos casos con un impacto significativo para la organización. Durante sus deliberaciones, el Directorio evalúa la gestión de estas materias para asegurar su correcta integración en la planificación y en las políticas corporativas.

Asimismo, a través de su Política de Responsabilidad Corporativa, la Compañía ratifica su compromiso con los siguientes pilares:

- Gestión responsable del medio ambiente
- Interés por las personas
- Excelencia en el servicio
- Compromiso con los resultados
- Salud y seguridad
- Cadena de suministro responsable
- Compromiso social
- Integridad y transparencia



Ejecutivos principales

IDENTIFICACIÓN DE EJECUTIVOS PRINCIPALES

NCG 461: 3.4.i



Iván Quezada Escobar
Gerente General
Profesión:
Ingeniero civil eléctrico,
Universidad de Concepción
RUT: 10.051.615-2
Nombramiento:
30 de junio de 2018



Tomás Morales Jaureguiberry
Director de Gestión Financiera
Profesión:
Ingeniero Forestal,
Universidad Austral
RUT: 7.106.266-K
Nombramiento:
31 de agosto de 2021



Gladys Cárcamo Alarcón
Directora de Planificación Estratégica y Regulación
Profesión:
Ingeniera Comercial,
Universidad de Concepción
RUT: 7.171.359-8
Nombramiento:
02 de octubre de 2022



Ernesto Peñafiel Morgan
Director de Servicios Jurídicos
Profesión:
Abogado,
Universidad de Chile
RUT: 11.415.791-0
Nombramiento:
29 de enero de 2022



Claudio Rodríguez Madariaga
Gerente de Finanzas
Profesión:
Ingeniero Civil Industrial,
Universidad de Santiago de Chile
RUT: 16.479.488-1
Nombramiento:
01 de abril de 2025

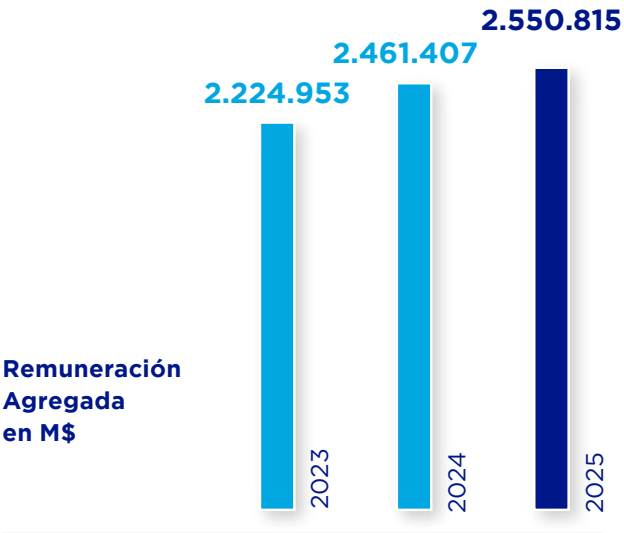
REMUNERACIONES Y PLANES DE COMPENSACIÓN

NCG 461: 3.4.ii, 3.4.iii. 3.6.xi, 3.6.xii

A la fecha, la Sociedad no dispone de procedimientos formales para que el Directorio revise las estructuras salariales, ni las políticas de compensación e indemnización del Gerente General y de los demás ejecutivos principales. Asimismo, no existen mecanismos definidos para someter dichas políticas a la aprobación de la Junta de Accionistas o para su divulgación al público general.

En el ejercicio 2025, la remuneración de la Alta Gerencia fue de $2.550.815, registrando un incremento del 3,63% respecto al periodo anterior. Este aumento responde a la aplicación de las políticas y prácticas retributivas de la organización, en concordancia con los lineamientos del Grupo CGE.

Adicionalmente, la Compañía no mantiene planes de compensación ni beneficios especiales para quienes integran la plana ejecutiva.



Retribuciones de beneficios y planes de compensación 2025 en M$

Componente fijo	Componente variable	Total
2.480.577	70.238	2.550.815

Participación en la propiedad

NCG 461: 3.4.iv

Hasta el cierre del ejercicio 2025, ninguno de los Directores ni de los Ejecutivos Principales de CGE tuvieron participación en la propiedad del emisor.

PLAN DE SUCESIÓN

NCG 461: 3.6.x

La Empresa dispone de una Política de Liderazgo que establece los requisitos y procedimientos para el nombramiento de sus ejecutivos. Este marco normativo incluye la designación del Gerente General, proceso que requiere la aprobación del Directorio. Asimismo, la política contempla mecanismos de sucesión diseñados para garantizar una transición ordenada y efectiva en el traspaso de funciones.

Propiedad

SITUACIÓN DE CONTROL

NCG 461: 2.3.1, 2.3.2, 2.3.3, 2.3.4.i, 2.3.4.iii.c, 6.5.1.x

Al 31 de diciembre de 2025, el capital social de la Compañía se compone de 2.019.896.893 acciones de serie única, íntegramente suscritas y pagadas, sin valor nominal. Cada acción otorga derecho a un voto en las decisiones corporativas.

State Grid Chile Electricity SpA mantiene el control del paquete accionario, distribuido entre 3.947 accionistas, incluyendo aquellos registros en entidades de custodia y depósito de valores, según lo dispuesto en la Ley N° 18.876.

State Grid Chile Electricity SpA cuenta con un 97,15% de las acciones.

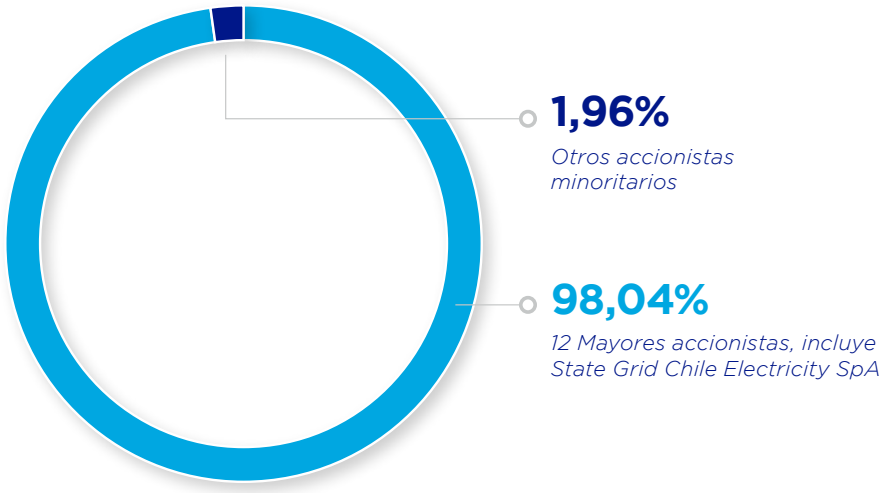
No existen acuerdos de actuación conjunta entre los miembros del controlador, ni convenios formalizados que limiten la libre disposición de las acciones.



Conformación de la propiedad mayoritaria 2025

Accionista	RUT	Acciones	% Participación Directa
State Grid Chile Electricity SpA	77.332.779-3	1.962.230.546	97,15%
Banchile Corredores de Bolsa S.A.	96.571.220-8	4.346.035	0,22%
Inmobiliaria e Inversiones Edita SpA	76.627.384-K	2.325.846	0,12%
Inversiones Tacora Limitada	78.241.260-4	1.951.328	0,10%
Consorcio Corredores de Bolsa S.A.	96.772.490-4	1.776.232	0,09%
Credicorp Capital Corredores de Bolsa SpA	96.489.000-5	1.707.947	0,08%
Inversiones Guallatiri Limitada	77.153.180-6	1.287.945	0,06%
De Bernardi Benito	48.053.159-0	946.780	0,05%
Bci Corredor de Bolsa S.A.	96.519.800-8	1.084.753	0,05%
Itaú Corredores de Bolsa Limitada	96.665.450-3	842.836	0,04%
Fund. Osvaldo Perez Valdes y Maria Luisa	71.599.300-7	779.049	0,04%
Rodrigo Alejandro Salinas Rios	8.457.300-0	746.825	0,04%
Otros accionistas	-	39.870.771	1,96%
Total	**-**	**2.019.896.893**	**100,00%**

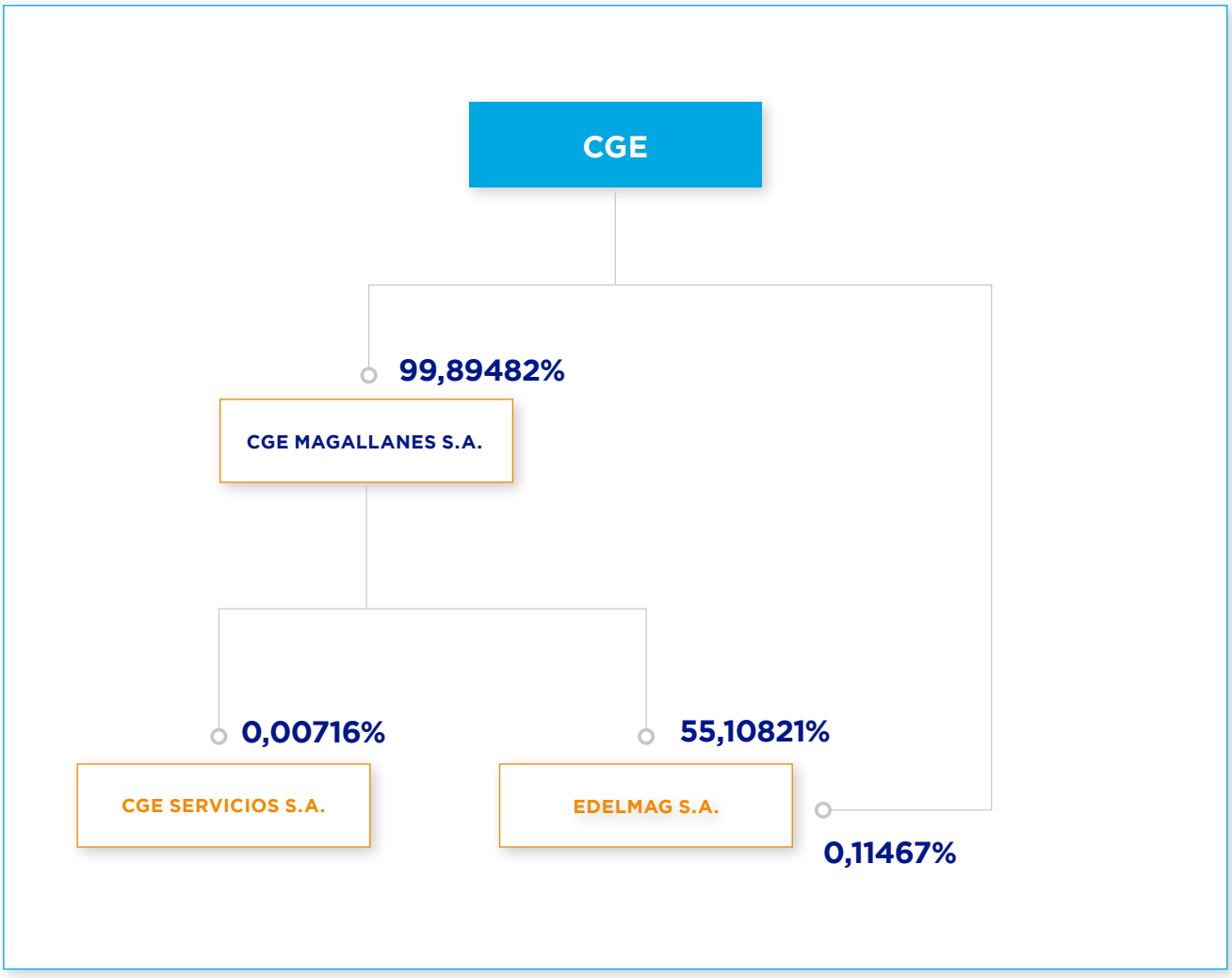
Participaciones



Malla de propiedad

CGE tiene como filial a CGE Magallanes S.A., empresa que se dedica a la generación, el transporte y la distribución de energía, la que a su vez tiene como subsidiarias a CGE Servicios S.A., que proporciona servicios de apoyo administrativo, corporativo y de gestión de procesos internos para CGE y otras entidades relacionadas, y Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. (EDELMAG), principal distribuidora de energía eléctrica en la Región de Magallanes y Antártica Chilena.

En 2025 no se registraron cambios en la propiedad o control de CGE.



POLÍTICA DE DIVIDENDOS

NCG 461: 2.3.4.ii, 2.3.4.iii.a, 2.3.4.iii.b

La Compañía cuenta con una política de dividendos definida por el Directorio, conforme a la cual se propone a la Junta Ordinaria de Accionistas la distribución de un dividendo definitivo equivalente, al menos, al 30% de las utilidades distribuibles generadas en cada ejercicio anual. Esta política es revisada periódicamente por el Directorio, en atención al desempeño financiero de la Compañía y a su situación patrimonial.

En este marco, el Directorio somete anualmente a consideración de la Junta Ordinaria de Accionistas la distribución del dividendo definitivo correspondiente al ejercicio inmediatamente anterior, cuya aprobación se efectúa en la sesión ordinaria respectiva. La aplicación de esta política considera las utilidades efectivamente obtenidas, las proyecciones financieras y las necesidades de inversión y solvencia de la Compañía, resguardando un adecuado equilibrio entre la retribución a los accionistas y la sostenibilidad financiera del negocio.

Montos pagados por dividendo

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 21 de abril de 2023, se aprobó el pago del dividendo definitivo N° 13 de $ 5,71 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2022, el cual se pagó con fecha 02 de mayo de 2023, por un total de M$ 11.533.611.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 23 de abril de 2024, se aprobó el pago del dividendo definitivo N° 14 de $ 1,80 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2023, el cual se pagó con fecha 08 de mayo de 2024, por un total de M$ 3.635.814.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 23 de abril de 2025, se aprobó el pago del dividendo definitivo N° 15 de $ 13,10 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2024, el cual se pagó con fecha 08 de mayo de 2025, por un total de M$ 26.460.649.

El Directorio ha acordado proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas a celebrarse en abril de 2026, el reparto de un dividendo definitivo N° 16 de $1,783 por acción, con cargo a la utilidad líquida distribuible del ejercicio 2025.

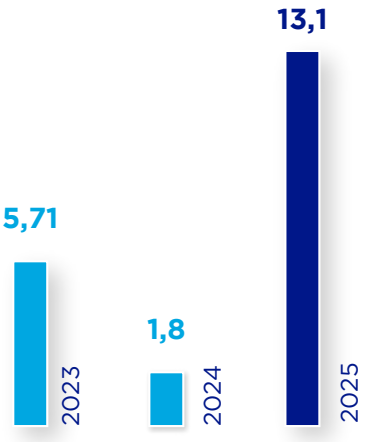
De ser aprobado por la Junta Ordinaria de Accionistas el dividendo definitivo propuesto, los dividendos repartidos con cargo al ejercicio 2025 representarían 30,01% de la utilidad líquida distribuible. El monto correspondiente al dividendo definitivo se detalla más adelante en el cuadro de Distribución de Utilidades.

El siguiente cuadro muestra los dividendos pagados por acción en cada año calendario para CGE:

Dividendos pagados					
N° Dividendo	Tipo	Fecha de pago	$ por acción	Cantidad de acciones con derecho a la fecha de pago	Monto total del dividendo en M$
13	Definitivo	02-05-23	5,71	2.019.896.893	11.533.611
14	Definitivo	08-05-24	1,8	2.019.896.893	3.635.814
15	Definitivo	08-05-25	13,1	2.019.896.893	26.460.649

Transacciones en bolsas

Dividendos pagados por acción:





Porcentaje que corresponde a la utilidad del periodo

2023	2024	2025
30,07%	30,17%	30,01%

Transacciones en bolsas

Transacciones en la Bolsa de Comercio de Santiago y la Bolsa Electrónica de Chile

Periodo	N° de acciones transadas	Monto total transado en M$	Precio Promedio ($)	Presencia bursátil (%)
Primer trimestre	2.792.956	832.828.891	298,19	6,86
Segundo trimestre	2.351.799	753.662.385	320,46	7,14
Tercer trimestre	725.860	212.410.471	292,63	7,80
Cuarto trimestre	1.282.805	346.287.163	269,95	5,45

OTROS VALORES

NCG 461: 2.3.5

Otros valores vigentes durante 2025

N° de Inscripción o identificación del instrumento	Serie	Monto nominal colocado vigente	Unidad de reajuste del bono	Tasa nominal anual	Tasa efectiva anual	Plazo Final	Colocación en Chile o en el extranjero	Pago de intereses	Pago de amortización	Corrientes			No Corrientes						
										Vencimientos		Total corrientes	Vencimientos						Total no corrientes
										1 a 3 meses M$	3 a 12 meses M$	31-12-2024 M$	1 hasta 2 años M$	más de 2 hasta 3 años M$	más de 3 hasta 4 años M$	más de 4 hasta 5 años M$	más de 5 hasta 10 años M$	10 o más años M$	31-12-2025 M$
542	BCGEI-I	3.666.666	UF	4,65%	4,76%	11-08-2029	Chile	Semestral	A partir del 02-2024	20.806.319	18.208.648	**39.014.967**	36.417.297	36.417.297	34.671.717				**107.506.311**
542	BCGEI-J	500.000	UF	4,75%	5,10%	12-01-2029	Chile	Semestral	Al Vencimiento	435.877		**435.877**			19.632.134				**19.632.134**
541	BCGEI-K	2.000.000	UF	4,00%	4,05%	02-12-2031	Chile	Semestral	Al Vencimiento		259.376	**259.376**					78.244.205		**78.244.205**
610	BCGET-D	1.590.916	UF	4,30%	4,20%	10-09-2030	Chile	Semestral	A partir del 03-2020	7.159.779	6.320.337	**13.480.116**	12.640.674	12.640.674	12.640.674	12.744.464			**50.666.486**
765	BCGED-E	4.000.000	UF	3,85%	3,89%	30-09-2034	Chile	Semestral	A partir del 03-2032		1.556.918	**1.556.918**					158.507.118		**158.507.118**
917	BCGEI-N	3.000.000	UF	2,85%	2,90%	01-12-2041	Chile	Semestral	A partir del 06-2035		287.253	**287.253**					17.026.291	101.747.413	**118.773.704**
917	BCGEI-Q	2.000.000	UF	1,70%	1,29%	20-06-2030	Chile	Semestral	Al Vencimiento		44.342	**44.342**				80.553.999			**80.553.999**
Totales										**28.401.975**	**26.676.874**	**55.078.849**	**49.057.971**	**49.057.971**	**66.944.525**	**93.298.463**	**253.777.614**	**101.747.413**	**613.883.957**

Subsidiarias y asociadas

NCG 461: 6.5.1, 6.5.2

Razón Social	Domicilio	Objeto Social	Naturaleza Jurídica	Descripción de relaciones comerciales	Actos y contratos celebrados que influyan significativamente en las operaciones de empresa matriz	Patrimonio (M$)	Capital suscrito y pagado (M$)	Utilidad (Pérdida) (M$)	% que representa inversión sobre total de activos individuales	% Participación directa e indirecta	Variación anual de % participación	Gerente	Presidente del Directorio	Directores
CGE Magallanes S.A.	Ambrosio O'Higgins N° 2092, Curacaví. Santiago.	Sociedad de inversiones	Sociedad Anónima Cerrada	Sin Información	Cuenta Corriente mercantil	45.617.090	11.576.501	11.226.189	2,89%	99,89%	0%	Matías Hepp Valenzuela	Ernesto Peñafiel Morgan	Ernesto Peñafiel Morgan: Presidente, Gladys Cárcamo Alarcon: Director, Tomás Morales Jaureguiberry: Director
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Croacia N° 444, Punta Arenas.	Explotar la generación, transporte, distribución y suministro de energía eléctrica en la Región de Magallanes, contando con centrales generadoras en Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams	Sociedad Anónima Abierta	Sin Información	Cuenta Corriente mercantil, servicios administrativos e informáticos prestado por la matriz	46.961.692	15.664.524	11.458.097	2,88%	55,11%	0%	Miguel Enrique Castillo Quezada	Jorge Jordan Franulić	Jorge Jordan Franulić: Presidente, Fang Wei: Vicepresidente, Jia Jia: Director, Matías Hepp Valenzuela: Director; Tomás Morales Jaureguiberry: Director; Gladys Cárcamo Alarcón: Director; Heraldo Alejandro Caro Torres: Director

Nota: todas las empresas descritas son nacionales.

RELACIONES HABIDAS CON SUBSIDIARIAS

El detalle de las subsidiarias está incorporado en el capítulo de 7 de Anexos.

Inversiones en otras sociedades

CGE no posee inversiones que representen más del 20% del activo total de la entidad, y que no revistan el carácter de subsidiarias o asociadas.

Cumplimiento



EN RELACIÓN CON LOS TRABAJADORES

NCG 519: 8.2

CGE cuenta con diversos mecanismos que permiten a sus trabajadores y ejecutivos conocer el marco normativo legal laboral aplicable, entre los cuales se consideran las menciones atingentes en cada contrato de trabajo, como también el Reglamento Interno de Orden, Higiene y Seguridad. Además, la empresa dispone de diversos puntos de acceso para que los trabajadores puedan realizar sus denuncias, tales como la Línea de denuncia y canal de denuncias de "Ley Karin".

Sanciones ejecutoriadas

No se registraron sanciones ejecutoriadas vinculadas con incumplimientos a los derechos laborales durante al periodo 2025.

Acciones de tutela laboral

La Empresa fue objeto de dos acciones de tutela laboral durante el año 2025, no habiendo resolución judicial condenatoria.

EN RELACIÓN CON LOS CLIENTES

NCG 519: 8.1

La Empresa impulsa iniciativas variadas para asegurar el cumplimiento legal y normativo vinculado a su clientela, fortaleciendo la trazabilidad de las solicitudes y la calidad del servicio. Para ello, cuenta con un equipo de dedicación exclusiva orientado a identificar y desarrollar mejoras continuas en los sistemas y herramientas de control.

Respecto al marco regulatorio de protección al consumidor, las actividades de la Compañía se rigen primordialmente por la Ley General de Servicios Eléctricos. El cumplimiento de esta normativa, que regula los estándares de calidad, seguridad y continuidad del suministro, es fiscalizado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). Adicionalmente, los procedimientos internos están diseñados para prevenir y detectar incumplimientos referidos a los derechos de los clientes de acuerdo con la Ley N°19.496 sobre Protección de los Derechos del Consumidor, en lo que resulte aplicable al sector eléctrico.

Dentro de las principales acciones implementadas para garantizar este cumplimiento, destacan:

- **Infraestructura tecnológica:** migración del Portal de Conexiones a servidores de alta disponibilidad, incrementando la confiabilidad y estabilidad del servicio.

- **Integración de sistemas:** vinculación completa del Portal de Conexiones con el sistema de gestión de CGE para una administración eficiente y centralizada.

- **Gestión en terreno:** incorporación de un sistema de movilidad para la atención de conexiones en sitio, agilizando la respuesta a las solicitudes.

- **Automatización de procesos:** implementación de flujos de trabajo para la gestión de solicitudes de conexión, optimizando la coordinación interna.

Adicionalmente, para fortalecer la capacidad de respuesta ante contingencias, la Compañía reorganizó la labor de las brigadas de conexión, asegurando una atención efectiva en periodos de alta demanda. Finalmente, se estableció un modelo interno de priorización y alerta de solicitudes, orientado a mejorar la eficiencia operativa y la satisfacción de quienes reciben el servicio.

Durante 2025 CGE las sanciones ejecutoriadas en este ámbito fueron:

2025	
Número	Monto en pesos
6	$133.193.401

De este monto, $6.279.251 corresponden a sentencias firmes y ejecutoriadas por procesos tramitados ante Juzgados de Policía Local y $126.914.150 son multas. De igual forma durante el periodo 2025 se alcanzó un nivel de cumplimiento en plazo del 97% las solicitudes, lo cual supera en un 4% a los indicadores de años anteriores.

MEDIOAMBIENTAL

NCG 519: 8.3

El modelo de cumplimiento medioambiental de CGE se basa en un enfoque preventivo, sistemático y trazable, orientado a asegurar la aplicación de las normas, la continuidad operacional y la mejora continua. Se estructura sobre pilares que incluyen: cumplimiento de requisitos legales, permisos ambientales y sanitarios; control operacional de aspectos e impactos ambientales significativos de la operación y los proyectos; trazabilidad y reportabilidad verificable de obligaciones ambientales; gobernanza con roles y responsabilidades basados en el Sistema de Gestión Ambiental, certificado en la Norma Internacional ISO 14001, y la revisión permanente del desempeño para fortalecer la gestión de iniciativa en mejora continua de la organización.

CGE ha definido una modalidad de cumplimiento preventivo e integrado entre las áreas de oficina central y los equipos territoriales desplegados en las distintas zonas de concesión, basada en la identificación y evaluación de requisitos legales aplicables, la estandarización de procedimientos y criterios técnicos, el control operacional en terreno y la gestión documentada de evidencias. Esta modalidad prioriza la planificación, el seguimiento permanente y la trazabilidad de las obligaciones ambientales, tanto en la operación como en proyectos.

La Unidad responsable corresponde a Calidad y Medio Ambiente, que cumple un rol corporativo de gobernanza, aseguramiento y soporte técnico del cumplimiento ambiental. Es responsable de definir lineamientos, procedimientos y criterios corporativos; identificar y dar seguimiento a los requisitos normativos; coordinar la reportabilidad; y solicitar, revisar y validar evidencias de cumplimiento, además de generar alertas y apoyar técnicamente a las áreas ejecutoras.

El modelo de cumplimiento está reforzado por la implementación del sistema integrado de gestión a través de la certificación ISO 14001:2015, la actualización permanente del marco procedimental corporativo, la estandarización de la reportabilidad ambiental en plataformas oficiales y sistemas sectoriales, el fortalecimiento de la trazabilidad documental y la incorporación progresiva de enfoques de economía circular, biodiversidad y preparación para la gestión de cambio climático, alineando la gestión ambiental con la estrategia y los desafíos del negocio.

Sanción	
Sanciones ejecutoriadas del Registro Público de Sanciones de la SMA	0
Total de multas	**0**
Planes de reparación por daño ambiental presentados	0
Planes de reparación por daño ambiental ejecutados satisfactoriamente	0

LIBRE COMPETENCIA

NCG 519: 8.4

La Política de Responsabilidad Corporativa y el Código Ético de CGE definen los principios y normas de conducta que rigen a todos sus colaboradores. Ambos instrumentos subrayan la obligación de cumplir con la legislación vigente y de participar en las licitaciones de zonas de concesión bajo criterios de competencia justa y equitativa.

Asimismo, el personal de la Empresa mantiene una estricta obligación de confidencialidad respecto a la información interna, lo que incluye datos estratégicos, políticas, planes de acción y recursos. Esta disposición busca evitar el uso inapropiado de la información y resguardar la integridad de la organización y sus valores éticos.

Durante 2025, la Compañía no registró multas ni sanciones derivadas de incumplimientos a la normativa que regula la libre competencia.

OTROS CUMPLIMIENTOS LEGALES Y NORMATIVOS

NCG 519: 8.5

CGE cuenta con una política y procedimientos específicos para la prevención de delitos, que establecen los lineamientos para el diseño, gestión, operación y supervisión del Modelo de Prevención de Delitos (MPD). Este marco se encuentra alineado con la Ley N° 20.393 sobre Responsabilidad Penal de las Personas Jurídicas, con el fin de promover la prevención y detección temprana de conductas ilícitas.

A la fecha, la Compañía no ha sido objeto de investigaciones por parte del Ministerio Público, ni ha enfrentado procesos judiciales o sentencias vinculadas a los delitos contemplados en la Ley N° 20.393. Estos resultados reflejan el compromiso de la organización con la ética empresarial y la eficacia de sus mecanismos de control.

La Compañía cuenta además con un Modelo de gestión de Código Ético, Reglamento Interno de orden, higiene y seguridad además de tener implementado un canal de denuncias.

ESTRATEGIA



Objetivos estratégicos

NCG 519: 4.2

La estrategia de CGE tiene un horizonte de cinco años, de 2025 a 2029, y se estructura en cuatro pilares esenciales:

PILARES ESTRATÉGICOS

1	2	3	4
Mejorar la eficiencia operativa	***Incrementar la confiabilidad de la red***	***Avanzar en procesos internos***	***Preparar a la empresa para los futuros desafíos***

La ejecución de la estrategia se despliega mediante diversas iniciativas que persiguen asegurar la estabilidad operativa y financiera a mediano plazo, optimizar el desempeño y garantizar la sostenibilidad de los logros obtenidos. El propósito final es consolidar a CGE como un referente en excelencia operativa y fortalecer el vínculo con los clientes.

Desde una perspectiva de sostenibilidad, la Compañía integra en su Política de Responsabilidad Corporativa compromisos orientados a generar un impacto positivo en la gestión ambiental y en el bienestar de las comunidades donde opera. Al reconocer los efectos de sus actividades, CGE prioriza la protección del medioambiente y la eficiencia en el uso de los recursos naturales para satisfacer la demanda energética de manera responsable. Su enfoque trasciende el cumplimiento normativo, fomentando la colaboración con proveedores, el relacionamiento con los grupos de interés y la promoción del uso eficiente de la energía, aportando así a la mitigación del cambio climático y al respeto de los derechos humanos. CGE desarrolla iniciativas de sostenibilidad integradas en su modelo operativo, orientando sus esfuerzos hacia la aceleración de la transición energética y la acción climática, y la economía circular, en línea con principios internacionales de desarrollo sostenible.

Respecto de la producción y el consumo responsables, la Empresa destaca por su enfoque en economía circular a través del programa "Transformadores Verdes". Esta iniciativa permite la recuperación y modernización de equipos en desuso, sustituyendo aceites minerales por alternativas vegetales biodegradables. A la fecha, el programa ha gestionado 4.481 equipos, de los cuales 1.176 (aproximadamente 26%) han sido reparados y reincorporados al sistema eléctrico, extendiendo su vida útil y evitando su disposición final como equipos completos, mientras que 3.305 equipos (aproximadamente 74%) han sido destinados a procesos de reciclaje.

En el ámbito social, la Sociedad incorpora iniciativas para promover una gestión responsable y robustecer el nexo con las comunidades locales. Respecto al medioambiente, CGE identifica los impactos de sus operaciones, adoptando voluntariamente estándares adicionales e involucrando a diversos actores en el uso responsable de los recursos.

En relación con los derechos humanos, la política corporativa establece el respeto irrestricto hacia todas las personas con quienes la organización interactúa, incluyendo autoridades, clientes, colaboradores, proveedores, contratistas e inversionistas. El plan estratégico a cinco años orienta a toda la organización, alineando las decisiones con los objetivos corporativos definidos.

Inversiones



PLANES DE INVERSIÓN

NCG 461: 4.3

CGE y sus filiales mantienen una posición de liderazgo en el sector de distribución eléctrica, impulsando un enfoque estratégico centrado en la modernización, la expansión y la eficiencia operativa. Durante el ejercicio 2025, la Sociedad ejecutó inversiones consolidadas por un total de MM$198.948.

Los recursos financieros se destinan a la construcción de nuevas redes, la adquisición de equipamiento técnico y la ampliación de la cobertura para satisfacer el incremento en la demanda y la base de clientes. En esta línea, la Compañía progresa en la automatización y actualización tecnológica de sus activos, con el propósito de disminuir las pérdidas de energía y asegurar el cumplimiento de la normativa técnica vigente.

Asimismo, la Sociedad impulsa la consolidación del Sistema de Gestión de Calidad, con especial énfasis en la mejora de indicadores de continuidad de suministro y respuesta ante contingencias. De forma complementaria, se han asignado fondos para la modernización de sistemas operativos y de Tecnologías de la Información, buscando optimizar la gestión comercial y robustecer los procesos de cobranza para elevar la eficiencia en la recuperación de ingresos.

HORIZONTES DE TIEMPO

NCG 461: 4.1

Para gestionar sus operaciones de manera eficiente, CGE aplica criterios de control tanto en la ejecución presupuestaria como en el desarrollo de sus planes de negocio.

La Compañía gestiona su planificación bajo tres horizontes temporales:

- **Corto plazo:** Periodo anual. Se orienta a iniciativas y actividades operativas y tácticas, con el objetivo de garantizar la continuidad eficiente del servicio y el cumplimiento normativo.
- **Mediano plazo:** Lapso entre uno y cinco años. Se enfoca en el ámbito táctico-estratégico para asegurar la capacidad y eficiencia necesarias que permitan acompañar el desarrollo económico de la Compañía, bajo su contexto regulatorio.
- **Largo plazo:** Periodo superior a cinco años, considerando como referencia la vida útil promedio de sus instalaciones de distribución eléctrica, la cual se estima en aproximadamente 30 años. Este periodo es consistente con la normativa eléctrica vigente, que establece dicho marco temporal en la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP), la cual orienta la evaluación de la rentabilidad económica total de las infraestructuras de distribución concesionadas. En su propia planificación, CGE busca asegurar su posicionamiento estratégico, con el fin de asegurar la sostenibilidad, liderar la innovación y mantener la alineación con las políticas energéticas nacionales.

Gestión de riesgos

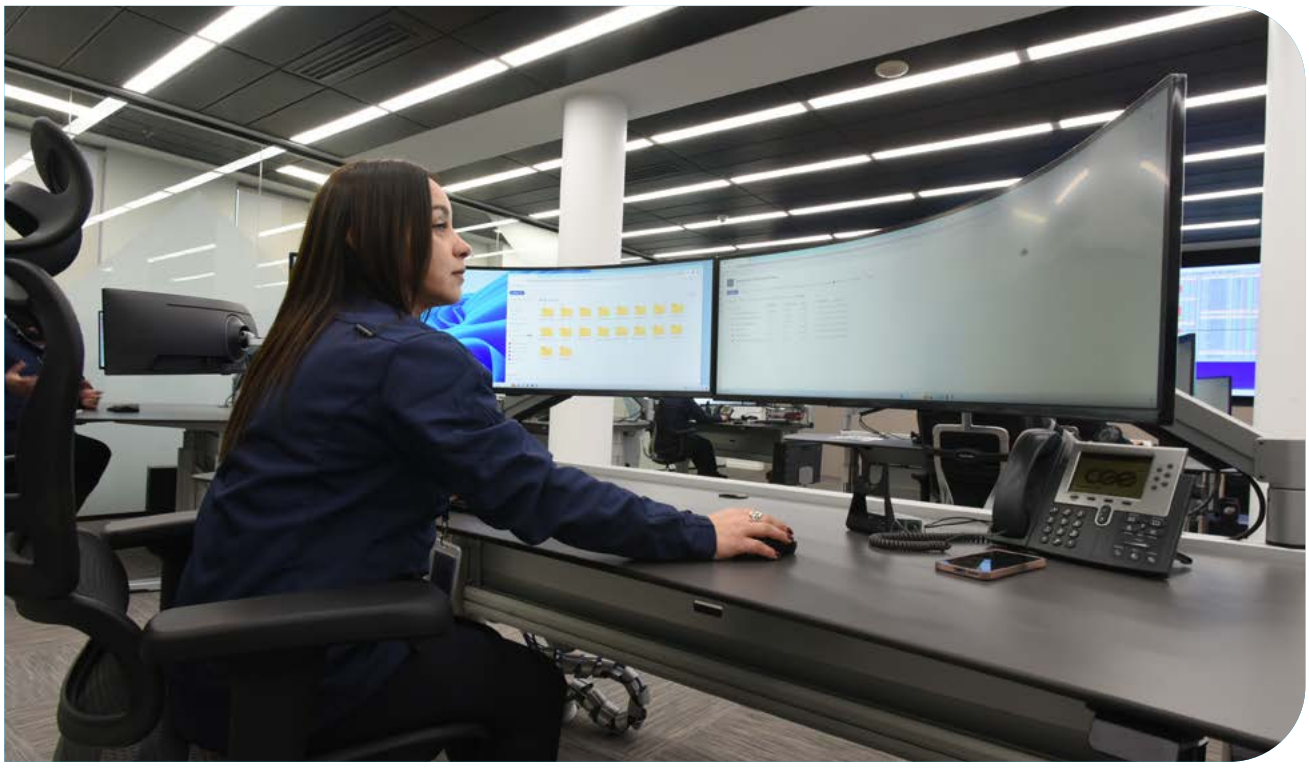
GOBERNANZA DE RIESGOS

NCG 461: 3.6.v, 3.6.vi, 3.6.iv

Con el objetivo de asegurar un entorno adecuado de gobernanza y gestión de riesgos, CGE define los roles y responsabilidades de cada uno de los participantes en el proceso de Gestión de Riesgos:

Directorio	Máxima autoridad de la Compañía, es responsable de definir el apetito al riesgo y de aprobar la Política Corporativa de Gestión de Riesgos. Asimismo, le corresponde supervisar periódicamente que la administración de dichos riesgos sea adecuada y coherente con la estructura y el alcance operativo de la Sociedad.
Comité de Riesgos	Encargado de reportar al Directorio respecto del funcionamiento del proceso de gestión de riesgos, los riesgos vigentes, las recomendaciones, actualizaciones y mejoras en pro de un óptimo manejo de los riesgos de la entidad y los planes de contingencia diseñados para reaccionar frente a la materialización de eventos críticos.
Gerente General	Responsable de la gestión general del riesgo corporativo y de promover una cultura organizacional basada en la prevención y control de riesgos, fomentando su implementación en todas las áreas de la empresa.
Comité de Seguridad	Es el espacio donde el liderazgo de la organización —directores y gerentes— se involucra activamente en la revisión de los resultados de accidentabilidad y en la toma de decisiones que impactan directamente en la protección de las personas.
	En cada sesión se analizan los indicadores, se revisa el cumplimiento de las medidas de control y se identifican oportunidades de mejora, con una mirada crítica y constructiva. Este seguimiento permanente permite reaccionar oportunamente frente a desviaciones y fortalecer las acciones preventivas en toda la operación.
	Más allá de los números, el Comité impulsa la alineación estratégica del Programa de Seguridad y Salud, reafirmando el compromiso organizacional con el cuidado de las personas. Su propósito es claro: minimizar los impactos negativos, aprender de cada evento y consolidar una cultura preventiva sólida y sostenible en el tiempo.
Directores de Área y Gerencias Corporativas	Responsables de asegurar que las estrategias establecidas se apliquen en concordancia con la Política Corporativa de Gestión de Riesgos de la Sociedad. Asimismo, definen los mecanismos de control, los indicadores clave, rangos y umbrales de impacto y probabilidad para cada riesgo, así como también, de evaluar e implementar los planes de mitigación comprometidos.

Área de Riesgos Corporativos	Elabora y somete a aprobación del Comité de Riesgos el plan anual de gestión de riesgos. Asimismo, le corresponde mantener la vigencia de la Política y los Procedimientos Corporativos de Gestión de Riesgos, asegurando que los documentos normativos se encuentren actualizados.
	Identifica los riesgos corporativos de alto nivel y monitorea su evolución, también presenta reportes periódicos al Comité de Riesgos.
	Adicionalmente, es la encargada de facilitar la metodología de gestión de riesgos a las diferentes áreas, con el fin de asegurar una visión estandarizada y actualizada de los riesgos, identificando, además, las necesidades de capacitación y difusión que permitan mejorar las prácticas asociadas en todos los niveles de la organización.
Área de Auditoría	Su misión es proveer una visión independiente de la efectividad del enfoque y de la implementación de la Política Corporativa de Gestión de Riesgos llevada adelante por la Compañía, ya sea, a través de una revisión de un auditor interno, o bien, a través de un consultor externo. Además, es responsable de retroalimentar al Área de Riesgos Corporativos con los hallazgos obtenidos, así como también, de entregar posibles mejoras y/o cambios en el procedimiento o metodología general.
Todo el personal	Responsables de cumplir la Política y el Procedimiento de Gestión de Riesgos, integrándose activamente en las instancias de formación y ejecutando los protocolos de prevención definidos. Asimismo, los equipos de trabajo deben informar a sus jefaturas directas sobre cualquier evento, hallazgo u oportunidad de mejora que sea detectada en sus funciones.



MODELO DE GESTIÓN DE RIESGOS CORPORATIVOS

NCG 519: 3.6.i

La Compañía integra la gestión de riesgos como un eje central para el desarrollo de su modelo de negocios y la ejecución de la estrategia corporativa. Debido a su despliegue en el territorio nacional y la diversidad de exposiciones propias de su operación, la Sociedad dispone de un Modelo de Gestión de Riesgos Corporativos alineado con los estándares internacionales ISO 31000 y COSO ERM (Enterprise Risk Management).

La Política Corporativa de Gestión de Riesgos constituye una herramienta estratégica para la toma de decisiones y la optimización del desempeño institucional. Bajo este marco, se establecen el apetito al riesgo, los niveles de tolerancia y los umbrales de sobreexposición. Asimismo, la administración gestiona la identificación, priorización y evaluación de los riesgos relevantes según su clasificación y potencial exposición. Esta labor se realiza con una periodicidad definida para asegurar la coherencia con los objetivos de la Compañía.

Si bien CGE no se ha adherido formalmente a los Principios Rectores sobre las Empresas y los Derechos Humanos de las Naciones Unidas ni cuenta actualmente con una política específica en esta materia, en el desarrollo de sus actividades la compañía considera el respeto de los derechos humanos y la prevención de posibles impactos adversos asociados a su operación.

En este contexto, CGE promueve prácticas orientadas a identificar y gestionar potenciales riesgos en materia de derechos humanos, incluidos aquellos que pudieran afectar a grupos vulnerables o estar relacionados con cuestiones de género. Asimismo, fomenta la sensibilización y formación de las personas de la organización en este ámbito y realiza seguimiento de las actuaciones desarrolladas, con el objetivo de favorecer comportamientos alineados con el respeto de los derechos humanos.

Este compromiso se proyecta no solo sobre las personas que forman parte de la compañía, sino también sobre sus clientes, los colaboradores a lo largo de la cadena de suministro y las comunidades en las que se ubican sus instalaciones y centros de



actividad. En este sentido, CGE procura promover el respeto de los derechos humanos en el desarrollo de sus operaciones y, cuando resulta oportuno, la adopción de mecanismos que permitan supervisar su adecuado cumplimiento.

POLÍTICA CORPORATIVA DE GESTIÓN DE RIESGOS

La Política Corporativa de Gestión de Riesgos establece principios clave para identificar y abordar amenazas de manera efectiva y oportuna. De esta forma, se asegura la continuidad en el cumplimiento de los objetivos estratégicos de la Compañía.

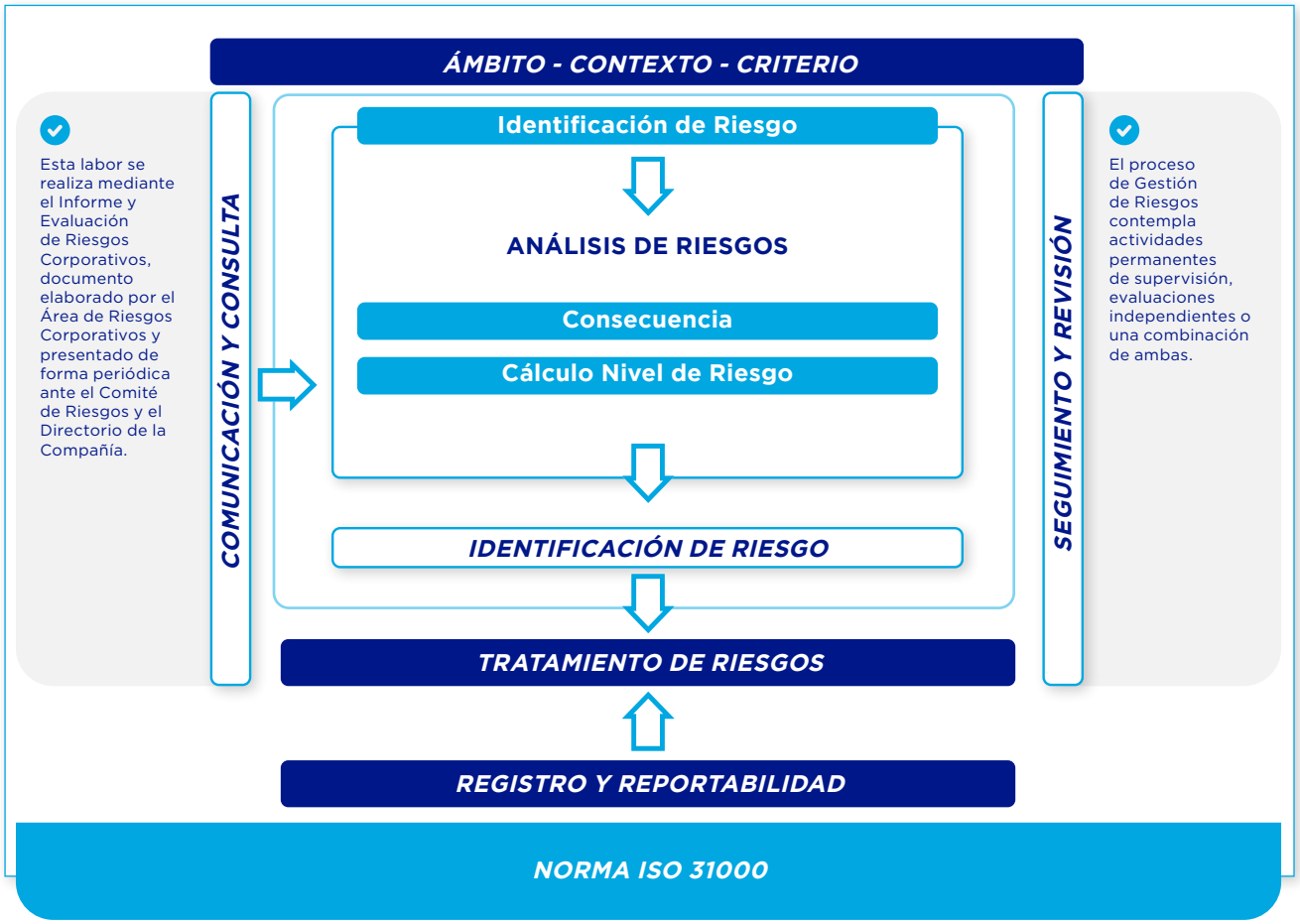
POLÍTICA CORPORATIVA DE GESTIÓN DE RIESGOS

Objetivos de la Política	*Lineamientos Implementados para alcanzar los objetivos*
Establecer los principios rectores de la gestión de riesgos.	La Política Corporativa de Gestión de Riesgos se adopta y aplica como herramienta estratégica para la toma de decisiones y optimización del rendimiento organizacional.
Definir las responsabilidades de los distintos actores de la Compañía en la gestión de riesgos.	La gestión de riesgos está en consonancia con las normativas vigentes a nivel nacional e internacional.
Adoptar estándares para la identificación y manejo de riesgos, asegurando que estén alineados con los lineamientos estratégicos de la empresa.	Se define claramente el apetito al riesgo de la Compañía, así como los niveles de tolerancia y límites de sobreexposición al riesgo.
Involucrar a todas las áreas o unidades de la Compañía en la gestión de riesgos.	Los riesgos relevantes son identificados, priorizados y evaluados por la administración, siguiendo la clasificación del riesgo y su exposición potencial.
Incorporar las mejores prácticas nacionales e internacionales en la gestión de riesgos.	Los riesgos se identifican y evalúan periódicamente, se priorizan y se alinean con los objetivos de la empresa.

PROCEDIMIENTO DE GESTIÓN DE RIESGOS

NCG 519: 3.6.iii

Con el objetivo de gestionar los riesgos de manera efectiva, la Compañía dispone del Procedimiento de Gestión de Riesgos, el cual forma parte de la Política Corporativa de Gestión de Riesgos. Este instrumento establece una metodología estructurada y clara que define las responsabilidades de cada colaborador en la identificación y mitigación de riesgos. De esta forma, se asegura la precisión en el tratamiento de los mismos bajo un marco de lenguaje común que garantiza una comunicación transparente.



Este instrumento estipula y estandariza la metodología para la gestión de riesgos, detallando las tareas que los colaboradores deben realizar para gestionar eficazmente los riesgos asociados a sus roles. Con un enfoque cohesivo y un lenguaje común para toda la organización, el Procedimiento de Gestión de Riesgos constituye una extensión esencial de la Política Corporativa de Gestión de Riesgos. Su aplicación abarca todos los niveles de la Sociedad, incluyendo Directores, ejecutivos y la totalidad del personal, en relación con los diversos procesos y áreas de negocio.

Durante 2025 se realizó el levantamiento de los distintos riesgos e indicadores, estos fueron monitoreados mensualmente con el apoyo de los distintos dueños de proceso.



Etapas del procedimiento

1. Levantamiento e Identificación de riesgos
Anualmente, la Compañía colabora con sus diversas unidades para actualizar el inventario de riesgos, asegurando una identificación detallada de las amenazas. Una vez recopilada la información, los riesgos se categorizan según su naturaleza en cuatro segmentos principales: Estratégicos, Operacionales, Financieros y de Cumplimiento.

2. Análisis y valoración de riesgos
El análisis de cada riesgo está basado en una evaluación de su criticidad, considerando dos factores esenciales: probabilidad e impacto. La probabilidad se califica en una escala de 1 a 5, donde 1 representa un evento improbable y 5 indica una alta frecuencia. En cuanto al impacto, este se mide en relación con seis dimensiones clave: Personas, Medio Ambiente, Reputación, Cumplimiento Legal, Operación y Finanzas. Cada dimensión también se clasifica del 1 al 5, donde 1 indica un efecto leve y 5 un impacto muy alto.

3. Evaluación y control del riesgo
Para evaluar la dimensión de las amenazas, la Sociedad implementa mecanismos de control y Key Risk Indicators (KRI), utilizando escalas y fórmulas técnicas. A través de este análisis se determina el riesgo residual, lo que permite jerarquizar aquellos riesgos que superan el umbral de tolerancia corporativa y que, por su relevancia, exigen una gestión de mitigación prioritaria.

4. Estrategias de mitigación y respuesta
Durante esta fase, CGE determina su apetito al riesgo, definiendo formalmente el umbral de exposición que se encuentra dispuesta a asumir. En paralelo, se diseñan estrategias de respuesta para las amenazas críticas, mediante la ejecución de medidas preventivas y correctivas. El objetivo de estas acciones es salvaguardar la continuidad operacional y garantizar la sostenibilidad del modelo de negocio a largo plazo.



La Compañía cuenta con una unidad de Auditoría Interna que reporta directamente al Directorio y al Comité de Auditoría. Su función es evaluar la eficacia del sistema de control interno, la gestión de riesgos y el cumplimiento de la normativa interna y externa.

La labor de Auditoría Interna se enfoca en los riesgos críticos del negocio y se alinea con los objetivos estratégicos de la Compañía. Bajo prácticas internacionales, esta función evalúa los procesos clave mediante el análisis de la identificación, valoración y tratamiento de riesgos, además del diseño y efectividad de los controles.

Los informes de auditoría incorporan recomendaciones para mitigar riesgos y mejorar la continuidad operativa. La unidad realiza un monitoreo continuo de los planes de acción comprometidos por las áreas responsables hasta su implementación final. Asimismo, Auditoría Interna colabora con la Alta Dirección y el Directorio en la consecución de los objetivos estratégicos y promueve la mejora continua de los procesos de negocio.

IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS Y OPORTUNIDADES 2025

NCG 519: 3.6.ii

La Sociedad gestiona de manera integral los riesgos que pueden afectar el cumplimiento de sus objetivos estratégicos, asegurando la continuidad y calidad de sus operaciones. Su enfoque de gestión de riesgos combina estándares corporativos, mejores prácticas ESG y cumplimiento normativo, incorporando mecanismos de control, protocolos de seguimiento y planes de mitigación adaptados a cada tipo de riesgo.

En el ámbito financiero y corporativo, la Compañía da fiel cumplimiento a las normas aplicables a las sociedades anónimas abiertas, asegurando la adecuada identificación, evaluación y monitoreo de riesgos críticos conforme a principios de gobernanza, control interno, transparencia y debida diligencia. Por su parte, los riesgos operativos, ambientales, de salud y seguridad, así como aquellos relacionados con el cambio climático y la continuidad del suministro, se gestionan bajo la normativa sectorial aplicable y mediante sistemas internos de supervisión y control.



Este enfoque integral permite a la Compañía anticipar impactos, fortalecer su resiliencia y garantizar la toma de decisiones informada, asegurando la creación de valor sostenible para sus accionistas, clientes, comunidades y demás grupos de interés.

Para sistematizar su administración y respuesta, la Compañía organiza estos riesgos bajo las siguientes categorías:

1. Riesgo estratégico

Esta categoría comprende las situaciones que podrían alterar aspectos estratégicos del negocio, originados tanto por variables internas como por factores externos. Tales riesgos inciden directamente en la consecución de los objetivos corporativos de alto nivel, por lo que su gestión debe ser coherente con la visión y misión de la Compañía. Dentro de este segmento se integran, entre otros, los riesgos vinculados al desarrollo tarifario.

2. Riesgo operacional

Esta categoría se deriva de posibles deficiencias en los procesos internos, errores del personal, fallos en los sistemas o debilidades en los controles, además de eventos externos que impacten la continuidad operativa de la Compañía. Bajo este segmento se gestionan, entre otros, los riesgos vinculados a proveedores críticos, catástrofes naturales, accidentabilidad, evolución tecnológica e incidentes de ciberseguridad.

3. Riesgo referente a la salud y seguridad de los consumidores

NCG 519: 3.6.ii.d

Respecto a la seguridad de los usuarios finales, la Compañía desarrolla campañas preventivas dirigidas a sus clientes mediante diversos canales de comunicación. Estas iniciativas tienen como propósito advertir sobre los peligros de interactuar con la infraestructura eléctrica y fomentar conductas de autocuidado, tales como mantener distancia de conductores o cables dañados o caídos, dada su potencial condición de energizados.

4. Riesgo de libre competencia

NCG 519: 3.6.ii.c

Este tipo de riesgo se relaciona con la posibilidad de incurrir en conductas que afecten la competencia justa y equitativa en los mercados donde opera la Sociedad. CGE identifica y gestiona los siguientes focos críticos:

El Abuso de posición dominante se asocia a la eventual obtención de rentas excesivas en el desarrollo de actividades reguladas, mediante un potencial uso indebido en el cobro de servicios asociados a la distribución, especialmente en aquellos que no cuentan con regulación de tarifas. Asimismo, contempla la posible imposición de condiciones gravosas o el traspaso de costos improcedentes a terceros en actividades propias del negocio regulado, tales como el proceso de conexión de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) y el traslado de instalaciones.

El riesgo de conductas predatorias se refiere al riesgo de imponer exigencias improcedentes o aplicar criterios de discriminación en actividades desarrolladas por terceros. El objetivo preventivo de la Sociedad es evitar cualquier acción que pudiese impedir la participación de mercado de otros actores, ya sea para favorecer el desarrollo de actividades propias del giro o para beneficiar a empresas relacionadas.

5. Riesgo de cumplimiento

Esta categoría se vincula con el cumplimiento del marco normativo en todas las esferas de actuación de la Sociedad, abarcando tanto la legislación nacional como las regulaciones internacionales aplicables. Bajo este segmento se gestionan los riesgos relativos a la libre competencia, conforme a las disposiciones legales vigentes en Chile. Asimismo, contempla las contingencias derivadas de la relación con entidades regulatorias, reclamaciones de terceros y procesos de judicialización.

6. Riesgos ambientales

Esta categoría comprende los riesgos asociados al cumplimiento de la normativa ambiental aplicable a los proyectos y operaciones de CGE, así como a la observancia de los compromisos establecidos en sus Resoluciones de Calificación Ambiental (RCA). Estos riesgos pueden derivarse de eventuales desviaciones en materias tales como manejo de residuos, protección de la vegetación, control de emisiones y adecuada interacción con el entorno, los cuales son fiscalizados por organismos competentes como la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA) y la Autoridad Sanitaria, esta última en el marco del Código Sanitario.

En este contexto, la Compañía gestiona de manera preventiva los siguientes focos críticos:

- **Incumplimiento de compromisos en proyectos con RCA:** Los proyectos con RCA favorable presentan riesgo de incumplir los compromisos establecidos. Estos son auditados y evaluados por la SMA, que tiene la facultad de aplicar sanciones según la gravedad de la falta.
- **Incumplimiento en la gestión de residuos:** Las eventuales infracciones relacionadas con el manejo y disposición de residuos peligrosos y no peligrosos están sujetas a la fiscalización de la Autoridad Sanitaria. Estas se sancionan mediante la instrucción de un sumario sanitario, de acuerdo con el Código Sanitario. Durante 2025, la Compañía avanzó en la estandarización y fortalecimiento de esta materia, mejorando la segregación, el control operacional y la trazabilidad del ciclo de gestión. Este avance se materializó en la actualización del Gestión Integral de Residuos, reforzando criterios homogéneos, responsabilidades y controles.
- **Incumplimiento en declaraciones ambientales:** El no cumplimiento de reportes obligatorios —tales como SIDREP, SINADER, Fuentes Fijas, Desempeño Ambiental Empresarial y la Declaración Jurada Anual— expone a la Sociedad a sanciones que incluyen sumarios sanitarios y la formalización de cargos ambientales, según el Reglamento del Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes (RETC).

La probabilidad de materialización de estos riesgos se mantiene en niveles acotados, considerando la aplicación de sistemas de monitoreo y control permanente en sus faenas, junto con la realización de estudios técnicos y procesos de ingeniería preliminares desarrollados por equipos especializados. Durante el ejercicio 2025, no se registraron incidentes ambientales derivados de intervenciones de terceros que hayan generado impacto al medio ambiente como derrames de aceite dieléctrico o mineral, sustancias o emisiones contaminantes.

7. Riesgos relacionados con el cambio climático

NCG 519: 3.6.ii.a

Esta categoría comprende riesgos físicos (eventos climáticos extremos y cambios ambientales) y riesgos de transición (derivados de ajustes regulatorios, tecnológicos y de mercado). Estos eventos pueden afectar la infraestructura eléctrica, la disponibilidad de activos y la continuidad del suministro, así como generar exigencias regulatorias adicionales en materia de emisiones e impuestos ambientales. Asimismo, evalúa las oportunidades estratégicas que surgen del proceso de transición energética.

Los riesgos son supervisados por el Directorio mediante el Comité de Riesgos y la gestión ambiental de estos está alineada con la estrategia y objetivos del negocio, bajo el marco del Modelo de Cumplimiento medioambiental. Asimismo, La Compañía ha implementado planes de contingencia que incorporan variables climáticas en su planificación operativa, complementados con programas de mantenimiento preventivo basados en inspecciones técnicas de estructuras. Asimismo, dispone de infraestructura y protocolos específicos para enfrentar exigencias climáticas propias de su territorio, junto con mecanismos de detección temprana orientados a mitigar el impacto de eventos imprevisibles.

Durante 2025, CGE desarrolló un modelo de atención de contingencias estructurado en niveles estratégico, táctico y operativo, mejorando su desempeño respecto del año anterior. Adicionalmente, la Sociedad cuenta con coberturas mediante pólizas de seguro para resguardar sus activos fijos y eventuales responsabilidades civiles, en línea con estándares de mercado vigentes.

La Compañía estructura el análisis de las implicancias del cambio climático bajo los siguientes horizontes temporales:

Corto plazo: Entre 1 y 3 años.
Mediano plazo: Entre 3 y 7 años.
Largo plazo: Superior a 7 años.

Con más precisión, se identifican los siguiente riesgos y oportunidades climáticos:

Riesgos			
Incremento de eventos climáticos extremos (tormentas, inundaciones, aluviones, olas de calor, etc.)	Físicos agudos	Mediano plazo	El riesgo de incremento en costos operativos surge del mantenimiento, la reparación y el refuerzo de infraestructura afectada por eventos climáticos extremos. La Compañía asume inversiones adicionales en resiliencia y medidas de adaptación ante sequías o inundaciones. Este riesgo incluye también el alza en los costos de seguros y la necesidad de capital para enfrentar fenómenos climáticos prolongados.
Aplicación de impuestos verdes y nuevas normativas de emisiones	De transición	Mediano plazo	La aplicación de “impuestos verdes” incrementa los costos operacionales y de capital de la Compañía.
Transformación tecnológica del sector energético	De transición	Largo plazo	Las inversiones en infraestructura eficiente y de bajas emisiones aumentan el gasto de capital de la Compañía. Esto afecta la disponibilidad de fondos y términos de acceso a financiamiento externo.

Oportunidades			
Acceso a financiamiento verde	De transición	Corto plazo	Cumplimiento de condiciones para bonos verdes y créditos sostenibles, lo que refuerza la relación con los inversionistas.
Mejora de la eficiencia operativa	De transición	Mediano plazo	Incremento de inversiones en resiliencia y digitalización de activos. Demostrar avances en transición energética facilita el acceso a condiciones de financiamiento favorables.
Participación en mercados de descarbonización	De transición	Largo plazo	Desarrollo de proyectos de transmisión de energías renovables. Estas iniciativas generan nuevos ingresos, ventajas competitivas y acceso a condiciones de financiamiento preferenciales

8. Riesgo de ciberseguridad y protección de datos

NCG 519: 3.6.ii.b

Este riesgo se vincula con la eventual ocurrencia de incidentes de ciberseguridad que puedan afectar la confidencialidad, integridad y disponibilidad de los sistemas tecnológicos y de la información de la Compañía, tanto en entornos de tecnologías de la información (TI) como de tecnologías de operación (OT). Comprende amenazas tales como accesos no autorizados, ataques informáticos, pérdida o filtración de datos, interrupciones de sistemas críticos y vulneraciones a la normativa sobre protección de datos personales.

La materialización de este riesgo podría impactar la continuidad operacional, la calidad del servicio, el cumplimiento regulatorio y la reputación de la Sociedad, además de generar eventuales sanciones en el marco de la Ley N° 21.719. Para su mitigación, la Compañía sustenta su modelo de defensa digital en los CIS Critical Security Controls, complementados por un Plan Estratégico de Ciberseguridad orientado a anticipar y reducir amenazas, así como por la implementación progresiva de un Sistema de Gestión de Seguridad de la Información (SGSI) conforme a la norma ISO/IEC 27001 (actualmente certificada), fortaleciendo la gobernanza, los controles internos y la capacidad de detección y respuesta ante incidentes.

9. Otros riesgos

NCG 519: 3.6.ii.e

Otros riesgos que enfrenta la Compañía son:

- **Gestión de podas en franjas de seguridad:** La ejecución de labores de poda, corta o tala de vegetación sin el correspondiente plan de manejo forestal representa un riesgo de sanción por incumplimiento normativo. Estas actividades se realizan estrictamente bajo la regulación eléctrica vigente y los protocolos internos de la Sociedad. Ante cualquier requerimiento de información por parte de la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA), la Compañía procede con la entrega de antecedentes a través de los canales institucionales establecidos.

Adicionalmente, se revisan eventuales modificaciones al impuesto verde establecido en la Ley N°20.780, que podrían alterar los costos de generación e influir indirectamente en los precios del sistema eléctrico.

También se visualizan mayores exigencias bajo la Ley Marco de Cambio Climático (N°21.455), que podrían traducirse en mayores exigencias de reporte y medición, así como costos asociados.

10. Oportunidades

La Sociedad identifica y gestiona un conjunto de oportunidades de transición asociadas al cambio climático. Estas oportunidades se centran en fortalecer la resiliencia operativa y potenciar el rol de la Compañía en la transición energética:

- Acceso a financiamiento verde.
- Mejora de la eficiencia operativa.
- Desarrollo de proyectos de electrificación con energías renovables y participación en mercados de descarbonización.

FACTORES DE RIESGOS

Las empresas de CGE y sus filiales están expuestas a una serie de factores de riesgo generales, los cuales se detallan a continuación:

Riesgo financiero

A pesar de que los negocios en que participa Compañía General de Electricidad S.A. son fundamentalmente en pesos, se ha determinado como política mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los flujos de sus deudas financieras, con el objetivo de minimizar una eventual exposición al riesgo de variación del tipo de cambio y la unidad de reajuste.

En atención a lo anterior, a nivel corporativo se definen, coordinan y controlan las estructuras financieras de las empresas que conforman Compañía General de Electricidad S.A., en orden a prevenir y mitigar las consecuencias financieras negativas ante la posibilidad de ocurrencia de los principales riesgos financieros identificados.

Riesgo de tipo de cambio y unidades de reajuste

Debido a que los negocios en que participan las empresas de Compañía General de Electricidad S.A. son fundamentalmente en pesos, se ha determinado como política minimizar la exposición al riesgo de variaciones en el tipo de cambio y unidades de

reajuste entre sus flujos operacionales y de sus obligaciones financieras.

Tipo de Deuda	31/12/2025		31/12/2024	
	M$	%	M$	%
Deuda en CL$	277.224.333	22,77%	185.366.810	15,76%
Deuda en unidades de fomento	668.962.806	54,94%	771.364.543	65,57%
Deuda en unidades de fomento con cobertura	0	0%	25.687.469	2,18%
Deuda en moneda extranjera – m/e	22.129.061	1,82%	20.898.734	1,78%
Deuda en moneda extranjera – con cobertura	249.313.628	20,48%	173.019.699	14,71%
Total deuda financiera	**1.217.629.828**	**100%**	**1.176.337.255**	**100%**

Con el objetivo de cubrir los riesgos asociados a la variación de la Unidad de Fomento (UF) y moneda extranjera, existen derivados de cobertura UF/CL $, US $/CL $ y CNH $/CL $ para la deuda financiera. Tras la aplicación de estas coberturas, el porcentaje total de la deuda financiera en CL $ al 31 de diciembre de 2025 alcanza el 43,25% y de 32,65% al 31 de diciembre de 2024.

En el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025, Compañía General de Electricidad S.A. y sus subsidiarias mantienen un 54,94 % de su deuda financiera denominada en UF que no está cubierta con ningún instrumento de cobertura (Al 31 de diciembre de 2024 es de 65,57 %). Para dimensionar el efecto de la variación de la UF en el resultado financiero, se realizó una sensibilización de esta unidad de reajuste, determinando que ante un alza de un 1% en el valor de la UF al 31 de diciembre de 2025, el resultado financiero habría disminuido en M$ 6.689.628 y un aumento por la misma cifra hubiera sucedido ante una disminución de 1% en la UF. Comparativamente, al 31 de diciembre de 2024, un alza de un 1% en el valor de la UF habría generado una disminución en el resultado financiero de M$ 7.713.645 y un aumento por la misma cifra hubiera sucedido ante una disminución de 1% en la UF, reflejando la diferencia en el impacto entre ambos ejercicios.

Al 31 de diciembre de 2025, Compañía General de Electricidad S.A. cuenta con deuda financiera en moneda extranjera que no posee algún instrumento de cobertura asociado por MUS$ 24.395, en consecuencia, la deuda se encuentra afecta al riesgo de variación de tipo de cambio. Al 31 de diciembre de 2024 la Sociedad tenía una deuda denominada en moneda extranjera sin cobertura por el equivalente a MUS$ 20.973.

Debido a esta razón, se efectúa un análisis de sensibilidad sobre aquella parte de la deuda expresada en moneda extranjera que no posee algún instrumento de cobertura asociado, con el objeto de determinar el impacto en los resultados de Compañía General de Electricidad S.A. ante la variación en el tipo de cambio.

El valor del dólar estadounidense se ubicó en $ 907,13, es decir, un 8,96% menor al valor de cierre al 31 de diciembre de 2024, fecha en que alcanzó un valor de $ 996,46.

Sensibilización tipo de cambio de cierre	Variación %	t/c	Deuda en moneda extranjera		Efecto t/c
	t/c	cierre	MUS$	M$	M$
Saldos al 31 de diciembre 2025		907,13	24.395	22.129.061	
	-1%	898,06	24.395	21.907.770	-221.291
	1%	916,20	24.395	22.350.352	221.291

Sensibilización tipo de cambio de cierre	Variación %	t/c	Deuda en moneda extranjera		Efecto t/c
	t/c	cierre	MUS$	M$	M$
Saldos al 31 de diciembre de 2024		996,46	20.973	20.898.734	
	-1%	986,50	20.973	20.689.747	-208.987
	1%	1.006,42	20.973	21.107.721	208.987

Se estima que el impacto de un alza de un 1% en la tasa de cambio del peso chileno con respecto al dólar estadounidense al cierre del ejercicio habría generado un impacto negativo al cierre del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025 de M$ 221.291, y de M$ 208.987 al cierre del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2024 en el resultado financiero de Compañía General de Electricidad S.A. Asimismo, se estima un impacto positivo de la misma magnitud ante una disminución del tipo de cambio. Cabe mencionar que este impacto compensará parcialmente el efecto de la variación de la cuenta por cobrar en moneda extranjera producto del mecanismo transitorio de estabilización de precios de generación de energía eléctrica en la subsidiaria Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.

Riesgo de tasa de interés

El riesgo de tasa de interés es el riesgo de que flujos de instrumentos financieros fluctúen debido a cambios en las tasas de interés de mercado. La exposición de la compañía al riesgo de cambio en tasas de interés se relaciona principalmente con obligaciones financieras a tasas de interés variables.

Al 31 de diciembre de 2025, la deuda financiera de la compañía y de sus subsidiarias se estructura en un 30,20% (capital vigente adeudado) a tasa variable y un 17,51% al cierre del mismo ejercicio del año anterior. Se estima que un incremento de 100 puntos base en las tasas de interés variables en base anual hubiese significado al cierre del ejercicio del 31 de diciembre de 2025 un mayor gasto financiero de M$ 3.584.400, y hubiese representado un mayor gasto financiero de M$ 2.043.205 al cierre del mismo ejercicio del año anterior.

Riesgo de liquidez y estructura de pasivos financieros

El riesgo de liquidez está relacionado con las necesidades de fondos para hacer frente a las obligaciones de pago con instituciones bancarias, proveedores, arrendamientos y empresas relacionadas.

Las empresas que pertenecen a Compañía General de Electricidad S.A. mantienen una adecuada gestión de los activos y pasivos, optimizando los excedentes de caja diarios y de esa manera asegurar el cumplimiento de los compromisos de deudas en el momento de su vencimiento. En efecto, al 31 de diciembre de 2025 un 66,97% de la deuda financiera y un 73,87% considerando la deuda con empresas relacionadas (capital vigente adeudado) se encuentra estructurada a largo plazo (Al 31 de diciembre de 2024 fue de M$ 71,81% y 63,63%, respectivamente). Además, la generación de flujos de la sociedad y sus subsidiarias es suficiente para afrontar las obligaciones por los servicios asociados a la operación comercial.

Continuamente se efectúan proyecciones de flujos de caja, análisis de la situación financiera, del entorno económico y análisis del mercado de deuda con el objeto de, en caso de requerirlo, contratar nuevos financiamientos o reestructurar créditos existentes a plazos que sean coherentes con la capacidad de generación de flujos de los diversos negocios en que participa Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias. Sin perjuicio de lo anterior, se cuenta con líneas bancarias de corto plazo aprobadas, que permiten reducir ostensiblemente el riesgo de liquidez a nivel de matriz o de cualquiera de sus subsidiarias, además de contar con un “Cash Support Agreement” firmado entre Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias y su relacionada State Grid International Development (SGID).

En los siguientes cuadros se puede apreciar el perfil de vencimientos de capital e intereses de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias, los cuales, como se indicó, se encuentran distribuidos mayoritariamente en el largo plazo.

Capital e intereses con proyección futura de flujo de caja	Hasta 3 meses	Más de 3 meses y hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	Más de 3 años y hasta 6 años	Más de 6 años y hasta 10 años	Más de 10 años	Total
31-12-2025	**M$**	**M$**	**M$**	**M$**	**M$**	**M$**	**M$**
Bancos	129.025.110	231.610.040	182.662.114	-	-	-	543.297.264
Bonos	32.718.363	40.030.361	138.861.409	283.299.566	199.914.744	111.553.521	806.377.964
Empresas Relacionadas	2.895.139	8.846.258	330.046.998	-	-	-	341.788.395
Total	**164.638.612**	**280.486.659**	**651.570.521**	**283.299.566**	**199.914.744**	**111.553.521**	**1.691.463.623**
Porcentualidad	10%	17%	39%	17%	12%	7%	100%

Capital e intereses con proyección futura de flujo de caja	Hasta 3 meses	Más de 3 meses y hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	Más de 3 años y hasta 6 años	Más de 6 años y hasta 10 años	Más de 10 años	Total
31-12-2024	**M$**	**M$**	**M$**	**M$**	**M$**	**M$**	**M$**
Bancos	45.669.542	150.014.688	201.711.139	-	-	-	397.395.369
Bonos	32.707.954	143.055.514	138.556.124	251.020.065	262.705.312	127.480.970	955.525.939
Empresas Relacionadas	2.073.422	152.269.837	-	-	-	-	154.343.259
Total	**80.450.918**	**445.340.039**	**340.267.263**	**251.020.065**	**262.705.312**	**127.480.970**	**1.507.264.567**
Porcentualidad	5%	30%	23%	17%	17%	8%	100%

Riesgo de crédito deudores comerciales y otras cuentas por cobrar

En el sector de distribución de electricidad, principal negocio de Compañía General de Electricidad S.A., el riesgo de crédito ha sido históricamente bajo, debido a la importancia del suministro eléctrico en el diario vivir y la facultad de suspensión de este, establecida en la Ley General de Servicios Eléctricos, después una cantidad acotada de días contada desde el vencimiento de una cuenta impaga. Adicionalmente, contribuye a lo anterior la radicación de la deuda en la propiedad del usuario del servicio eléctrico, contemplada en la normativa, siendo necesario el pago de ella para la reposición del suministro.

Otro factor que permite reducir el riesgo de crédito es la elevada atomización de la cartera de clientes, cuyos montos adeudados individualmente no son significativos con relación al total de ingresos operacionales.

La rotación de cuentas por cobrar de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias al 31 de diciembre de 2025 es de 7,2 meses de ventas y de 6,2 meses de venta al 31 de diciembre de 2024. El monto de Deudas Comerciales Vencidas y Deterioradas al 31 de diciembre de 2025 representa un 6,53% del total de Ingresos Operacionales anuales y un 4,72 % al 31 de diciembre de 2024.

Conceptos	31/12/2025	31/12/2024
	M$	M$
Ingresos operacionales (últimos 12 meses)	2.354.474.994	2.679.614.521
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar bruto	1.676.581.981	1.634.231.441
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas	183.003.164	150.461.423
Rotación de cuentas por cobrar (meses)	**7,2**	**6,2**
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas/ingresos operacionales	**6,53%**	**4,72%**

Es importante señalar que la rotación de cuentas por cobrar se ha visto impactada por los retrasos en la entrada en vigencia de los decretos semestrales que establecen los precios de nudo promedio, así como por el retraso en la publicación de las tarifas definitivas del Valor Agregado de Distribución. A esto se suma el mecanismo transitorio de estabilización de precios de generación de energía eléctrica para clientes regulados. Esta situación ha generado montos significativos en las cuentas por cobrar, que fueron parcialmente compensados por incrementos en las cuentas por pagar.

Análisis de la deuda financiera no valorada a precio de mercado

El análisis de deuda financiera a valor de mercado consiste en obtener el valor presente de los flujos de caja futuros de cada deuda financiera vigente, utilizando tasas representativas de las condiciones de mercado, de acuerdo con el riesgo de la empresa y el plazo remanente de la deuda.

Los principales pasivos financieros de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias incluyen créditos bancarios y obligaciones con el público. El propósito de estos pasivos es asegurar financiamiento al desarrollo de las operaciones habituales de la empresa.

A continuación, se presenta un resumen de los pasivos financieros de Compañía General de Electricidad S.A. y sus subsidiarias al 31 de diciembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, el cual compara su valor libro en relación a su valor justo:

Deuda al 31 de diciembre 2025	Pasivos financieros a valor libro M$	Pasivos financieros a valor justo M$	Valor justo v/s valor libro %
Bancos(*)	548.667.022	538.709.588	-1,81%
Bonos	668.962.806	678.226.153	1,38%
Total pasivo financiero	**1.217.629.828**	**1.216.935.741**	**-0,06%**

Deuda al 31 de diciembre 2024	Pasivos financieros a valor libro M$	Pasivos financieros a valor justo M$	Valor justo v/s valor libro %
Bancos(*)	379.285.243	381.223.560	0,51%
Bonos(**)	797.052.012	797.972.011	0,12%
Total pasivo financiero	**1.176.337.255**	**1.179.195.571**	**0,24%**

**Incluye pasivos de cobertura Bancos en US $, en CNH $ y en EUR $.*
***Incluye pasivos de cobertura Bonos en UF*

CAPACITACIÓN SOBRE LA GESTIÓN DE RIESGOS

NCG 461: 3.6.viii

CGE cuenta con un programa de capacitación y divulgación permanente dirigido a sus colaboradores, centrado en las políticas, protocolos y códigos que rigen la gestión de riesgos. Esta estrategia formativa se canaliza a través de comités operativos, cuya misión fundamental es asegurar el cumplimiento de los lineamientos y métricas definidos en el Sistema de Gestión de la Seguridad de la Producción.

Los comités funcionan como una instancia de difusión e información, promoviendo la divulgación de políticas y procedimientos relacionados con la gestión de riesgos, asegurando que toda la organización esté debidamente informada y alineada con las mejores prácticas de seguridad y control.

Durante el ejercicio 2025, se realizaron reuniones con las distintas áreas, en las que se les explicó la metodología de trabajo y la forma en la cual se evalúan los riesgos dependiendo de distintos factores.

MODELO DE PREVENCIÓN DE DELITOS

NCG 461: 3.6.xiii

La Compañía cuenta con una política y un procedimiento específicos para la prevención de delitos, los cuales definen los principios esenciales para el diseño, gestión, actualización, operación y supervisión del Modelo de Prevención de Delitos (MPD). Este se desarrolla en alineación con las directrices establecidas por la Ley N°20.393, que regula la Responsabilidad Penal de las Personas Jurídicas en Chile y su objetivo es promover la prevención y la detección temprana de delitos incluidos en el ámbito de aplicación de la citada ley.

Durante 2025, como parte de su proceso de revisión continua y en función de los requerimientos establecidos en la Ley N°21.595 de Delitos Económicos y Medioambientales, CGE actualizó su MPD. En este contexto, se realizaron actividades de difusión y capacitación con el fin de asegurar el conocimiento y cumplimiento de la normativa interna.

A la fecha de cierre de este reporte, CGE no ha sido objeto de investigaciones por parte del Ministerio Público, ni ha enfrentado procesos judiciales o sentencias relacionadas con delitos cubiertos por la Ley N°20.393. Este registro reafirma el compromiso de la organización con la transparencia, la probidad y la ética empresarial, evidenciando la efectividad de su modelo de gestión.



Relación con grupos de interés

GESTIÓN DE GRUPOS DE INTERÉS

NCG 461: 3.7.i, 3.7.ii

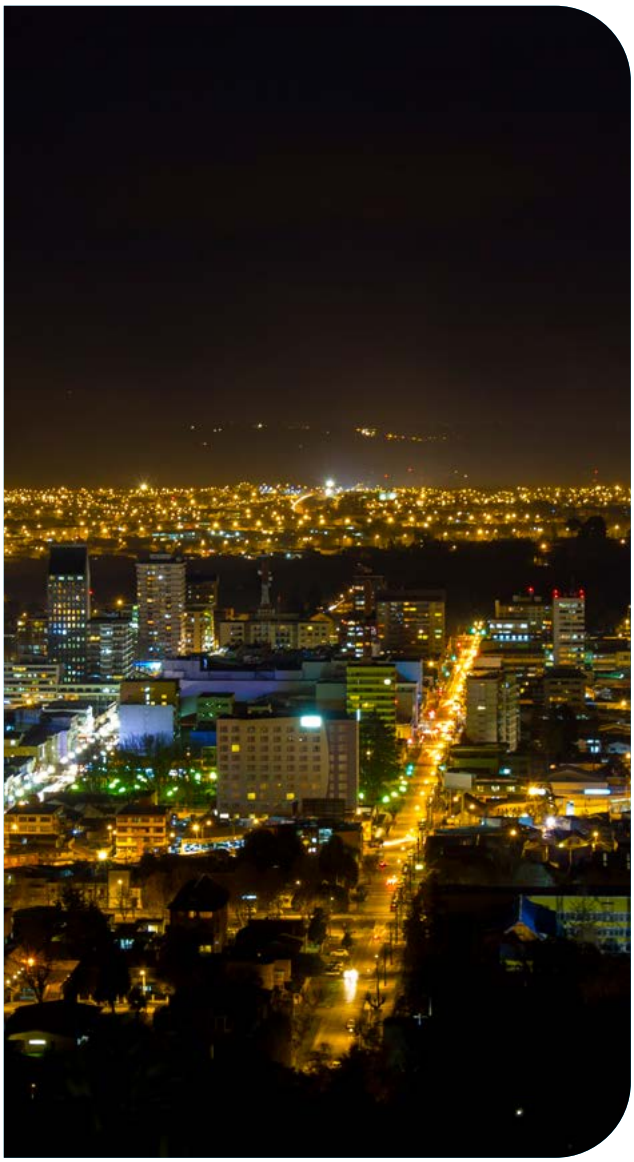
La Sociedad identifica como sus grupos de interés a todas las personas y entidades con las que interactúa en el desarrollo de sus actividades, incluyendo colaboradores, clientes, proveedores y contratistas, así como accionistas, inversionistas, entidades financieras, autoridades regulatorias, medios de comunicación y representantes de la sociedad civil. Esto se encuentra documentado en el procedimiento IT.CGEDx. CC.PCM.023.2025 – Contexto Organizacional del SIG.

La relación con los grupos de interés y el público en general se encuentra radicada en la Gerencia de Comunicaciones e Integración Cultural, dependiente de la Dirección de Servicios Centralizados. Esta Gerencia es responsable de coordinar la comunicación institucional, la relación con medios de prensa, autoridades y comunidades, y de canalizar las consultas que puedan surgir respecto de materias públicamente conocidas de la Sociedad.

Para tales efectos, la Compañía dispone de canales formales de contacto, incluyendo su sitio web corporativo, plataformas digitales y otros medios institucionales, a través de los cuales los grupos de interés pueden realizar consultas o solicitar información.

En 2025, como parte del Plan de Relacionamiento proactivo de CGE, se llevaron a cabo 763 reuniones con autoridades y 311 encuentros con juntas de vecinos y comunidades. Estas acciones reafirman el compromiso de la Compañía con un diálogo abierto, transparente y continuo con su entorno.

En materia de revelaciones al mercado, la Sociedad cuenta con un Manual de Manejo de Información de Interés para el Mercado, cuyo objeto es establecer los principios, responsabilidades y procedimientos aplicables a la identificación, resguardo y divulgación de información relevante. Así mismo cuenta con normativa interna orientada a asegurar que la información divulgada sea oportuna, veraz suficientes



y oportunas. Estos procesos contemplan instancias de revisión y validación interna, así como mecanismos de mejora continua que se revisan periódicamente y se ajustan ante cambios regulatorios o de contexto, pudiendo considerar el apoyo de asesores externos cuando la naturaleza de la información lo requiera.

IDENTIFICACIÓN DE GRUPOS DE INTERÉS

NCG 461: 3.1.iv, 6.3

NCG 519: 6.1.v

Grupo de interés	Descripción	Compromisos
Colaboradores	El desarrollo de un entorno laboral de excelencia constituye una prioridad estratégica, asegurando un clima basado en el respeto mutuo, la promoción de la diversidad y el fortalecimiento del crecimiento personal y profesional. En este marco, la Compañía dispone de un Código de Ética que define los estándares de integridad y las normas de conducta que deben regir el desempeño diario de todos sus colaboradores. Este instrumento pone especial énfasis en la transparencia y rectitud de las interacciones con los diversos grupos de interés, consolidando una cultura de cumplimiento en todos los niveles de la organización.	**Interés por las personas** • Aplicar las mejores prácticas en la identificación, captación y fidelización del talento, promoviendo la equidad y no discriminación. • Favorecer el desarrollo profesional con herramientas para potenciar habilidades. Promover un entorno laboral motivador y flexible para equilibrar vida profesional y personal. • Fomentar la diversidad, la igualdad de oportunidades y el diálogo con representantes sociales.
Clientes	La Empresa sitúa al cliente como el eje de su gestión operativa, impulsando un diálogo dinámico que permita una respuesta ágil y resolutiva a sus requerimientos. El objetivo de la Compañía es proporcionar una prestación de excelencia que trascienda la observancia de la normativa legal vigente, integrando soluciones adaptadas a las expectativas de los usuarios y a los compromisos de calidad asumidos de forma voluntaria.	**Excelencia en el servicio** • Comunicación activa y bidireccional para entender y adaptarse a las necesidades del cliente. • Ofrecer una operativa simple y eficiente para facilitar las gestiones. • Ofertar productos y servicios innovadores que promuevan la eficiencia energética y la sostenibilidad.
Proveedores y empresas colaboradoras	Los proveedores y empresas colaboradoras constituyen un eslabón estratégico en la eficiencia de la cadena de valor de la Sociedad. CGE impulsa el desarrollo de vínculos de confianza con una perspectiva de largo plazo, fundamentados en la estabilidad, la solidez y la generación de valor compartido. Estas relaciones se gestionan bajo estándares de alta eficacia y una rigurosa administración del riesgo operacional y de cumplimiento.	**Cadena de suministros responsable** • Extender la cultura de CGE a la cadena de suministro y promover la responsabilidad. • Garantizar el cumplimiento de los códigos y políticas de CGE, especialmente en derechos humanos y ética. • Fomentar la contratación de proveedores locales y prácticas de trazabilidad y el comercio justo.
Accionistas e inversionistas	Los accionistas e inversionistas de la Sociedad y sus filiales representan un grupo de interés estratégico para la organización. En consecuencia, la Compañía prioriza la implementación de una gestión de riesgos de alta efectividad y la consolidación de un modelo de negocio resiliente con capacidad de expansión, garantizando con ello la creación de valor y la sostenibilidad patrimonial en el largo plazo.	**Compromiso con los resultados** • Trabajar para obtener una rentabilidad sostenida y eficiente asignación de recursos. • Tomar decisiones considerando los niveles de riesgo aprobados e incorporar aspectos de sostenibilidad.
Comunidades	La Empresa mantiene un compromiso con el progreso económico y social de las regiones donde despliega sus operaciones, contribuyendo mediante su experiencia técnica, capacidad de gestión y visión innovadora. En esta línea, la Compañía destina parte de sus excedentes a la inversión social, orientada a generar un impacto positivo en el entorno. El mantenimiento de un diálogo fluido y transparente con el entorno social permite a la Sociedad identificar con precisión las expectativas e intereses de las comunidades locales. Este conocimiento facilita una participación activa en el desarrollo territorial, permitiendo a la organización dar respuestas pertinentes y oportunas a los requerimientos de los territorios donde está presente.	**Compromiso social** • Diálogo fluido y bidireccional con las comunidades locales, respetando su cultura y normas. • Realizar evaluaciones de impacto social para evitar efectos adversos y potenciar los positivos. • Desarrollar iniciativas de valor compartido y promover la educación, salud, e inclusión social

Grupo de interés	Descripción	Compromisos
Gremios	La Compañía mantiene un compromiso activo con los gremios y asociaciones a los que pertenece, participando en instancias de diálogo y trabajo sectorial, contribuyendo al análisis de normativas y políticas públicas, y promoviendo estándares de actuación responsable que aporten al desarrollo sostenible y competitivo de la industria.	Estas afiliaciones implican compromisos generales como: • Participar en instancias de trabajo, comités técnicos y asambleas. • Cumplir con los estatutos y códigos de ética de cada organización. • Contribuir al financiamiento de las actividades gremiales mediante el pago de cuotas. • Promover prácticas empresariales responsables y alineadas con estándares sectoriales. • Colaborar en la construcción de propuestas técnicas y regulatorias.
Organismos reguladores	Autoridades regulatorias y sectoriales son un grupo de interés estratégico, dado su rol en la definición del marco normativo bajo el cual opera la distribución eléctrica en Chile.	• Cumplimiento íntegro y oportuno de la normativa vigente. • Entrega transparente, completa y oportuna de información requerida por las autoridades. • Participación técnica en procesos regulatorios y consultas públicas. • Colaboración en instancias de fiscalización y supervisión. • Implementación de mejoras continuas para asegurar calidad y seguridad del servicio. • Actuación bajo principios de integridad, probidad y respeto institucional.
Todos los grupos de interés	La transparencia y la integridad son valores fundamentales para la empresa, sobre los cuales se sustenta la generación de confianza con clientes, empleados, proveedores, accionistas, reguladores y la sociedad en general.	**Integridad y transparencia** • Rechazar la corrupción, el fraude y el soborno, estableciendo medidas para evitarlos y combatirlos. • Cumplir con las leyes y normas nacionales e internacionales vigentes y actuar con responsabilidad fiscal. • Participar en el mercado de manera leal y promover la transparencia informativa y la comunicación responsable.

CGE construye con sus diversos grupos de interés vínculos estratégicos fundamentados en la confianza recíproca y la colaboración. Este pilar se sustenta en la integridad corporativa, definida como un comportamiento ético, honesto y responsable en cada una de sus actuaciones. En este contexto, la Compañía mantiene una postura de tolerancia cero frente a la corrupción, el fraude y el soborno, fomentando un ecosistema de comunicación abierta que garantiza la confidencialidad absoluta en el reporte de eventuales irregularidades.

Asimismo, la CGE asegura el cumplimiento irrestricto de los marcos normativos nacionales e internacionales, asumiendo su responsabilidad fiscal y colaborando de forma transparente con los organismos competentes. A través de una política de divulgación veraz y oportuna, la Compañía proporciona información precisa y accesible que atiende los requerimientos de sus grupos de interés, promoviendo de manera permanente un diálogo constructivo y alineado con los principios de sostenibilidad.

AFILIACIONES A GREMIOS, ASOCIACIONES Y ORGANIZACIONES

NCG 519: 6.1.vi, 6.3

La participación en asociaciones gremiales constituye una práctica habitual orientada a fortalecer la representación y la colaboración sectorial. En este contexto, la Compañía se encuentra afiliada a las siguientes organizaciones:

Organismo	Descripción
Sociedad de Fomento Fabril / SOFOFA	La Sociedad de Fomento Fabril (SOFOFA) constituye una federación gremial sin fines de lucro que agrupa a empresas y asociaciones del sector industrial en Chile. La organización integra a cerca de 2.500 compañías, 36 asociaciones sectoriales y 8 sucursales regionales, representando a las asociaciones industriales desde Arica hasta Valdivia. Su alcance abarca gran parte de la actividad industrial del país y contribuye de manera significativa al Producto Interno Bruto (PIB) nacional.
World Energy Council Chile / WEC	El Consejo Mundial de Energía de Chile (WEC Chile) constituye una plataforma de diálogo entre líderes de los sectores público, privado y académico, centrada en las cuestiones energéticas clave del país. La organización fomenta un espacio colaborativo orientado al desarrollo de un sistema energético sostenible y eficiente, mediante el intercambio de perspectivas y de información transparente.
Cámara Chilena de la Construcción	La Cámara Chilena de la Construcción (CChC) impulsa el crecimiento de su sector, al que reconoce como un eje clave para el desarrollo nacional bajo un modelo de economía social de mercado e iniciativa privada. La organización mantiene presencia en todas las regiones del país, consolidando su rol en la estructura económica de Chile.
Asociación de Empresas Eléctricas	La Asociación Gremial de Empresas Eléctricas reúne a las principales distribuidoras de energía en Chile, entre las que se encuentran CGE, Chilquinta, Enel Distribución, Saesa y la Empresa Eléctrica Puente Alto. Su gestión es fundamental para la coordinación y representación del sector ante los desafíos energéticos del país.
Cámara de la Producción y Comercio de Concepción (CPC Biobío)	La Cámara de la Producción y del Comercio de Concepción constituye un eje central de la actividad económica en la Región del Biobío, donde promueve la integración y colaboración entre el sector privado y la comunidad en diversos ámbitos sociales y comerciales.
Instituto Regional de Administración de Empresas IRADE (Biobío)	El Instituto Regional de Administración de Empresas (IRADE) constituye una corporación privada sin fines de lucro que reúne a los principales referentes empresariales del sector de producción y servicios en la Región del Biobío. Su misión consiste en promover el diálogo constructivo mediante la colaboración y el establecimiento de alianzas entre los sectores público y privado, junto con las instituciones educativas.



INDUSTRIA Y NEGOCIO

Sector eléctrico

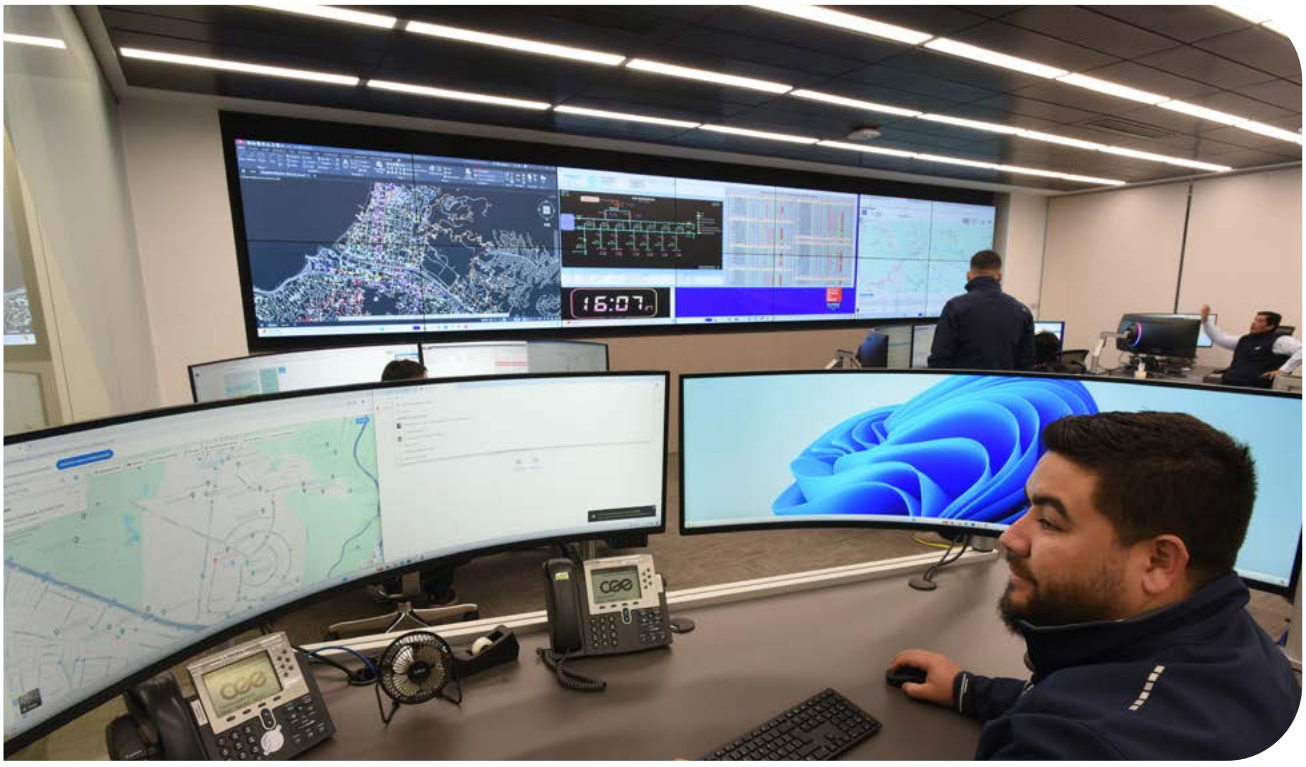
MERCADO ELÉCTRICO EN CHILE

NCG 461: 6.1.i

El mercado eléctrico chileno funciona bajo un modelo predominantemente privado, con compañías a cargo de la generación, el transporte y la distribución de energía. En este escenario, el Estado de Chile desempeña un papel esencial en la fiscalización y la regulación de las inversiones, asegurando el desarrollo del sector en el marco de la normativa vigente.

El Sistema Eléctrico Nacional está integrado por cinco sistemas autónomos, concebidos para satisfacer la demanda particular de cada región, reflejando la diversidad y la complejidad del abastecimiento eléctrico en el territorio nacional.

Sistemas del mercado eléctrico	
Sistema Eléctrico Nacional (SEN)	Agrupa los antiguos sistemas Interconectado Central e Interconectado del Norte Grande. A diciembre de 2025, contaba con una capacidad instalada de generación neta de 36.969 MW.
Sistema Eléctrico de Aysén (SEA)	Responsable del suministro en la Región de Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo, con una capacidad instalada de 73,8 MW.
Sistema Eléctrico de Magallanes (SEM)	Abastece a la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena, con una capacidad instalada de 128,7 MW.
Sistema de Isla de Pascua	Suministra electricidad a la Isla de Pascua, con una capacidad instalada de 4,3 MW.



DESARROLLO DEL NEGOCIO Y COMPETENCIA

NCG 461:6.1.ii, 6.2.viii

El segmento de distribución eléctrica en Chile opera bajo un régimen de concesiones estatales que otorga derechos exclusivos para la explotación y gestión de redes en zonas geográficas delimitadas. Debido a su naturaleza de monopolio natural, esta actividad está sujeta a una estricta regulación que define los estándares de calidad de servicio, el régimen tarifario para clientes regulados y las condiciones técnicas de operación.

En virtud de este marco legal, la Compañía ejerce su función con exclusividad territorial, sin competencia directa dentro de sus zonas de concesión. Si bien existen áreas de superposición geográfica con otros prestadores, estas se consideran marginales frente a la magnitud total del mercado atendido.

En lo que concierne a los sistemas medianos de generación y transmisión, que funcionan aislados del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), el Estado aplica normativas específicas en consideración a la escala acotada de estas operaciones. Habitualmente, una única empresa asume la responsabilidad de los servicios de generación, transmisión y distribución en cada sistema. La expansión de estos sistemas se encuentra centralizada en el regulador y las tarifas se establecen de manera fija en todos los segmentos.

No obstante, se observa un cierto nivel de competencia en la medida que nuevos participantes pueden presentar propuestas de proyectos para ser incorporados en los procesos de fijación tarifaria de generación y transmisión.



Marco regulatorio

MARCO REGULATORIO

NCG 461: 6.1.iii, 6.1 iv, SASB IF-EU-240a.1

La industria eléctrica en Chile se rige principalmente por la Ley General de Servicios Eléctricos, establecida en el Decreto con Fuerza de Ley N°4 de 2006, del entonces Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Este cuerpo legal establece las bases y la organización del mercado eléctrico, delimitando las facultades y deberes de los diversos agentes que participan en el sector.

Complementariamente, el Decreto N°327 de 1997 del Ministerio de Minería fija el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, el cual detalla las disposiciones técnicas y de operación necesarias para la industria.

Este marco normativo se robustece mediante decretos tarifarios y normativas técnicas dictadas por instituciones estatales estratégicas, tales como:

- **Ministerio de Energía:** Institución responsable de la elaboración y coordinación de las políticas públicas energéticas del país.
- **Comisión Nacional de Energía (CNE):** Órgano a cargo de la planificación y regulación técnica del sector.
- **Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC):** Organismo fiscalizador encargado de velar por el cumplimiento de las normativas.
- **Coordinador Eléctrico Nacional (CEN):** Entidad independiente que comanda la operación del sistema eléctrico y gestiona el mercado de energía al por mayor.

Regulación del sistema eléctrico

La industria se organiza en tres segmentos estratégicos: generación, transmisión y distribución. Cada etapa cuenta con marcos regulatorios específicos y se encuentra bajo la supervisión de autoridades sectoriales diferenciadas.

- **Generación eléctrica:** Se desarrolla bajo un modelo de libre mercado. En este segmento, las generadoras comercializan la energía con clientes libres o mediante contratos regulados con las compañías distribuidoras.
- **Transmisión y distribución:** Dadas sus características, estas actividades son consideradas monopolios naturales. Por este motivo, operan bajo una regulación estricta que asegura la aplicación de tarifas equitativas y el cumplimiento de estándares de calidad de servicio exigidos por la normativa vigente.

La gobernanza del sector es liderada por el Ministerio de Energía, institución encargada de la planificación y el diseño de las políticas públicas y normativas para el desarrollo energético del país. Bajo su dependencia, operan los siguientes organismos clave:

- **Comisión Nacional de Energía (CNE):** Entidad responsable de los procesos de fijación de precios y tarifas, además de la elaboración de la normativa técnica aplicable a las empresas de la industria.
- **Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC):** Organismo fiscalizador cuya misión es supervisar que la prestación de los servicios de electricidad y combustibles cumpla con las exigencias legales en materia de seguridad, calidad y costos.

En el negocio de la distribución eléctrica existen dos segmentos de clientes:

- **Clientes regulados:** Aquellos sujetos a fijación de precios, mayoritariamente consumidores con una potencia conectada igual o menor a 5.000 kW.
- **Clientes libres:** Aquellos que pactan libremente en el mercado sus precios de suministro que. Adicionalmente, los clientes regulados con una potencia conectada superior a 300 kW tienen la alternativa de elegir entre la tarifa regulada y un esquema de precio libre.

Asequibilidad de la energía

SASB IF-EU-240a.4

Determinación de tarifas y estructura de costos

Los precios de energía y potencia eléctrica aplicables a los clientes regulados se encuentran establecidos por el Decreto N° 11T-2016 y su modificación posterior mediante el Decreto N° 5T-2018, ambos dictados por el Ministerio de Energía. La estructura tarifaria se configura a partir de la agregación de costos en los distintos eslabones de la cadena de suministro. La composición porcentual aproximada de la tarifa final se distribuye de la siguiente forma:

- Generación: 67,60%
- Distribución: 22,44%
- Transmisión: 8,87%
- Servicio público: 1,09%

Bajo este esquema, el segmento de generación constituye el factor de mayor incidencia en el valor final cobrado al usuario. Por su magnitud, este componente es el que tiene un impacto más directo en la asequibilidad del suministro eléctrico para los consumidores.

Fijación de precios en generación y su impacto en la asequibilidad

Los precios del segmento de generación se someten a una actualización semestral, bajo la determinación del Ministerio de Energía. Estos valores se derivan de procesos de licitación pública, cuyo objetivo es adjudicar contratos de suministro a largo plazo —con una vigencia de entre 15 y 20 años— a las ofertas más competitivas, asegurando así la continuidad del servicio.

Las propuestas económicas en dichas licitaciones se valorizan en dólares americanos y contemplan mecanismos de ajuste indexados a las variaciones de los siguientes indicadores:

- Consumer Price Index (CPI)
- Costo de los combustibles
- Tipo de cambio

Como consecuencia de esta estructura, alzas significativas en el tipo de cambio, en el CPI o en los precios de los combustibles pueden derivar en un incremento de las tarifas eléctricas. Este fenómeno afecta con mayor intensidad a los segmentos de menores ingresos, dado que estos consumidores destinan una fracción proporcionalmente más alta de sus recursos al pago del suministro eléctrico.

Impacto de la transmisión y distribución en la tarifa final

Aunque los segmentos de transmisión y distribución también presentan exposición a las fluctuaciones del CPI, el tipo de cambio y el Índice de Precios al Consumidor (IPC), su incidencia en la tarifa final es proporcionalmente inferior a la del segmento de generación. Esta diferencia se fundamenta en dos factores estratégicos:

- **Participación tarifaria:** La menor ponderación que ambos segmentos representan dentro del costo total del suministro.
- **Ciclos de revisión:** El proceso de revisión de costos se realiza bajo un esquema regulado cada cuatro años, liderado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) y ratificado por el Ministerio de Energía.

Esta estructura de regulación cuatrienal en las redes de transporte y distribución actúa como un mecanismo de estabilidad, contribuyendo a atenuar variaciones repentinas en los costos para los usuarios finales.



Negocio

NCG 461 6.2.i, 6.2.ii, 6.2.iv

SASB IF-EU-000.A, IF-EU-000.B, IF-EU-240a.2, IF-EU-240a.1

CGE desempeña un rol clave en el sector energético chileno, manteniendo una importante presencia en la distribución de electricidad en una vasta extensión territorial que abarca 12 regiones, desde Arica y Parinacota hasta La Araucanía, incluyendo áreas de la Región Metropolitana. Con su infraestructura y servicios, la compañía atendió en 2025 las necesidades 3.422.125 clientes.

Tipo de clientes	N° de clientes
Residenciales	3.208.278
Comerciales	121.453
Industriales	9.187
Otros	83.207
Total	**3.422.125**



Electricidad suministrada a clientes

Tipo de cliente	Unidad	2023	2024	2025
Residenciales	MWh	6.390.929	6.535.712	6.487.529
Comerciales	MWh	5.158.573	5.335.459	5.560.286
Industriales	MWh	3.729.892	3.883.660	3.967.455
Todos los demás clientes minoristas	MWh	532.799	555.731	429.260
Clientes mayoristas	MWh	288.491	291.894	344.230

En 2025 la Compañía no registró clientes cuyo consumo alcanzara o sobrepasara el diez por ciento (10%) de los ingresos consolidados de la Empresa.

Esquema tarifario en distribución eléctrica

El modelo de fijación de precios para el negocio de distribución eléctrica se estructura a partir de diversos factores que configuran el valor final de la tarifa:

- Precios nodales en el punto de conexión.
- Gastos derivados de la utilización de las redes de transporte de electricidad.
- Cargos por servicio público.
- Valor Agregado de Distribución (VAD): Constituye el componente estratégico de la tarifa y se somete a revisión y actualización cada cuatro años. Su cálculo integra los siguientes ítems:
  - Costos de inversión.
  - Gastos de administración y procesos de atención a usuarios.
  - Costos operativos y de mantenimiento de la red.
  - Pérdidas de energía propias del proceso de distribución.

El cálculo del VAD se realiza tomando como referencia modelos de empresas eficientes que cumplen con parámetros de calidad y eficacia previamente definidos. Durante el periodo de fijación de este indicador, se determinan márgenes de rentabilidad bajo regulación. En este sentido, la rentabilidad agregada del sector debe situarse en un rango que oscila entre 3 puntos porcentuales por debajo y 2 puntos porcentuales por encima de la tasa de descuento fijada. Adicionalmente, el marco regulatorio establece los precios para servicios asociados que no guardan relación directa con el suministro eléctrico.

TARIFA ELÉCTRICA PROMEDIO PARA CLIENTES, EN $/KWH

$191,12
Residenciales

$191,47
Comerciales

$172,34
Industriales

$193,24
Otros

Factura típica de clientes residenciales

Indicador	Unidad de medida	Factura típica 2023	Factura típica 2024	Factura típica 2025
Primeros 500 kWh	CLP	69.480	83.385	131.982
Primeros 1000 kWh	CLP	138.960	166.770	264.065

Acompañamiento a clientes

SASB IF-EU-240a.3

CGE reconoce que existen usuarios que enfrentan dificultades para el pago oportuno de sus boletas debido a carencias económicas. Ante esta realidad, la entidad actúa como facilitadora para la implementación del subsidio eléctrico vigente en Chile, asegurando que este beneficio estatal llegue a los hogares vulnerables.

Complementariamente, la Compañía promueve activamente instancias de regularización de deuda mediante convenios y repactaciones flexibles. Estos mecanismos permiten que los clientes mantengan o recuperen su servicio, adaptando las soluciones de pago a sus posibilidades reales.

Indicadores de cortes de suministro

Indicador	Valor 2023	Valor 2024	Valor 2025
Número total de cortes de suministro eléctrico por falta de pago	572.360	782.238	751.418
% de cortes de suministro que se restablecieron en un plazo de 30 días	100%	100%	100%

Electricidad comprada al por mayor

SASB IF-EU-000.E

En su segmento de negocio, CGE adquiere la electricidad que distribuye a sus clientes a través del mercado mayorista, comprándola a distintas empresas generadoras del sistema. Estas compras se realizan conforme al marco regulatorio vigente, mediante contratos de suministro y mecanismos definidos por la autoridad, lo que permite asegurar el abastecimiento oportuno, continuo y seguro de energía para los clientes finales.

Durante 2025, la Compañía compró un total de 18.939.259 MWh de energía al por mayor, distribuida en las siguientes categorías de regímenes:

Adquisición de electricidad al por mayor

Indicador	Unidad	2023	2024	2025
Electricidad comprada al por mayor (Regulado)	GWh	12.932.000	13.282.000	13.152.908
Electricidad comprada al por mayor (Libre)	GWh	143.000	84.000	38.107
Electricidad comprada al por mayor (ATR)	GWh	5.255.000	5.573.000	5.748.244
Total	**GWh**	**18.330.000**	**18.939.000**	**18.939.259**

PRINCIPALES SUPERFICIES DE CONCESIONES

NCG 461: 6.2.vii, SASB IF-EU-000.C

La zona geográfica de las concesiones eléctricas en las que opera CGE delimitan su ámbito de prestación del servicio de distribución, donde la Compañía asegura un suministro eléctrico continuo y seguro a sus clientes, así como el desarrollo, la operación y el mantenimiento de la infraestructura necesaria para atender dichas áreas de servicio.

Durante 2025, las áreas de concesión de CGE se mantuvieron sin variaciones respecto al año anterior.

ZONA NORTE
8.028
Km2

ZONA CENTRO
161,52
Km2

ZONA SUR
164,98
Km2

Longitud de las líneas de distribución

Tipo de red	Unidad	2023	2024	2025
Redes distribución de baja tensión	km	35.800	34.423	33.307
Redes distribución de media tensión	km	33.316	33.295	32.430
Redes distribución de alta tensión	km	3.663	3.663	0

CONTINUIDAD E INTEGRIDAD DEL SERVICIO

SASB IF-EU-550a.1, IF-EU-550a.2

La evolución de la continuidad y calidad del servicio durante 2025 estuvo directamente incluida por la implementación y el fortalecimiento del Sistema de Gestión de Continuidad del Negocio, conforme a la norma ISO 22301. Este sistema permitió avanzar desde un enfoque reactivo frente a contingencias hacia una gestión estructurada, preventiva y basada en riesgos.

En instancias de contingencia se aplicó un modelo de priorización centrado en el cliente, considerando a aquellos de carácter crítico, el tiempo sin suministro, la magnitud de los clientes afectados, la complejidad de la reconstrucción y los requerimientos gubernamentales. Esta metodología permitió orientar de manera precisa y consistente el despliegue operativo en cada evento.

En el marco de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, en 2025 el desempeño del Anillo de Segundo Nivel, solución de ingeniería de red que entrega redundancia, flexibilidad operativa y continuidad de suministro, fue sobresaliente. Destacó su preparación anticipada, capacidad de coordinación y atención exclusiva a los clientes electrodependientes. Debido a esta gestión, se garantizó una respuesta oportuna, de calidad y sin mayores dificultades en los eventos más relevantes del año.

Durante el ejercicio 2025 no se registraron incidentes de no conformidad física.

Seguridad física

La Compañía dispone de un Plan de Seguridad estratégico, diseñado para robustecer la protección de sus activos y asegurar la resiliencia en la continuidad del suministro eléctrico. Esta planificación contempla el desarrollo de protocolos específicos y una inversión sostenida en sistemas de seguridad física, orientados a la optimización constante de los estándares de protección para el personal y la infraestructura crítica.

Con el objetivo de salvaguardar la eficacia de estas acciones, los detalles técnicos y operativos relativos a la ejecución del plan de seguridad revisten carácter confidencial. Dicha información ha sido remitida únicamente al organismo fiscalizador competente, bajo los estrictos protocolos de reserva que la normativa exige.

Tras analizar las circunstancias del corte de luz masivo que afectó a la Región Metropolitana en agosto de 2024, en 2025 la Empresa diseñó e implementó medidas que dieron origen al nuevo Plan Integral de Respuesta a Contingencias, definido por cuatro ejes estratégicos:



Control preciso de la cadena operativa



Mando y operación con percepción en tiempo real



Asignación eficiente de los recursos



Sistema de evaluación tripartito

Durante 2025 el Plan Integral de Respuesta a Contingencias se activó en diversos eventos que afectaron la continuidad del suministro, permitiendo una gestión oportuna. Entre los eventos está el apagón ocurrido en febrero, debido a una falla en la línea de transmisión Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar. Pese a que la totalidad de los clientes de CGE resultó afectada simultáneamente, no se registraron incidentes con clientes electrodependientes, evidenciando una gestión eficaz, preventiva y coordinada en todos los niveles operativos.

El desarrollo del Plan fortaleció significativamente las capacidades de preparación y respuesta, mejorando el desempeño operativo y la coordinación frente a escenarios críticos. La proporción de fallas asociadas a vegetación como causa interna de contingencias se redujo en un 27% interanual; el porcentaje de clientes con suministro eléctrico restablecido en menos de 20 horas alcanzó el 98,3%; y las compensaciones se redujeron significativamente respecto del período anterior. Asimismo, los resultados del Plan frente a los eventos externos del período fueron reconocidos por autoridades de Gobierno y organismos reguladores, consolidando una gestión exitosa.

El tiempo promedio de restauración ante fallas de suministró disminuyó en un 46% entre 2024 y 2025.

Este avance marcó un hito en la reacción a contingencias, dando lugar a una gestión estructurada, resiliente y alineada con los estándares de continuidad operacional, superando en todos los ámbitos los indicadores respecto del 2024.



Interrupciones del sistema

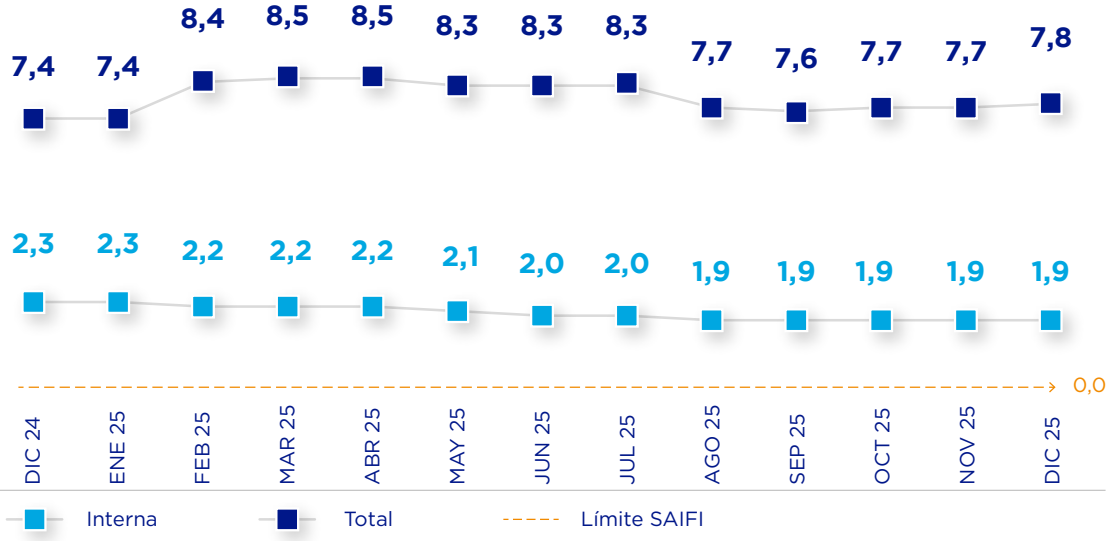
En materia de seguridad y resiliencia, durante 2025 la Compañía no registró incidentes de no conformidad relacionados con estándares o reglamentos de seguridad física o cibernética.

Este cumplimiento normativo se complementa con una mejora significativa en los índices de continuidad de suministro respecto del periodo anterior. El indicador SAIDI interno alcanzó las 4,5 horas, lo que representa una mejora del 23,7%, mientras que el SAIFI interno se situó en 1,9 veces, equivalente a un progreso del 17,4%. Este desempeño se ve reflejado en la gestión territorial, proyectándose cero comunas excedidas para el presente periodo de información.

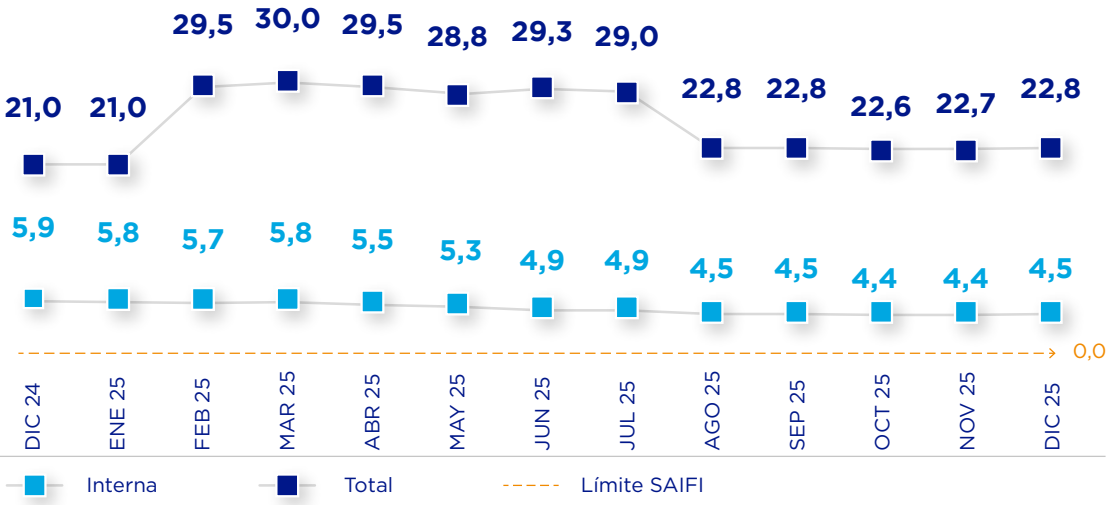
Respecto a la gestión de emergencias, durante 2025 se registraron 45 días de alerta y/o contingencia, lo que constituye una disminución del 38% en comparación con el ejercicio 2024. Cabe destacar que el evento de mayor impacto en el año fue el apagón total del Sistema Eléctrico Nacional, ocurrido el 25 de febrero de 2025; incidencia que afecta exclusivamente a los indicadores totales de la Compañía y no a sus registros de gestión interna.

Indicador de resistencia de la red eléctrica	Valor 2025	Días en los que ocurrieron incidentes graves
Índice de duración de la interrupción media del sistema (SAIDI) (horas)	SAIDI total: 22,8 horas SAIDI propio: 4,5 horas	En 2025 se registraron 45 días de incidentes graves.
Índice de frecuencia de la interrupción media del sistema (SAIFI) (veces)	SAIFI total: 7,8 veces SAIFI propio: 1,9 veces	
Índice de duración de la interrupción media del cliente (CAIDI) (horas)	CAIDI total: 2,9 horas CAIDI propio: 2,3 horas	

SAIFI Móvil 12 meses [veces]



SAIDI Móvil 12 meses [horas]



Ciberseguridad

En línea con su compromiso por el resguardo digital, la Empresa ha consolidado un Plan Director de Ciberseguridad, estructurado para neutralizar las amenazas informáticas más relevantes a escala global. Este esquema estratégico contiene:

- Lineamientos y buenas prácticas en estricta conformidad con el marco legal vigente.
- Exigencias de seguridad especializadas para la industria eléctrica.
- Referentes técnicos internacionales destinados a potenciar la resiliencia digital de la organización.

El Plan de Ciberseguridad de CGE se fundamenta en modelos normativos de alto reconocimiento, destacando entre ellos:

- NIST Cybersecurity Framework
- Critical Security Controls (CSC)
- Estándares de Ciberseguridad para el Sector Eléctrico, requeridos por la autoridad regulatoria

Con la finalidad de incrementar sostenidamente su nivel de madurez técnica, la Compañía llevó a cabo el proceso anual de auditoría y optimización de sus protocolos. Esta dinámica asegura una respuesta ágil ante las nuevas amenazas emergentes y garantiza el cumplimiento de las actualizaciones regulatorias del sector.

Durante el ejercicio 2025 no se registraron incidentes de no conformidad en ciberseguridad.

PRINCIPALES MARCAS Y PATENTES

NCG 461: 6.2.v, 6.2.vi

CGE detenta el registro y control de su propia marca corporativa, cuya administración legal y monitoreo recae en el Estudio Jarry IP. Esta firma se responsabiliza de la gestión jurídica de la marca y emite notificaciones preventivas ante cualquier riesgo que pudiera comprometer los intereses de la Compañía en materia de Propiedad Industrial. Al cierre del ejercicio 2025, CGE no es titular de patentes propias.



PROPIEDADES E INSTALACIONES

NCG 461: 6.4.i, 6.4.ii, 6.4.iii

Durante 2025, CGE contó con un total de 94 instalaciones, considerando todas sus zonas de operación. Los principales activos de este ámbito son oficinas técnicas, administrativas y comerciales.

El detalle de la ubicación y principales características de las propiedades, zonas de concesión y tipo de contrato que posee la Empresa se encuentran en el capítulo 7 de Anexos.

Ir a Cap. 7 Anexos

Cantidad de propiedades e instalaciones por categoría

Tipo de instalación	Número
Oficinas administrativas	13
Oficinas comerciales	64
Oficinas técnicas	42
Oficinas técnicas y comerciales	27

Gestión de proveedores

NCG 461: 6.2.iii

Los proveedores constituyen un eslabón fundamental para el cumplimiento de los propósitos estratégicos de CGE, con especial énfasis en la prestación de servicios de excelencia hacia hogares, empresas, instituciones y otras dependencias de los clientes. Con el fin de lograr este objetivo, la Compañía mantiene una planificación coordinada y promueve vínculos de confianza con cada proveedor.

La Empresa cuenta con lineamientos que norman la conducta esperada de todos los actores que participan en los procesos de compra de bienes, servicios y suministros. Estas directrices aseguran que cada operación se ejecute bajo principios de objetividad, responsabilidad y transparencia. El propósito es alcanzar una administración de suministros eficiente que no solo optimice la operatividad, sino que salvaguarde la estabilidad y la calidad del servicio entregado a la comunidad.

En 2025, se identificaron tres proveedores que, cada uno por su parte, significaron un diez por ciento (10%) del volumen total de adquisiciones de energía efectuadas por CGE. Estos proveedores son Enel Generación (22%), Engie (33%), y GM Holding (15%).

POLÍTICA DE PAGO A PROVEEDORES

[NCG 461: 7.1]

CGE no cuenta con una política de pago a proveedores formalizada. Sin embargo, se compromete a cumplir los plazos de pago legales para todos sus proveedores y, adicionalmente, cumplir con todas las regulaciones nacionales aplicables en esta materia.



PAGO A PROVEEDORES

NCG 461: 7.1.i, 7.1.ii, 7.1.iii, 7.1.iv, 7.1.v

Indicador	Proveedores nacionales			Proveedores extranjeros		
	Hasta 30 días	Entre 31 y 60 días	Más de 60 días	Hasta 30 días	Entre 31 y 60 días	Más de 60 días
Número de facturas pagadas	95.874	16.312	1.073	105	33	22
Monto total de facturas pagadas (en millones de pesos)	2.828.149	106.875	79	2.832	2.133	2.148
Número de proveedores	1.414	758	131	24	17	10

En 2025, no se registraron acuerdos con plazo excepcional de pago tanto para proveedores nacionales como Extranjeros. Asimismo, el valor total de los intereses generados por mora en las facturas emitidas fue cero.

EVALUACIÓN DE PROVEEDORES

NCG 461: 7.2

La Compañía dispone de procedimientos normados para la selección, evaluación y monitoreo de su cadena de suministro, orientados a mitigar riesgos operativos y reputacionales. Este marco de gestión aplica estándares rigurosos que permiten evaluar a proveedores vigentes y potenciales en materias de gobierno corporativo, gestión de riesgos y desempeño en sostenibilidad.

Los criterios de evaluación integral de proveedores consideran el cumplimiento de especificaciones técnicas, el respeto a normativas éticas y legales, el cumplimiento de acuerdos comerciales y niveles de servicio, además de indicadores de seguridad y salud en el trabajo.

Respecto de la evaluación de los proveedores, la Compañía dispone de una política que define las tareas esenciales de calificación, evaluación y certificación de proveedores y su personal, garantizando la alineación con los parámetros de fiabilidad preestablecidos.

La organización otorga especial relevancia al cumplimiento de la legislación y normativa ambiental. En este sentido, se requiere que los proveedores adhieran estrictamente a las políticas institucionales, lo que comprende:

- Gestión adecuada de residuos peligrosos y no peligrosos.
- Administración responsable de sustancias peligrosas.
- Implementación de protocolos de emergencia ambiental.
- Uso de equipamiento especializado para el control de derrames de aceite.
- Capacitación en estándares internacionales, como las normas ISO.

Adicionalmente, para aquellos colaboradores vinculados a la operación de sistemas eléctricos, se aplican procedimientos de control específicos que incluyen la inspección y registro de datos sobre higiene, seguridad, medio ambiente y calidad. Asimismo, se realiza la verificación documental de los programas de formación técnica y se mantienen ciclos de reuniones periódicas para supervisar la calidad y dad de las operaciones en terreno.

Número de proveedores evaluados en 2025

Indicador	Nacionales		Extranjeros	
	Número	Porcentaje del total	Número	Porcentaje del total
Proveedores evaluados	825	97,52%	21	2,48%
Proveedores analizados con criterios de sostenibilidad	825	97,52%	21	2,48%
Monto total de compras a proveedores evaluados (CLP)	$343.812.348.521	99,5%	$1.720.839.716	0,5%
Monto total de compras a proveedores evaluados con criterios de sostenibilidad (CLP)	$343.812.348.521	99,5%	$1.720.839.716	0,5%





CAPITAL HUMANO

Dotación de personal

AL FINALIZAR EL PERIODO 2025, LA DOTACIÓN DE CGE SUMÓ UN TOTAL DE 1.219 PERSONAS. RESPECTO DEL TOTAL DE LOS COLABORADORES DE CGE:

17,2%
Mujeres

79,7%
Profesionales, técnicos y operarios

37,4%
Empleados con antigüedad de más de 12 años

82,7%
Hombres

20,2%
Ejecutivos principales, gerentes y jefes

100%
de contratos plazo indefinido

22,5%
De las posiciones de liderazgo son ocupadas por mujeres

NÚMERO DE PERSONAS SEGÚN SEXO Y CATEGORÍA LABORAL

[NCG 461: 5.1.1]

Categoría laboral	Hombre	Mujer
Alta Gerencia	4	0
Gerencia	58	14
Jefatura	151	20
Operario	0	0
Fuerza de venta	0	0
Administrativo	17	37
Auxiliar	0	0
Otros profesionales	696	137
Otros técnicos	83	2
Total	**1.009**	**210**

NÚMERO DE PERSONAS SEGÚN NACIONALIDAD

[NCG 461: 5.1.2]

La Compañía promueve una cultura laboral de diversidad y la inclusión, pilares esenciales para el crecimiento y el fortalecimiento organizacional. Esta visión se materializa mediante la integración de personas de distintas nacionalidades y grupos etarios en todos los estamentos, abarcando desde funciones operativas hasta cargos de alta dirección y gerencia.

La conformación de un equipo humano diverso enriquece el entorno de trabajo y favorece una gestión innovadora y alineada con los requerimientos de una sociedad heterogénea.

Categoría laboral	Chilena			China			Otros		
	Hombre	Mujer	Total	Hombre	Mujer	Total	Hombre	Mujer	Total
Alta Gerencia	3	0	3	1	0	1	0	0	0
Gerencia	55	14	69	2	0	2	1	0	1
Jefatura	151	20	171	0	0	0	0	0	0
Operario	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fuerza de venta	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Administrativo	17	34	51	0	0	0	0	3	3
Auxiliar	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otros profesionales	686	132	818	1	0	1	9	5	14
Otros técnicos	76	2	78	0	0	0	7	0	7
Total	**988**	**202**	**1.190**	**4**	**0**	**4**	**17**	**8**	**25**

CGE impulsa la formación continua y genera oportunidades de desarrollo para la totalidad de su personal, sin distinción de origen cultural, edad o género. Esta gestión fomenta la constitución de equipos multidisciplinarios que fortalecen el capital intelectual de la organización.

Al ser la inclusión un valor fundamental en la estrategia corporativa, la Compañía refuerza este compromiso mediante la implementación de iniciativas educativas y la consolidación de entornos laborales basados en el respeto. Estos espacios están diseñados para asegurar que cada persona pueda contribuir y proyectar su crecimiento profesional de manera equitativa.

NÚMERO DE PERSONAS SEGÚN RANGO DE EDAD

[NCG 461: 5.1.3]

Categoría laboral	Hombres					
	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
Alta Gerencia	0	0	3	1	0	0
Gerencia	1	8	30	16	3	0
Jefatura	7	50	55	37	2	0
Operario	0	0	0	0	0	0
Fuerza de venta	0	0	0	0	0	0
Administrativo	3	7	3	2	2	0
Auxiliar	0	0	0	0	0	0
Otros profesionales	169	241	138	123	24	1
Otros técnicos	13	26	24	12	8	0
Total	**193**	**332**	**253**	**191**	**39**	**1**

Categoría laboral	Mujeres					
	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
Alta Gerencia	0	0	0	0	0	0
Gerencia	0	6	6	2	0	0
Jefatura	0	9	9	2	0	0
Operario	0	0	0	0	0	0
Fuerza de venta	0	0	0	0	0	0
Administrativo	7	9	12	8	1	0
Auxiliar	0	0	0	0	0	0
Otros profesionales	22	52	45	18	0	0
Otros técnicos	0	0	1	1	0	0
Total	**29**	**76**	**73**	**31**	**1**	**0**

En 2025 se incorporaron más jóvenes a la plantilla de CGE, el 20% de las nuevas contrataciones fueron personas menores de 30 años

5.1.4 PERSONAS EMPLEADAS SEGÚN ANTIGÜEDAD

[NCG 461: 5.1.4]

La estabilidad laboral dentro de la CGE se manifiesta en que el 37,4% del personal registra una antigüedad superior a los 12 años de servicio. Este indicador refleja la existencia de un entorno de trabajo que favorece el crecimiento profesional y la fidelización del talento humano en la organización.

Categoría laboral	Hombres				
	Menos de 3 años	Entre 3 y 6 años	Entre 6 y 9 años	Entre 9 y 12 años	Más de 12 años
Alta Gerencia	1	1	0	1	1
Gerencia	5	3	0	7	43
Jefatura	27	20	6	21	77
Operario	0	0	0	0	0
Fuerza de venta	0	0	0	0	0
Administrativo	7	0	0	3	7
Auxiliar	0	0	0	0	0
Otros profesionales	363	77	8	29	219
Otros técnicos	56	4	6	0	17
Total	**459**	**105**	**20**	**61**	**364**

Categoría laboral	Mujeres				
	Menos de 3 años	Entre 3 y 6 años	Entre 6 y 9 años	Entre 9 y 12 años	Más de 12 años
Alta Gerencia	0	0	0	0	0
Gerencia	1	3	0	3	7
Jefatura	0	2	0	1	17
Operario	0	0	0	0	0
Fuerza de venta	0	0	0	0	0
Administrativo	15	0	0	2	20
Auxiliar	0	0	0	0	0
Otros profesionales	60	15	5	9	48
Otros técnicos	1	0	1	0	0
Total	**77**	**20**	**6**	**15**	**92**

Formalidad laboral

El 100% de los colaboradores tiene contrato indefinido

DOTACIÓN 2025 POR TIPO DE CONTRATO Y SEXO

[NCG 461: 5.2]

Tipo de contrato	Número			Porcentaje		
	Hombre	Mujer	Total	Hombre	Mujer	Total
Plazo indefinido	1.009	210	1.219	83%	17%	100%
Plazo fijo	0	0	0	0	0	0
Contrato por obra o faena	0	0	0	0	0	0
Servicios a honorarios	0	0	0	0	0	0
Total	**1.009**	**210**	**1.219**	**83%**	**17%**	**100%**

DOTACIÓN 2025 POR TIPO DE JORNADA Y SEXO

[NCG 461: 5.3]

En CGE la jornada laboral se determina en función de la naturaleza del cargo y las responsabilidades inherentes a cada rol. Esta estructura permite la coexistencia de diversos esquemas de trabajo, que comprenden modalidades presenciales, teletrabajo y jornadas a tiempo parcial.

Tipo de jornada	Número			Porcentaje		
	Hombre	Mujer	Total	Hombre	Mujer	Total
Jornada ordinaria	988	183	1.171	84%	16%	100%
Jornada tiempo parcial	0	0	0	0	0	0
Jornada con pacto de adaptabilidad para trabajadores con responsabilidades familiares	21	27	48	44%	56%	100%
Teletrabajo	0	0	0	0	0	0
Jornadas con pactos de adaptabilidad (general)	0	0	0	0	0	0
Total	**1.009**	**210**	**1.219**	**83%**	**17%**	**100%**

Equidad en el trabajo

EQUIDAD DE GÉNERO E INCLUSIÓN

La Compañía impulsa activamente la participación femenina en todos sus niveles, con un énfasis estratégico en el fortalecimiento de la presencia de mujeres en sus equipos de liderazgo. Este compromiso se traduce en la participación en programas como Women in Energy del World Energy Council (WEC) Chile, iniciativa que permite potenciar el talento femenino y promover la igualdad de oportunidades dentro del sector energético nacional.

Equidad salarial

[NCG 461: 5.4.1, 5.4.2]

La incorporación progresiva de mujeres en sectores tradicionalmente masculinizados representa un desafío cultural y de gestión para las organizaciones. CGE dispone de una Política de Compensaciones orientada a garantizar una remuneración justa y equitativa para la totalidad del personal. Si bien no existen metas cuantitativas específicas para la reducción de la brecha salarial, se establece que las diferencias en las remuneraciones se sustentan en factores objetivos, tales como habilidades, calificaciones, competencias, nivel de responsabilidad y los resultados de las evaluaciones de desempeño, excluyendo cualquier criterio de carácter arbitrario.

En este ámbito, la Entidad ha orientado su gestión hacia la promoción del principio de igualdad salarial entre las personas que desempeñan funciones similares. Si bien no se dispone de una política formalizada de equidad salarial, CGE trabaja de manera continua para asegurar la paridad en las remuneraciones bajo criterios de idoneidad y desempeño.

Brecha salarial por categoría laboral

Categoría laboral	Media salarial	Mediana salarial	Brecha salarial (%)
Alta Gerencia	No aplica	No aplica	No aplica
Gerencia	82%	89%	81%
Jefatura	104%	104%	101%
Operario	No aplica	No aplica	No aplica
Fuerza de venta	No aplica	No aplica	No aplica
Administrativo	98%	99%	98%
Auxiliar	No aplica	No aplica	No aplica
Otros profesionales	93%	92%	91%
Otros técnicos	91%	96%	91%
Total	**90%**	**89%**	**88%**

Acoso laboral y sexual

[NCG 461: 5.5]

La Compañía otorga especial relevancia a la prevención activa del acoso laboral, sexual y la violencia en el trabajo en todos los ámbitos y niveles de la organización, mediante la implementación de medidas concretas y directrices claras. En el Código Ético y el Reglamento Interno de Orden, Higiene y Seguridad, CGE manifiesta su rechazo a cualquier forma de acoso, incluyendo el físico, psicológico, moral, el abuso de autoridad y cualquier conducta que vulnere los derechos de las personas o genere un ambiente de trabajo hostil.

Esta postura reafirma el compromiso de la Empresa con la creación y el mantenimiento de un entorno laboral seguro, respetuoso y digno para la totalidad del personal.

Entre las herramientas dispuestas para el abordaje de estas materias, destacan:

Canales de denuncia

La Empresa mantiene a disposición del personal un canal de denuncias diseñado para la recepción de consultas y reportes de forma segura. Este mecanismo permite alertar sobre cualquier incumplimiento al Código Ético de la Compañía, con especial énfasis en el resguardo ante casos de acoso sexual o laboral.

Número de denuncias de acoso laboral y sexual

Indicador	Denuncias internas		Denuncias externas	
	Hombre	Mujer	Hombre	Mujer
Denuncias acoso laboral	2	1	0	0
Denuncias acoso sexual	0	0	0	0
Denuncias de violencia en el trabajo	0	0	0	0

Programas de capacitación sobre acoso laboral y sexual

CGE pone a disposición del personal el Curso sobre el Código Ético, programa formativo que integra módulos específicos relativos a la prevención del acoso sexual y laboral. Esta instancia de capacitación se imparte de forma anual para todas las personas que ingresan a la organización.

Colaboradores capacitados en 2025

Porcentaje del personal nuevo y sin previa capacitación formado en acoso y violencia laboral

Capacitaciones 2025 en materia de acoso laboral y sexual	
Porcentaje de mujeres capacitadas	29%
Porcentaje de hombres capacitados	45%
Porcentaje total de personal capacitado	42%

Desde una perspectiva general, el 96,9% de la dotación de la CGE ha sido formada en este ámbito al menos una vez durante su trayectoria en la Empresa.

Personal capacitado en acoso y violencia laboral a lo largo de su trayectoria en CGE:

	Número	Porcentaje
Participación en charlas de acoso y violencia laboral	1.174	96,9%

La Empresa promueve un sistema de trabajo fundamentado en relaciones interpersonales regidas por el respeto y la cordialidad en todos los estamentos y áreas de la organización. El propósito es asegurar una atmósfera laboral que, junto con ser sana y armónica, garantice condiciones de seguridad para la totalidad del personal. Esta cultura de colaboración y trato digno rige de igual manera las interacciones entre las personas que integran la Compañía y el personal de entidades o empresas colaboradoras externas, enfatizando la relevancia de mantener conductas profesionales, respetuosas y promover la cooperación.

Personas con discapacidad

[NCG 461: 5.1.5]

Dentro del cuerpo laboral de CGE hay 11 personas en situación de discapacidad, que representan el 1% de la dotación

Categoría laboral	Hombre	Mujer
Alta Gerencia	0	0
Gerencia	2	0
Jefatura	0	0
Operario	0	0
Fuerza de venta	0	0
Administrativo	0	0
Auxiliar	0	0
Otros profesionales	8	1
Otros técnicos	0	0
Total	**10**	**1**

Gestores de inclusión laboral

En cumplimiento de la Ley N°21.275, CGE cuenta con dos personas certificadas como Gestores de Inclusión Laboral por el organismo Chile Valora. Esta dotación especializada permite cumplir con la exigencia legal para empresas de 100 o más personas, asegurando una gestión profesional en la materia.

Las funciones principales de estos gestores se orientan a:

- Coordinar el diagnóstico de inclusión laboral de personas con discapacidad, bajo un enfoque de derechos y conforme a la normativa vigente.
- Gestionar la ejecución del plan de inclusión laboral institucional, asegurando la adherencia a los marcos legales aplicables.
- Articular acciones de capacitación sobre inclusión laboral en la organización, en concordancia con los procedimientos internos y las disposiciones legales.

Plan Aflora

En complemento con las medidas requeridas por norma, CGE aplica acciones preventivas y proporciona acompañamiento individualizado a través de entrevistas técnicas dirigidas por el área de Salud Integral. Estos procesos fortalecen el Plan Aflora, programa que la Sociedad encabeza con el fin de agilizar la incorporación de personas con discapacidad al mundo del trabajo. El proyecto incluye el asesoramiento técnico, la tramitación de la credencial de discapacidad y entrevistas de apoyo con el servicio de asistencia social.

Permiso postnatal

[NCG 461: 5.7]

La Compañía promueve el equilibrio entre el ámbito profesional y personal de los trabajadores mediante directrices que fomentan la corresponsabilidad parental. En este marco, se dispone de un esquema de reintegración gradual para las trabajadoras tras el término de su licencia de maternidad, facilitando la adaptación a su nueva etapa vital.

Este programa permite optar por horarios flexibles durante los dos primeros meses posteriores al periodo postnatal legal, ajustando el inicio o término de la jornada según las necesidades individuales. Esta medida busca asegurar una reincorporación armónica y ajustada a las circunstancias particulares de cada persona.
El esquema de reintegración gradual comprende las siguientes facilidades:

- Reducción de la jornada laboral en dos horas diarias durante el primer mes de reincorporación a tiempo completo.
- Reducción de la jornada laboral en una hora diaria durante el segundo mes.
- Retorno a la jornada laboral ordinaria y horario habitual a partir del tercer mes.

Estas facilidades horarias se otorgan de manera adicional a las horas legales de lactancia establecidas en la ley vigente.

1 Contabiliza solamente a las personas que han participado de estas instancias y que todavía forman parte de la dotación

Porcentaje de personas que hicieron uso del permiso postnatal

Indicador (%)	Mujeres	Hombres	
		Permiso paternal (5 días)	Permiso parental (6 semanas)
Alta Gerencia	0	0	0
Gerencia	8,33%	1,72%	0
Jefatura	5,56%	1,99%	0
Operario	0	0	0
Fuerza de venta	0	0	0
Administrativo	3,57%	0	0
Auxiliar	0	0	0
Otros profesionales	1,68%	3,16%	0
Otros técnicos	0	6,02%	0

Cantidad de días promedio de uso de postnatal

Indicador (%)	Mujeres	Hombres	
		Permiso paternal (8 días) *	Permiso parental (6 semanas)
Alta Gerencia	0	0	0
Gerencia	122	8	0
Jefatura	54	5	0
Operario	0	0	0
Fuerza de venta	0	0	0
Administrativo	32	0	0
Auxiliar	0	0	0
Otros profesionales	73	7	0
Otros técnicos	0	6,8	0

*CGE contempla un beneficio adicional de tres días de permiso extendido vinculado al postnatal paterno. Esta disposición se encuentra disponible durante los dos primeros meses posteriores al nacimiento, con el objetivo de favorecer la presencia y participación activa del padre en esta etapa inicial del entorno familiar.

Perfil de los colaboradores



La entrega de un servicio de calidad en la distribución de energía eléctrica exige contar con un equipo de personas altamente capacitadas, comprometidas y alineadas con los principios de la Compañía. CGE sustenta su gestión en equipos consolidados y en una cultura organizacional que prioriza el desarrollo profesional, el bienestar y la seguridad de sus colaboradores.

El cumplimiento de los objetivos estratégicos en los últimos años ha sido posible gracias al desempeño de los profesionales, técnicos, administrativos y líderes de la Empresa. Su especialización y formación continua han sido factores clave para consolidar a CGE como un referente dentro del sector industrial.

Modelo de competencias corporativo

El Modelo de Competencias constituye el marco con que CGE aborda desafíos estratégicos como la adaptabilidad profesional y técnica requeridas ante las exigencias del sector industrial. Este esquema integra dimensiones actitudinales y conductuales fundamentadas en principios que fortalecen la cohesión interna y promueven una cultura organizacional dinámica.

La estructura del modelo contempla elementos específicos diferenciados por nivel jerárquico, lo que garantiza su aplicación efectiva en todos los niveles. Asimismo, esta herramienta es esencial para la

incorporación de nuevos talentos alineados con los requerimientos de la Compañía, permitiendo además el diseño de programas de formación y mentoría que impulsan el desarrollo continuo de los equipos de trabajo.

Además, desde 2021, el Modelo de Competencias de CGE define cuatro habilidades clave:

1

Clientes
Se enfatiza la relevancia de comprometer y movilizar esfuerzos orientados a la satisfacción integral de los clientes, tanto externos como internos. Impulsa la escucha activa, la empatía y la búsqueda constante por superar las expectativas de los usuarios a través de la entrega de soluciones efectivas.

2

Accountability
Destaca la relevancia de asumir responsabilidades y tareas con autonomía y proactividad. Asimismo, enfatiza la perseverancia ante los desafíos para asegurar el cumplimiento de los resultados esperados, siempre bajo un marco de excelencia operativa e integridad en el actuar.

3

Resultados colectivos
Se refiere a la capacidad de colaborar eficazmente con diversas personas, grupos y equipos dentro de la organización. Su propósito es contribuir al fortalecimiento de una red de trabajo sólida, debidamente orientada hacia la consecución de un objetivo común.

4

Evolución continua
Describe la habilidad para adaptarse con flexibilidad a diversos escenarios y desafíos. Se caracteriza por mantener una actitud proactiva hacia el aprendizaje y la innovación, con el objetivo de aportar valor de manera permanente a la organización.

Durante el ejercicio 2025, la Compañía alcanzó un hito relevante en la gestión de su capital humano con la implementación, por primera vez, de un nuevo modelo unificado de gestión del desempeño. Este sistema tiene como objetivo estandarizar los criterios de evaluación a nivel organizacional, basándose en una estructura de indicadores clave de desempeño (KPI) individuales. Bajo este esquema, que se aplica desde las jefaturas hacia toda la organización, la evaluación pondera en un 80% el cumplimiento de objetivos cuantitativos (KPI) y en un 20% el desarrollo de competencias conductuales.

El ciclo de gestión 2025 contempló una etapa inicial de fijación de metas para la totalidad de los colaboradores, seguida de una instancia de revisión de medio año orientada a la retroalimentación y el ajuste de expectativas. Al cierre del periodo, la Compañía se encuentra ejecutando la fase de evaluación final de competencias y resultados, iniciando de forma paralela el proceso de fijación de objetivos para el año 2026, asegurando así la continuidad y mejora progresiva de este modelo de gestión.

Formación, desarrollo y bienestar de las personas



DESARROLLO Y CAPACITACIÓN LABORAL

[NCG 461: 5.8.i, 5.8.ii, 5.8.iii, 5.8.iv]
NCG 519: 5.1.ii

El bienestar y el fortalecimiento de las competencias del personal en la Compañía constituye un proceso permanente, orientado a proveer las herramientas necesarias para mantener la actualización ante los avances tecnológicos y las evoluciones normativas de la industria eléctrica. Este enfoque tiene como propósito fundamental sostener elevados estándares de calidad en la prestación del servicio.

CGE promueve la participación en los programas de formación, incentivando el crecimiento personal y profesional de los equipos de trabajo. Esta estrategia busca la vigencia de los conocimientos técnicos y facilita la progresión de carrera, lo que genera impactos positivos en la organización, los clientes, los accionistas y la sociedad en su conjunto.

Para dar soporte a esta visión, la Empresa realiza anualmente un diagnóstico exhaustivo de las necesidades de capacitación en todas sus áreas. Este análisis permite el diseño de planes de formación específicos que atienden los requerimientos técnicos de cada departamento. De esta manera, se garantiza la equidad en el acceso a las oportunidades de aprendizaje y se impulsa el desarrollo integral de las personas, bajo el respaldo de políticas y procedimientos institucionales definidos.

Personal capacitado

Durante el 2025 fueron capacitados 1.211 trabajadores, 96,9% del total de la dotación de CGE.

Promedio de horas de capacitación, por sexo y categoría laboral

Categoría laboral	Mujeres	Hombres	Total
Alta Gerencia	0	5	5
Gerencia	22	25	25
Jefatura	38	46	45
Operario	0	0	0
Fuerza de venta	0	0	0
Administrativo	36	29	34
Auxiliar	0	0	0
Otros profesionales	25	27	27
Otros técnicos	4	31	30
Total Promedio	**27**	**30**	**30**

CGE asignó un total de $517.064.207 para el desarrollo profesional de sus trabajadores en 2025, un 0,023% del total de ingresos.



Entre las temáticas abordadas en las capacitaciones están:

Capacitación	Descripción
Prevención de riesgos y Salud	Programas orientados a fortalecer una cultura preventiva ante factores que puedan incidir en la seguridad y la salud de los colaboradores. La mayor parte de estas instancias de capacitación posee un carácter transversal y se imparten a nivel nacional, abarcando a la totalidad de los equipos de trabajo. Dentro de la oferta académica en estas materias, se encuentran los siguientes cursos: • Guía de Radiación UV. • Manejo de extintores. • Uso de Elementos de Protección Personal (EPP). • Primeros Auxilios y Reanimación Cardiopulmonar (RCP).
Formación de equipos de líneas vivas de distribución	Cursos cuyo objetivo es proporcionar conocimientos técnicos y de seguridad a Gestores de Activos, Prevencionistas, Brigadas y Especialistas que trabajan supervisando o trabajando directamente con líneas vivas. • Supervisión de Trabajos en Líneas Energizadas (Gestores de Activos). Dirigido a personal no especialista en Líneas Vivas y que realiza actividades de supervisión de faena de Mantenimiento y Construcción de Líneas Vivas. • Certificación de Brigadas de Líneas Energizadas (Brigadas internas). Dirigido a la totalidad de los integrantes de las brigadas con la finalidad de nivelar y certificar competencias en base a las normativas vigentes y así establecer la metodología de trabajo propia de CGE. • Metodología de Trabajos Tensión (Especialistas de líneas vivas y Jefes de Brigadas). Dirigido a los especialistas con ámbito nacional y centralizado, con la finalidad de establecer lineamientos, directrices y procedimientos en el ámbito de personas, seguridad, producción y operaciones de los equipos CGE, definiendo exigencias y especificaciones técnicas de empresas colaboradoras.
Proyecto Regionalización Piloto Norte	Capacitaciones sobre el Proyecto de Regionalización o Descentralización. • Se realizó una capacitación en 15 procesos, entre los que se encuentran: procesos comerciales, de operaciones y gestión de equipos, de planificación y construcción de la red y de soporte a procesos.
Normativas y Certificaciones	CGE implementa programas de capacitación definidos como prioritarios por la autoridad legislativa nacional, con el propósito de asegurar el cumplimiento normativo por parte del personal. Entre estas materias se encuentran: • Actualización del Modelo de Prevención de Delitos (MPD). • Código Ético. • Conciencia en Ciberseguridad. • Inclusión en la Empresa. • Asimismo, la Compañía imparte cursos vinculados a la obtención y mantenimiento de certificaciones ISO 9001, 14001, 45001, 22301, 50001, 55001 y 2700.

Capacitación	Descripción
Competencias y liderazgo	En 2025 finalizó la formación de competencias del Programa Graduados (3er año y final del primer programa implementado). • El objetivo del programa es desarrollar competencias asociadas al Modelo de Potencial de CGE, trabajando habilidades relevantes para su desempeño en la Compañía. Esto cobra relevancia considerando que son trabajadores que están iniciando su carrera laboral. • Además, se realizó formación en Gestión del Desempeño y Feedback para que líderes de equipo puedan dar retroalimentación a sus trabajadores sobre sus competencias y su desempeño laboral, como herramienta de desarrollo profesional.
Formación técnica para delegaciones	Durante el año, CGE continuó reforzando la capacitación técnica a través de programas diseñados para optimizar la calidad del servicio entregado. Dentro de los programas destacados en este ámbito se encuentran: • Curso de Supervisión de Obras. • Curso de Inspecciones de redes. • Curso de Planificación de faenas. • Capacitación en las Mesas de Contingencia (domiciliaria, de inspección y levantamiento temprano de daños, de reconstrucción y de relacionamiento) • Protocolo de Eventos Relevantes (orientado a la preparación del Plan Verano, con énfasis en los incendios forestales). • Actualización de la Política de mantenimiento. • Capacitación y refuerzo de políticas y procedimientos.
Idioma	La Compañía implementa programas de formación de inglés en diversos niveles, con el propósito de optimizar la interacción con el grupo controlador. Esta iniciativa está dirigida a los niveles de dirección y gerencia, así como a otros cargos cuya función requiere una comunicación frecuente con el personal de la casa matriz. Además, se realiza una capacitación en idioma español para contrapartes chinas.
Herramientas tecnológicas	Capacitación en herramientas tecnológicas que facilitan el manejo y modelamiento de datos como: - Excel - Power Bi - Python

BIENESTAR LABORAL

[NCG 461: 5.8]

CGE ejecuta un plan integral de iniciativas preventivas y beneficios alineados con los pilares de la política corporativa. Esta gestión tiene el propósito de consolidar un entorno de trabajo que reconozca el bienestar del personal junto con los objetivos de productividad.



Con el fin de elevar la calidad de vida de los equipos de trabajo, la Compañía dispone de una serie de beneficios laborales orientados al desarrollo profesional y al equilibrio entre las responsabilidades laborales y familiares. Estas medidas comprenden directrices de flexibilidad, programas de apoyo al núcleo familiar y una diversidad de prestaciones adicionales diseñadas para atender las necesidades de las personas que integran la organización.

Estas iniciativas se orientan a fortalecer una cultura organizacional inclusiva, reafirmando el compromiso de la Empresa con la salud integral de sus equipos. Los beneficios son entregados a todos los colaboradores de CGE, a excepción del Plan Aflora y el Bono de Inclusión, que están dirigidos exclusivamente a los trabajadores en situación de discapacidad.

La estructura de beneficios se organiza bajo las siguientes categorías:

Beneficio	Descripción
Familia y flexibilidad	Beneficios asociados al valor del tiempo y flexibilidad laboral: • Regreso paulatino del Post Natal de la Madre. • Permiso de 3 días adicionales al Post Natal del Padre. • Regalo para el recién nacido. • Regalo Navidad para hijos hasta 12 años. • Pack escolar (set de útiles escolares) • Celebraciones: Fiestas Patrias, Navidad para hijos menores de 12 años, entre otros. • Dia libre de cumpleaños. • 24 y 31 de diciembre libres. • 1 día para cambio de casa. • 1:30 horas de permiso para el 1er día de clases de los hijos. • Tarde libre de cumpleaños de hijo menor de 15 años. • Tiempo para estudiar. • Permisos por fallecimiento adicionales a los legales. • Sala de lactancia (oficina La Condes)

Beneficio	Descripción
Salud y bienestar	Corresponde a las iniciativas para la mejorar de la salud y el Bienestar de los trabajadores:
	Campañas preventivas y de vacunación. Estas campañas forman parte del programa FES y están alineadas con iniciativas gubernamentales primarias, como las campañas respiratorias y la vacunación contra la Influenza. Además, incluyen: • Evaluaciones ergonómicas. • Detección y prevención de riesgos psicosociales. • Campañas secundarias de promoción de la salud, como: • Campaña contra el cáncer de mama. • Campaña preventiva de riesgo cardiovascular. • Evaluaciones oftalmológicas, entre otras.
	Gestión de casos de salud. El área de Salud revisa casos personalizados para apoyar a los colaboradores, brindando acceso a beneficios de la Empresa cuando corresponda. Además, evalúa medidas específicas desde la salud ocupacional o en conjunto con el área de Compensaciones y Relaciones Laborales en casos más complejos.
	Programa "Felices, Enérgicos y Saludables". Estrategia corporativa que integra medidas preventivas en salud ocupacional, promoción de la salud, autocuidado y clima laboral. Incluye: • Mitigación de riesgos detectados mediante protocolos normativos de salud (ergonómicos, psicosociales, etc.). • Iniciativas para la conciliación entre trabajo y familia. • Minisitio en la intranet con contenido preventivo y recursos de autogestión, como pausas saludables, consejos preventivos y beneficios.
	Seguros y beneficios • Seguro complementario de salud y seguro de vida o fondo solidario. • Bono inclusión.
	Plan Aflora. Programa orientado a brindar apoyo en materia de discapacidad, incluyendo: • Gestión de la credencial de discapacidad. • Entrevistas personalizadas con asistencia social. • Implementación de medidas preventivas a través del área de Salud Integral.
	Programa PACE Servicio de acompañamiento psicológico para colaboradores y empresas, diseñado para brindar: • Contención en crisis. • Orientación psicológica para trabajadores y su familia directa. • Apoyo en factores de riesgo comunes o psicosociales en el entorno laboral.
	Otros beneficios • Préstamo de auxilio. • Regalo por el Día de la Madre y el Día del Padre.
Convenios	Descuentos o convenios vigentes con empresas externas que generan un beneficio para los trabajadores:
	• Ansaldo • Caja Los Andes + Beneficios

Durante 2025, CGE consolidó y estandarizó la medición de riesgos psicosociales en la totalidad de sus 33 centros de trabajo, unificando criterios, metodologías y procesos de levantamiento de información a nivel corporativo. Este esfuerzo permitió contar con una visión integrada y comparable del bienestar laboral en la organización. La aplicación del instrumento se realizó durante octubre de 2025, alcanzando una tasa de participación del 92%, lo que refleja un alto nivel de involucramiento de las personas y fortalece la representatividad de los resultados para la definición de acciones preventivas y de mejora en materia de salud mental y calidad de vida en el trabajo.

Subcontratación

POLÍTICA DE SUBCONTRATACIÓN

[NCG 461: 5.9]

La Compañía dispone de una Política de Gestión y Evaluación de Proveedores, instrumento que regula la subcontratación de empresas colaboradoras encargadas de la prestación de servicios. Este marco normativo establece los lineamientos que las entidades proveedoras deben cumplir, asegurando que sus prácticas y conductas se alineen con el Código Ético de la Compañía, la legislación nacional vigente y las estipulaciones contractuales específicas.

Asimismo, la Empresa aplica estándares rigurosos a sus contratistas, verificando que su operación se ajuste a criterios técnicos, éticos, legales, comerciales, financieros y de seguridad laboral. Para garantizar la adhesión a estos niveles de exigencia, se realizan evaluaciones exhaustivas sustentadas en información precisa, oportuna y verificable de los proveedores y contratistas potenciales.

El proceso de evaluación de proveedores considera, entre otros factores:

- Certificación de cumplimiento de obligaciones laborales.
- Indicadores de gestión en materia de seguridad y salud ocupacional.
- Normativa de compliance.
- Mecanismos de canal de denuncias.
- Procesos de due diligence.
- Evaluación de desempeño y calidad del servicio prestado.



Seguridad y salud en el entorno laboral

[NCG 461: 5.6]

POLÍTICA DE SEGURIDAD LABORAL

La seguridad, salud y bienestar del personal constituyen la prioridad fundamental de la Compañía en la planificación y ejecución de sus operaciones, extendiendo este compromiso más allá del cumplimiento legal.

Este marco de acción integra a trabajadores, contratistas, proveedores y clientes, con un enfoque preventivo orientado a la eliminación de accidentes y enfermedades profesionales. CGE gestiona de manera permanente la mejora de los entornos laborales para garantizar la protección integral de las personas.

Los compromisos institucionales adoptados en esta materia comprenden:

- Garantizar que la seguridad y salud sean responsabilidades individuales no delegables, lideradas por la alta dirección y asumidas proactivamente por toda la organización y sus empresas colaboradoras.
- Establecer el cumplimiento de los estándares de seguridad y salud como una condición para el empleo de los colaboradores de la Compañía y para la continuidad de las actividades de empresas externas.
- Promover la mejora continua en las condiciones de trabajo y en los sistemas de gestión de bienestar.
- Consolidar el aprendizaje como eje de la cultura preventiva, mediante formación permanente, análisis de incidentes y difusión de lecciones aprendidas.
- Incorporar criterios de seguridad rigurosos en los procesos de negocio, proyectos y selección de proveedores, condicionando la operación al cumplimiento de estos.



Respecto a los indicadores de salud, la Empresa registró 1 enfermedad profesional durante el periodo 2025.

- Invertir en estrategias de educación sanitaria que transformen el espacio laboral en un promotor de conductas saludables.

- Implementar acciones destinadas a elevar la calidad de vida y salud en las comunidades donde la Empresa mantiene operaciones.

- Proveer los recursos necesarios para garantizar la aplicación de los estándares vigentes, al igual que los requisitos legales, normativos y contractuales.

- Gestionar y mitigar las amenazas para asegurar condiciones de trabajo que prevengan lesiones o el deterioro de la salud.

- Garantizar la participación y consulta del personal a través de los Comités Paritarios de Higiene y Seguridad.

Asimismo, la gestión de enfermedades profesionales y comunes se realiza mediante el monitoreo de indicadores de absentismo. Esta información permite el diseño de planes preventivos anuales, destacando el programa de autocuidado y bienestar "Felices, Enérgicos y Saludables" (FES), el cual integra normativas de salud ocupacional con iniciativas que favorecen la sostenibilidad y calidad del trabajo.

En 2025, CGE recertificó el Sistema Integrado de Gestión basado en la norma ISO 45001 de Seguridad y Salud en el Trabajo.

Indicadores de seguridad laboral

[NCG 461: 5.6]

Indicador	Meta 2025	Valor 2025
Tasa de accidentabilidad	0,26	0,21
Tasa de fatalidad	0	0
Promedio de días perdidos por accidente	29	18,3
Tasa de enfermedades profesionales	>=5	1

Trabajadores propios

[SASB IF-EU-320a.1

Indicador	Valor 2025
Tasa total de incidentes registrables (TRIR)	0,21
Tasa de mortalidad	0
Tasa de frecuencia de cuasi accidentes (NMFR)	0

Trabajadores contratistas

[SASB IF-EU-320a.1

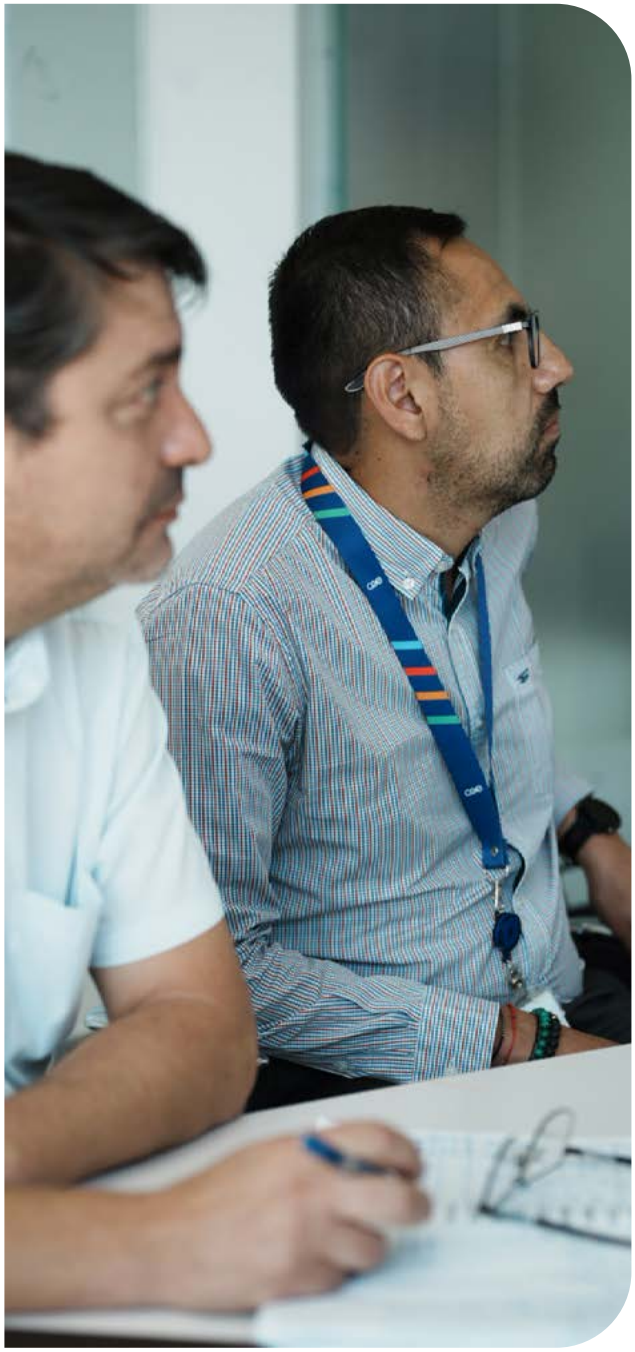
Indicador	Valor 2025
Tasa total de incidentes registrables (TRIR)	0,53
Tasa de mortalidad	0,015
Tasa de frecuencia de cuasi accidentes (NMFR)	858,55



SOSTENIBILIDAD TRIBUTARIA

Enfoque fiscal y compromiso con la transparencia

GRI 207-1



La gestión tributaria constituye un aspecto relevante del desempeño en sostenibilidad de las organizaciones, en tanto refleja su compromiso con el cumplimiento normativo, la transparencia y su contribución al desarrollo económico de los países donde operan. En línea con los lineamientos del Global Reporting Initiative (GRI), y en particular con el estándar GRI 207 sobre Sostenibilidad Tributaria, CGE reporta información sobre su enfoque de gestión y gobernanza tributaria.

Este estándar establece lineamientos para divulgar el enfoque de las organizaciones respecto de su estrategia fiscal, la gobernanza y gestión de riesgos tributarios, así como su contribución económica en las jurisdicciones donde desarrollan sus actividades. A través de esta sección, CGE presenta los principales lineamientos, prácticas y mecanismos que orientan su gestión tributaria, reflejando los avances de la compañía en el fortalecimiento de sus procesos de gobernanza fiscal y su compromiso con la mejora continua en materia de transparencia y gestión responsable de sus obligaciones tributarias.

Por la naturaleza de sus operaciones y el rol que cumple en la provisión de servicios básicos, CGE desarrolla su enfoque fiscal desde una visión centrada en el desarrollo del país, la calidad del servicio y el cumplimiento de la normativa vigente. Este enfoque comprende la gestión y el cumplimiento tributario dentro de un marco ético y valórico, adhiriéndose a buenas prácticas y favoreciendo una gestión responsable de los riesgos fiscales, con el propósito de crear valor compartido para las comunidades, las autoridades, los inversionistas y demás grupos de interés.

Este enfoque se articula en una gestión basada en la integridad, la transparencia y la buena conducta corporativa, lineamientos formalizados en la Política Tributaria impulsada por el Directorio de CGE. Esta política consolida el compromiso de la Compañía

con una conducta fiscal responsable y transparente, alineada con el marco regulatorio, las mejores prácticas de gobierno corporativo, y los objetivos estratégicos de la organización. De este modo, la política constituye una pieza central dentro de su sistema de gobernanza, garantizando que todas las operaciones y decisiones se desarrollen bajo principios de legalidad, diligencia y sostenibilidad, bajo la supervisión del Directorio y el Comité Ejecutivo. Este último es un órgano interno encargado del control y el análisis de los antecedentes de distintos proyectos, de modo previo a su presentación al Directorio.

Principios de la Política Tributaria

La Política Tributaria de CGE, que fue aprobada en 2025 por su Directorio, se fundamenta en un conjunto de principios que reflejan su forma responsable y sostenible de gestionar los negocios:

Cumplimiento: La Compañía cumple con sus obligaciones tributarias conforme a la normativa vigente, dentro de los plazos legales y bajo procesos de control y supervisión. Este principio incluye también la interpretación razonable de la legislación fiscal y la búsqueda de una gestión que minimice el riesgo, a la vez que explore la fórmula tributaria legítima más eficiente para aportar valor a la empresa y a sus accionistas.

Compromiso y contribución: CGE asume su deber fiscal como una forma de contribuir al desarrollo económico y social del país, cumpliendo de manera responsable y oportuna con los impuestos derivados de sus operaciones.

Cooperación: La Compañía mantiene una relación transparente, colaborativa y de buena fe con la Administración Tributaria, promoviendo una buena comunicación con las autoridades y entregando información completa y oportuna para facilitar tanto los procesos de revisión como la correcta aplicación de la normativa.

Manejo del riesgo tributario: CGE previene y mitiga los riesgos fiscales a través de una correcta interpretación de la normativa y una adecuada planificación de sus actividades. Esto minimiza el riesgo de un eventual cuestionamiento por parte de la autoridad fiscal.

Transparencia con partes interesadas: La Compañía promueve integridad, transparencia y colaboración en sus relaciones tanto con autoridades como con partes interesadas y proveedores nacionales y extranjeros— que participen en procesos de licitación, entregándoles la información, orientación y soporte necesarios en todos los procesos que involucren aspectos fiscales.

Estrategia tributaria y alineación con los objetivos corporativos

La estrategia tributaria de CGE se sustenta en los principios definidos por su Política Tributaria y tiene como objetivo principal asegurar el cumplimiento riguroso de las obligaciones fiscales junto con la mitigación de riesgos e ineficiencias.

Para la mitigación de riesgos e ineficiencias fiscales, la Compañía promueve la coordinación e integración de la gestión tributaria en la planificación y toma de decisiones corporativas.

En tanto, para la implementación de un adecuado cumplimiento tributario, se busca que todas las actuaciones fiscales se realicen conforme al marco legal vigente, incluyendo la Ley sobre Impuesto a la Renta, la Ley de Impuesto a las Ventas y Servicios, la Ley de Impuesto Territorial, entre otras.

En coherencia con los principios establecidos en su Política Tributaria, la estrategia se apoya además en los lineamientos definidos en materias como precios de transferencia, distribución de dividendos y el acompañamiento de asesores externos especializados. Estos mecanismos permiten que las decisiones tributarias se basen en una correcta interpretación de la ley y se encuentren debidamente respaldadas por las directrices del Directorio y el Comité Ejecutivo. Adicionalmente, CGE realiza revisiones internas periódicas que garantizan la correcta aplicación de las normas tributarias y promueven la mejora continua de sus procesos.

De este modo, la planificación y gestión fiscal se alinean con las actividades comerciales y los objetivos estratégicos, apuntando a la transparencia y la sostenibilidad fiscal, dando paso a una estructura de gobernanza sólida y coordinada para la gestión tributaria.

Gobernanza y gestión fiscal

GRI 207-2

La gobernanza del cumplimiento tributario en CGE se sustenta en la interacción coordinada de diversas áreas que trabajan para garantizar el cumplimiento de las obligaciones fiscales y la aplicación efectiva de los principios de la Política Tributaria. Este modelo incluye estructuras de control, procedimientos y la clara definición de las responsabilidades correspondientes a las diferentes áreas involucradas.

El Comité Ejecutivo es responsable de aprobar la Política Tributaria. Este órgano, liderado por el Gerente General e integrado por el Chief Financial Officer (CFO), entre otros ejecutivos, como también por las contrapartes de los controladores extranjeros, actúa como instancia de análisis y aprobación de decisiones relevantes, previo a su presentación y aprobación por parte del Directorio, en los casos que corresponde. Asimismo, define directrices generales sobre la comunicación y coordinación entre las distintas áreas de la Compañía.

El área de Impuestos es la encargada de determinar y declarar los tributos aplicables, gestionar la aprobación de pagos y devoluciones, actualizar los procesos internos conforme a cambios normativos y difundir la información relevante a las demás unidades. El equipo está conformado por profesionales especializados que lideran la gestión fiscal directa e indirecta, manteniendo una relación constante con las distintas áreas de apoyo de la Compañía, tales como: Tesorería, Contabilidad, Fiscalía, entre otras áreas.

La Compañía cuenta además con mecanismos de coordinación que aseguran que las decisiones de negocio de alto nivel consideren su impacto tributario. Los procesos de revisión y aprobación se desarrollan de acuerdo con los flujos definidos por la organización.

Para más información sobre los lineamientos de la Política Tributaria, se puede acceder al sitio web www.cge.cl

Gestión de riesgos tributarios

CGE aplica un enfoque preventivo en la identificación y mitigación de riesgos tributarios, integrándolos dentro del Modelo de Gestión de Riesgos Corporativos. El área de Impuestos realiza un levantamiento anual y seguimiento trimestral de los riesgos identificados por las distintas unidades, aplicando criterios estandarizados de impacto y probabilidad. Además, existen instancias internas de revisión periódica en las que se evalúan cambios normativos y su impacto potencial.

La gestión de riesgos incluye medidas preventivas y de mitigación, revisiones de declaraciones tributarias —Impuesto al Valor Agregado (IVA), renta, declaraciones juradas— con validaciones internas, y apoyo de asesores externos cuando se requiere. Los riesgos tributarios se incorporan a la Matriz de Riesgos Corporativos, en la cual se definen responsables, medidas de control y seguimiento.

La Compañía mantiene una comunicación continua con las áreas y entidades relacionadas, tanto internas como externas. En el ámbito externo, a través de instancias de diálogo, consultas y encuestas del Servicio de Impuestos Internos y en el ámbito interno, mediante comités y canales digitales como su sistema de mensajería interna e Intranet corporativa, para difundir actualizaciones normativas y cambios relevantes. Asimismo, cuenta con el apoyo de asesores externos en materias de cumplimiento tributario, precios de transferencia, reestructuraciones e inversiones, asegurando que las decisiones se adopten con rigor técnico y en conformidad con la legislación vigente.

Este enfoque integral refuerza el compromiso de CGE con la sostenibilidad y la transparencia, promoviendo una gestión tributaria responsable, coherente con su estrategia empresarial y alineada con los principios de buen gobierno corporativo.

Relación fiscal y grupos de interés

GRI 207-3

CGE mantiene un enfoque de relacionamiento fiscal basado en la transparencia, el diálogo y la rendición de cuentas frente a sus grupos de interés. La Compañía reconoce que su gestión tributaria tiene impactos relevantes para comunidades, autoridades, proveedores, inversionistas y equipos internos, por lo que promueve prácticas que fortalezcan la confianza y la legitimidad de su rol público.

Por ello, CGE se relaciona con actores externos mediante procesos de revisión normativa, fiscalizaciones y otras instancias formales de interacción regulatoria, mientras que a nivel interno mantiene espacios de coordinación para evaluar impactos tributarios, compartir información y asegurar una comprensión transversal de las obligaciones fiscales. Este diálogo continuo permite anticipar inquietudes y promover la mejora de los procesos.

Mecanismos para plantear inquietudes y canal de denuncias

La Compañía dispone de un Canal de Denuncias administrado por el Encargado de Compliance y Prevención de Delitos, que permite realizar reportes de manera anónima y confidencial. Estas denuncias son sometidas a un sistema de investigación de casos y se informan periódicamente al Comité de Auditoría y al Directorio. El canal de denuncias está habilitado para recibir cualquier inquietud relacionada con esta materia.



Presentación de información fiscal

GRI 207-4

CGE	
Entidades residentes	**Compañía General de Electricidad S.A., consolida con: CGE Magallanes S.A. Consolidado (Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. individual)**

Concepto	Cifras a 12/2025	Cifras a 12/2024
	M$	M$
Ingresos procedentes de ventas a terceros	2.340.591.599	2.666.444.095
Ingresos procedentes de transacciones intragrupo con otras jurisdicciones fiscales	0	0
Beneficios o pérdidas antes de impuestos	16.996.876	109.990.620
Activos tangibles distintos de efectivo y equivalentes de efectivo	1.729.305.739	1.593.956.225
Impuesto sobre el beneficio de las sociedades pagado en efectivo (*)	687.035	195.963
Total del gasto por impuestos corrientes a las ganancias	-1.144.097	-54.812
Impuestos calculados si se aplica el tipo impositivo legal a los beneficios o pérdidas antes de impuestos	-4.589.157	-29.697.467
Efecto impositivo de la sociedad en el ejercicio	139.780	-18.676.592
Los motivos de la diferencia entre el impuesto sobre el beneficio de las sociedades acumulado sobre los beneficios o pérdidas y los impuestos calculados si se aplica el tipo impositivo legal a los beneficios o pérdidas antes de impuestos.	La diferencia por M$4.728.937, se explica principalmente por el efecto de aplicación factor inflación, sumado al ajuste por impuestos de años anteriores, y compensado con otros gastos no aceptados tributariamente, tales como multas fiscales y compensaciones de daños a terceros	La diferencia por M$11.020.875, se explica principalmente por el efecto de aplicación factor inflación, sumado al ajuste por impuestos de años anteriores y por pagos de transacciones judiciales, compensado con otros gastos no aceptados tributariamente, tales como multas fiscales y compensaciones de daños a terceros

(*) Corresponde al flujo de los impuestos corporativos, es decir, IDPC e IU después de créditos. Considera también los pagos por concepto de impuesto adicional aplicado a las remesas al exterior



ANEXOS

Propiedades e instalaciones

NCG 461: 6.4.i, 6.4.ii, 6.4.iii

Características de las principales propiedades, áreas de concesión que CGE posee, y tipo de contrato de las propiedades.

	Ubicación	Segmento del negocio al que corresponde	Relación contractual
Alto hospicio	Avda. La Pampa 3060	Oficinas comerciales	Propia
Alto hospicio	Pasaje La Granja 2916	Oficinas técnicas	Propia
Andacollo	Urmeneta 314	Oficina	Propia
Antofagasta	General Velásquez 850	Oficina	Propia
Antofagasta	Latorre 2442	Oficinas comerciales	Arrendada
Cabildo	Zoila Gac 785	Oficinas comerciales	Propia
Calama	Av. Bartolomé Vivar 2044	Oficinas Administrativas y comerciales	Propia
Caldera	Cousiño N°467	Oficinas técnicas y comerciales	Propia
Cauquenes	Yungay N° 256	Oficinas técnicas y comerciales	Propia
Chañaral	Esmeralda 543	Oficinas técnicas y comerciales	Arrendada
Chillán	Arauco 270	Oficinas administrativas y comerciales	Arrendada
Cobquecura	Mariano Latorre 581	Oficinas comerciales	Propia
Coelemu	Palazuelos N° 497	Oficinas comerciales	Propia
Concepción	Camino Los Carros 1877	Oficinas Administrativas y técnicas	Propia
Concepción	O'Higgins 39	Oficina	Propia
Concepción	Carrera Poniente 301 Local BE 135	Oficinas Comerciales	Arrendada
Constitución	O'Higgins 756	Oficinas técnicas y comerciales	Propia
Copiapó	O' Higgins 46	Oficina	Propia
Copiapó	La Serena 2329 (3245)	Oficina	Propia
Coquimbo	Aníbal Pinto 1045	Oficina	Propia
Coquimbo	Melgarejo 1191 (Calle Borgono 310)	Oficinas comerciales	Arrendada
Coronel	Manuel Montt 1600, Local 116	Oficinas comerciales	Arrendada
Coronel	M Montt 01271-01273	Oficina	Propia
Curacaví	Ambrosio O'Higgins 2092	Oficinas comerciales y técnicas	Propia
Curicó	Estado 237	Oficinas técnicas y comerciales	Propia
Diego de Almagro	Avda. B. Vivar 801 (ST 16 MZ 6)	Oficinas técnicas	Propia
Diego de Almagro	Juan Martínez 1402, Local 1	Oficinas comerciales	Arrendada
Hualañé	Av. 11 de Septiembre 100	Oficinas técnicas y comerciales	Propia
Huasco	Craig 343	Oficinas comerciales	Arrendada
Illapel	I. Silva 301	Oficinas comerciales	Propia

	Ubicación	Segmento del negocio al que corresponde	Relación contractual
Illapel	I. Silva 351	Oficinas comerciales	Propia
Illapel	I. Silva 349	Oficinas comerciales	Propia
Illapel	Carrera 117	Oficinas	Propia
La Higuera	Camino Gabriela Mistral 96	Oficina	Propia
La Ligua	Covadonga 295	Oficina	Propia
La Ligua	Teniente Merino 695	Oficinas Técnicas	Propia
La Pintana	Baldomero Lillo 1935	Oficinas técnicas y comerciales	Propia
La Serena	Balmaceda 2195, Loc 101-102	Oficinas comerciales	Arrendada
Las Cabras	San Martin 898, Local 5 y 6	Oficinas comerciales	Arrendada
Las Cabras	Av. Carlos Fresno 1120	Oficinas técnicas	Arrendada
Las Condes	Calle Cerro El Plomo 5270 P11 A	Oficinas Administrativas	Arrendada
Las Condes	Av. Presidente Riesco 5561, Of 1503-1504-P14-P17	Oficinas Administrativas	Arrendada
Las Condes	Av. Cerro el plomo 5270 of 1004A torre A	Oficinas Administrativas	Arrendada
Linares	Manuel Rodríguez 669	Oficinas técnicas y comerciales	Propia
Los Ángeles	José Manso de Velasco 399	Oficinas técnicas y comerciales	Propia
Los Vilos	Elicura 136	Oficina Comercial y Técnica	Propia
Mejillones	San Martin 559	Oficinas comerciales	Propia
Molina	Luis Cruz Martínez 1563 Local 7	Oficinas comerciales	Arrendada
Navidad	Juan Montes 87	Oficinas técnicas y comerciales	Propia
Ovalle	Maestranza 37	Oficinas Administrativas y comerciales	Propia
Pelluhue	Sargento Aldea 325	Oficinas técnicas y comerciales	Propia
Pichilemu	José Aguirre 62 (N 240) - N° 232)	Oficinas técnicas y comerciales	Propia
Pozo Almonte	Comercio 541	Oficinas comerciales	Propia
Pucón	General Urrutia 615, Local 103	Oficinas comerciales	Arrendada
Pucón	Arauco 660	Oficina Adm., Comercial y Técnica	Arrendada
Puente Alto	Juan Rojas Maldonado 105	Oficinas técnicas y comerciales	Propia
Quirihue	Carrera N° 464	Oficinas técnicas y comerciales	Propia
Rancagua	Alameda Bdo. O`Higgins 0265	Oficina Comercial, Técnica y Subestación Rancagua	Propia
Rengo	Urriola 102	Oficinas Administrativas y Comerciales	Arrendada
Salamanca	O´Higgins 381	Oficinas comerciales	Propia
San Bernardo	América 663	Oficinas técnicas y comerciales	Propia
San Bernardo	Las Acacias 2655	Oficinas	Arrendada
San Carlos	El Roble N° 556	Oficinas comerciales	Propia
San Carlos	El Roble 584	Oficinas comerciales	Propia
San Clemente	Huamachuco N° 721	Oficinas técnicas y comerciales	Propia

	Ubicación	Segmento del negocio al que corresponde	Relación contractual
San Fernando	Bernardo O'Higgins 419	Oficinas Administrativas y Comerciales	Arrendada
San Javier de Loncomilla	Sargento Aldea 2510	Oficinas comerciales	Propia
San José de Maipo	Comercio 20041	Oficinas comerciales	Arrendada
San Pedro de la Paz	Camino A Coronel 5580	Oficinas técnicas	Arrendada
San Vicente de Tagua Tagua	Av Bernardo Ohiggins S/N	Oficinas técnicas y comerciales	Propia
San Vicente de Tagua Tagua	German Riesco 1309	Oficinas técnicas y comerciales	Propia
Santa Cruz	21 de Mayo 566	Oficinas técnicas	Arrendada
Santa Cruz	Claudio Cancino N°97	Oficinas comerciales	Arrendada
Santiago	Compañía 1357 Of 702	Oficinas Administrativas	Propia
Santiago	Huérfanos 1376 Of. 801	Oficina	Propia
Talagante	Balmaceda 1153	Oficinas técnicas y comerciales	Propia
Talca	2 Norte 798 (1 Oriente 1281)	Oficinas Administrativas y comercial	Arrendada
Talcahuano	Colón 876	Oficinas técnicas	Propia
Talcahuano	Colón 824	Oficinas técnicas	Propia
Talcahuano	Colón 540, Local 3	Oficinas comerciales	Arrendada
Talcahuano	Almirante Latorre 725 Lt 2 A	Oficina	Propio
Taltal	Avda. Francisco Bilbao 646	Oficinas técnicas y comerciales	Propia
Temuco	Manuel Montt 669	Oficinas técnicas y comerciales	Propia
Tocopilla	San Martin 1312	Oficinas técnicas y comerciales	Propia
Tocopilla	21 de Mayo 1198	Oficinas técnicas y comerciales	Propia
Tomé	Nogueira 955	Oficinas técnicas y comerciales	Propia
Vallenar	Marañón N°831, Lote 3	Oficinas comerciales	Propia
Vallenar	Marañón N°805, Lote 2	Oficinas técnicas	Propia
Vallenar	Marañon 875	Oficinas Técnicas	Propia
Vicuña	Chacabuco 549	Oficinas comerciales	Propia
Villarrica	Pedro de Valdivia 952 (940)	Oficinas técnicas y comerciales	Propia
Villarrica	Av. Juan Antonio Rios N°350	Oficinas Técnicas	Propia
Viña del Mar	Los Plátanos 2775	Oficina	Propia
Viña del Mar	Limache 3637	Oficinas Administrativas y Técnica	Arrendada
Viña del Mar	Tres Oriente 1331	Oficinas comerciales	Arrendada

Emisiones de GEI y planificación de los recursos energéticos

SASB IF-EU-110a.3

La estrategia de la Compañía para la gestión de gases de efecto invernadero (GEI) de Alcance 1 se estructura en un plan progresivo de corto y largo plazo. Este se orienta a abordar los nuevos desafíos normativos, como el Cambio climático y la Eficiencia energética, para asegurar una medición robusta, consistente y útil para la gestión.

En el corto plazo, la Compañía iniciará una fase de preparación y estructuración del proceso de huella de carbono, que considera la revisión de antecedentes históricos y la identificación de brechas de consistencia en la información disponible. Esta etapa se desarrollará con apoyo de una consultora externa e incluye la definición de responsables internos, la identificación y delimitación de fuentes de emisión de Alcance 1, la definición del alcance organizacional (sociedades y operaciones) y la selección de criterios metodológicos para una medición confiable y trazable.

En el largo plazo, CGE proyecta implementar y consolidar la medición de GEI de Alcance 1 como parte de su sistema de gestión ambiental, lo que permitirá contar con un inventario auditable y replicable en el tiempo. Esto habilitará el seguimiento de emisiones, la definición de metas y la identificación de oportunidades de reducción asociadas a la eficiencia operacional, gestión de activos y mejora continua, integrando la variable climática en la planificación y toma de decisiones del negocio.

La estrategia de la Compañía se orienta a una gestión preventiva y progresiva frente a la evolución del marco regulatorio asociado a las emisiones de GEI. En este sentido, se ha definido avanzar en el fortalecimiento de las capacidades internas y en la preparación de información técnica para responder oportunamente a exigencias regulatorias, en línea con la Ley N°21.455 Marco de Cambio Climático, la Ley N°21.305 de Eficiencia Energética y el Plan de Descarbonización de la Matriz Energética, para alcanzar la carbono neutralidad al 2050.

Este enfoque busca reducir riesgos asociados a brechas de información, trazabilidad y gobernanza de datos. A su vez, busca habilitar oportunidades para una mejor integración de la variable climática en la gestión ambiental y en la toma de decisiones, alineándose gradualmente con las mejores prácticas y estándares de gestión reconocidos

CGE no informa objetivos de reducción de emisiones.



Gestión del agua

SASB IF-EU-140a.1, IF-EU-140a.2, IF-EU-140a.3



La gestión del agua en la Compañía se aborda desde un enfoque preventivo y gradual, orientado a la mitigación de riesgos operativos y al cumplimiento normativo. Actualmente, la Compañía no cuenta con información detallada ni mide el volumen total de agua extraída, consumida o descargada en sus operaciones, así como tampoco el porcentaje de estos volúmenes en regiones con estrés hídrico basal alto o extremadamente alto. Respecto al cumplimiento legal, durante el periodo reportado se registraron 0 incidentes de no conformidad relacionados con permisos, estándares y regulaciones de calidad de la cantidad de agua.

Este ámbito de gestión presenta riesgos asociados principalmente a la disponibilidad hídrica, al consumo operativo y al manejo de efluentes, los cuales pueden incidir en la continuidad de las actividades. En términos de disponibilidad, la operación puede verse afectada de manera indirecta por escenarios de estrés hídrico, sequía prolongada o restricciones de uso, especialmente en zonas críticas del país, impactando el mantenimiento y la habilitación de instalaciones. Asimismo, los riesgos de consumo se vinculan con la eficiencia en el uso del recurso en faenas y oficinas, lo que podría derivar en mayores costos o mayor exposición ante exigencias regulatorias.

Para mitigar estos riesgos, la Compañía prioriza la eficiencia operativa y la aplicación de buenas prácticas en función de la criticidad de los activos. En instalaciones y oficinas, se aplican criterios de eficiencia hídrica en procesos de renovación o nuevas habilitaciones, incorporando especies vegetales de bajo requerimiento hídrico, sistemas de riego por goteo y grifería temporizada. A mediano y largo plazo, se proyecta consolidar estos criterios como estándares de referencia para que todo nuevo desarrollo optimice el uso de recursos y fortalezca la resiliencia operativa frente a los escenarios derivados del Cambio climático.

Hechos relevantes

NCG 519: 10

Reparto de Dividendos

Con fecha 28 de marzo de 2025, se informa a la Comisión para el Mercado Financiero (CMF) lo siguiente:
Conforme a lo dispuesto en la Circular N°660 de 22 de octubre de 1986 de la CMF, se informa que el Directorio de Compañía General de Electricidad S.A. acordó, en sesión realizada en esta misma fecha, proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas fijada para el 23 de abril de 2025, el reparto del dividendo definitivo N°15 de $13,10 por acción. Este se pagará el 8 de mayo de 2025 con cargo a las utilidades del ejercicio 2024.

Una vez aprobada por la junta, el pago del referido dividendo definitivo otorgará derecho a los accionistas que figuren inscritos en el Registro de Accionistas a la medianoche del 2 de mayo de 2025.

Cambio en la composición del Directorio

Con fecha 25 de abril de 2025, en cumplimiento de lo dispuesto en los artículos 9 y 10, inciso segundo, de la Ley N°18.045 y lo previsto en la Norma de Carácter General N°30 de la Comisión para el Mercado Financiero (CMF), se comunica en carácter de hecho esencial lo siguiente:
Con fecha 24 de abril de 2025, en Sesión Ordinaria de Directorio de Compañía General de Electricidad S.A., se dio cuenta de la renuncia al cargo de directora de doña Yu Bing. En la misma sesión, el Directorio acordó designar como director reemplazante a don SHANG Jingfu, quien asumió de inmediato sus funciones. Dichas funciones las ejercerá hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, a convocarse en abril de 2026. Posteriormente, el director señor Liu Chengzu presentó su renuncia al cargo de director de la Sociedad, la cual se hizo efectiva en forma inmediata. Ante esto, la presidencia del Directorio propuso como directora reemplazante a doña ZHANG Ran, proposición que fue aceptada por el Directorio en forma unánime, quedando pendiente la aceptación del cargo por parte de la interesada.

Cambio en la composición del Directorio

Con fecha 29 de mayo de 2025, en cumplimiento de lo dispuesto en los artículos 9 y 10, inciso segundo, de la Ley N°18.045 y lo previsto en la Norma de Carácter General N°30 de la Comisión para el Mercado Financiero (CMF), se comunica en carácter de hecho esencial lo siguiente:
Con fecha 29 de mayo de 2025, en Sesión Ordinaria de Directorio de Compañía General de Electricidad S.A., asumió como directora reemplazante doña ZHANG Ran, en vacante del exdirector señor Liu Chengzu. Al respecto, cabe señalar que, en sesión ordinaria de directorio de la Sociedad celebrada en abril de 2025, tras la renuncia del señor Liu Chengzu, el Directorio había acordado de forma unánime designar a la señora ZHANG Ran como directora reemplazante, quedando en dicha oportunidad pendiente la aceptación del cargo, la cual se ha materializado en la sesión de hoy.

Comentarios de accionistas

NCG 519: 11

Los accionistas no emitieron comentarios.

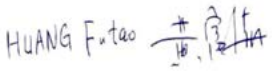


Declaración de responsabilidad

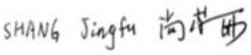
La presente Memoria es suscrita por los directores de la sociedad quienes, junto con el Gerente General, se declaran responsables por la total veracidad de la información contenida en ella.



DAI Yan
Presidente
Rut: 27.711.492-5



HUANG Futao
Director
PE2119103



SHANG Jingfu
Director
PE 2207563



ZHANG Ran
Directora
PE 3295698



Nicolás Eyzaguirre Guzmán
Director
RUT: 5.894.609-5



Iván Quezada Escobar
Gerente General
RUT: 10.051.615-2

Tabla de Indicadores
Norma de Carácter General 461/519

Clasificación	NCG	Código	Descripción	Página
2.3 Propiedad	461	1	Índice de contenidos	Página 2
2.3 Propiedad	461	2.1	Misión, Visión y Propósito de la entidad	Página 18
2.3 Propiedad	461	2.2.	Información Histórica	Página 11
2.3 Propiedad	461	2.3.1	Situación de control	Página 43
2.3 Propiedad	461	2.3.2	Cambios importantes en la propiedad o control	Página 43
2.3 Propiedad	461	2.3.3	Identificación de socios o accionistas mayoritarios	Página 43
2.3 Propiedad	461	2.3.4.i	Descripción de serie de acciones	Página 43
2.3 Propiedad	461	2.3.4.ii	Política de dividendos	Página 46
2.3 Propiedad	461	2.3.4.iii.a	Dividendos	Página 46
2.3 Propiedad	461	2.3.4.iii.b	Transacciones en bolsas	Página 46
2.3 Propiedad	461	2.3.4.iii.c	Número de accionistas	Página 43
2.3 Propiedad	461	2.3.5	Otros Valores	Página 48
3.1 Marco de gobernanza	461	3.1	Organigrama	Página 30
3.1 Marco de gobernanza	461	3.1.i	Buen funcionamiento gobierno corporativo	Página 24
3.1 Marco de gobernanza	461	3.1.ii	Enfoque de sostenibilidad estratégico	Página 26
3.1 Marco de gobernanza	461	3.1.iii	Detección y prevención de conflictos de interés y otras prácticas	Página 28
3.1 Marco de gobernanza	461	3.1.iv	Identificación y relación con grupos de interés	Página 73
3.1 Marco de gobernanza	461	3.1.v	Promoción e innovación de I+D	Página 27
3.1 Marco de gobernanza	461	3.1.vi	Detección y reducción de barreras de diversidad e inclusión	Página 27
3.1 Marco de gobernanza	461	3.1.vii	Preservación de la diversidad a lo largo de la organización	Página 27
3.2 Directorio	461	3.2.i	Identificación de directorio	Página 31
3.2 Directorio	461	3.2.ii	Remuneración del directorio	Página 36
3.2 Directorio	461	3.2.iii	Política de contratación de asesorías	Página 34
3.2 Directorio	461	3.2.iv	Matriz de habilidades	Página 35
3.2 Directorio	461	3.2.v	Inducción	Página 35
3.2 Directorio	461	3.2.vi	Reunión con unidades clave	Página 33
3.2 Directorio	461	3.2.vii	Información sobre asuntos ambientales y sociales	Página 39
3.2 Directorio	461	3.2.viii	Visitas a terreno	Página 33
3.2 Directorio	461	3.2.ix	Evaluación de desempeño	Página 35
3.2 Directorio	461	3.2.ix.a	Áreas de perfeccionamiento	Página 35
3.2 Directorio	461	3.2.ix.b	Barreras de diversidad	Página 32
3.2 Directorio	461	3.2.ix.c	Asesorías independientes para definir mejoras o áreas de perfeccionamiento ***	Página 35

Clasificación	NCG	Código	Descripción	Página
3.2 Directorio	461	3.2.x	Número de reuniones	Página 33
3.2 Directorio	461	3.2.xi	Situaciones de crisis	Página 33
3.2 Directorio	461	3.2.xii	Acceso a información remoto	Página 33
3.2 Directorio	461	3.2.xii.a	Actas de las sesiones	Página 33
3.2 Directorio	461	3.2.xii.b	Minutas de las sesiones	Página 33
3.2 Directorio	461	3.2.xii.c	Canal de denuncias	Página 39
3.2 Directorio	461	3.2.xii.d	Texto definitivo de cada acta	Página 33
3.2 Directorio	461	3.2.xiii.a	Directores por sexo	Página 32
3.2 Directorio	461	3.2.xiii.b	Directores por nacionalidad y sexo	Página 32
3.2 Directorio	461	3.2.xiii.c	Directores, por rango de edad y sexo	Página 32
3.2 Directorio	461	3.2.xiii.d	Directores, por antigüedad y sexo	Página 32
3.2 Directorio	461	3.2.xiii.e	Directores en situación de discapacidad, por sexo	Página 32
3.2 Directorio	461	3.2.xiii.f	Brecha salarial por sexo	Página 36
3.3 Comité de directores	461	3.3.i	Descripciones de comité respectivo	Página 37
3.3 Comité de directores	461	3.3.ii	Identificación de los integrantes durante los últimos dos ejercicios	Página 37
3.3 Comité de directores	461	3.3.iii	Ingresos miembros en sus labores en comparación con el ejercicio anterior	Página 37
3.3 Comité de directores	461	3.3.iv	Identificación Principales Actividades	Página 37
3.3 Comité de directores	461	3.3.v	Políticas para la contratación de asesorías y gastos en que haya incurrido el comité	Página 37
3.3 Comité de directores	461	3.3.vi	En caso de 50 bis o de comité riesgos, periodicidad con se reúne con gestión de riesgos, auditoría interna y Responsabilidad social y auditora externa EEFF	Página 37
3.3 Comité de directores	461	3.3.vii	Periodicidad en la cual el Comité reporta al Directorio	Página 37
3.4 Ejecutivos principales	461	3.4.i	Identificación de ejecutivos principales	Página 41
3.4 Ejecutivos principales	461	3.4.ii	Remuneraciones	Página 42
3.4 Ejecutivos principales	461	3.4.iii	Planes de compensación	Página 42
3.4 Ejecutivos principales	461	3.4 iv	Participación en la propiedad	Página 42
3.5 Adherencia a códigos nacionales o internacionales	461	3.5	Adherencia a códigos nacionales o internacionales	Página 24
3.6 Gestión de riesgos	461	3.6.i	Directrices de gestión de riesgos	Página 58
3.6 Gestión de riesgos	461	3.6.ii	Los riesgos y oportunidades que pudieran afectar al desempeño del negocio y su condición financiera	Página 63
3.6 Gestión de riesgos	461	3.6.ii.a	Riesgos y oportunidades de la actividad (físicos y de transición), en particular respecto al cambio climático. (TCFD)	Página 64
3.6 Gestión de riesgos	461	3.6.ii.b	Seguridad de información	Página 66
3.6 Gestión de riesgos	461	3.6.ii.c	Libre competencia	Página 64
3.6 Gestión de riesgos	461	3.6.ii.d	Salud y seguridad	Página 65
3.6 Gestión de riesgos	461	3.6.ii.e	Otros riesgos medioambientales o sociales	Página 66
3.6 Gestión de riesgos	461	3.6.iii	Detección de riesgos	Página 60
3.6 Gestión de riesgos	461	3.6.iv	Rol del directorio en monitoreo de riesgos	Página 56

Clasificación	NCG	Código	Descripción	Página
3.6 Gestión de riesgos	461	3.6.v	Unidad de gestión de riesgos	Página 56
3.6 Gestión de riesgos	461	3.6.vi	Unidad de auditoría interna	Página 56
3.6 Gestión de riesgos	461	3.6.vii	Código de ética	Página 24
3.6 Gestión de riesgos	461	3.6.viii	Información y capacitación sobre la gestión de riesgos	Página 70
3.6 Gestión de riesgos	461	3.6.ix	Canal de denuncias	Página 39
3.6 Gestión de riesgos	461	3.6.x	Plan de sucesión	Página 42
3.6 Gestión de riesgos	461	3.6.xi	Revisión de estructuras salariales	Página 42
3.6 Gestión de riesgos	461	3.6.xii	Revisión de políticas de compensación	Página 42
3.6 Gestión de riesgos	461	3.6.xiii	Modelo de prevención del delito (Ley. 20.393)	Página 71
3.7 Relación con los grupos de interés y el público en general	461	3.7.i	Relaciones con los grupos de interés	Página 72
3.7 Relación con los grupos de interés y el público en general	461	3.7.ii	Procedimiento de mejoramiento en la elaboración y difusión de la información	Página 72
3.7 Relación con los grupos de interés y el público en general	461	3.7.iii	Procedimiento para informar a la junta de accionistas sobre las capacidades y características de los directores a elección	Página 34
3.7 Relación con los grupos de interés y el público en general	461	3.7.iv	Participación remota de accionistas	Página 34
4.1 Horizontes de tiempo	461	4.1	Horizontes de tiempo	Página 55
4.2 Objetivos estratégicos	519	4.2	Objetivos estratégicos	Página 54
4.3 Planes de inversión	461	4.3	Planes de inversión	Página 55
5.1 Dotación de personal	461	5.1.1	Número de personas por sexo	Página 94
5.1 Dotación de personal	461	5.1.2	Número de personas por nacionalidad	Página 94
5.1 Dotación de personal	461	5.1.3	Número de personas por rango de edad	Página 95
5.1 Dotación de personal	461	5.1.4	Antigüedad laboral	Página 96
5.1 Dotación de personal	461	5.1.5	Número de personas con discapacidad	Página 100
5.2 Formalidad laboral	461	5.2	Formalidad laboral	Página 97
5.3 Adaptabilidad laboral	519	5.3	Adaptabilidad laboral	Página 97
5.4 Equidad salarial por sexo	461	5.4.1	Política de equidad	Página 98
5.4 Equidad salarial por sexo	461	5.4.2	Brecha salarial	Página 98
5.5 Acoso laboral, sexual y violencia en el trabajo	519	5.5	Acoso laboral, sexual y violencia en el trabajo	Página 99
5.6 Seguridad laboral	461	5.6	Seguridad laboral	Página 111
5.7 Permiso postnatal	519	5.7	Permiso postnatal	Página 100
5.8 Capacitación y beneficios	461	5.8	Beneficios por vínculo laboral	Página 108
5.8 Capacitación y beneficios	519	5.8.i	Monto de recursos monetarios para capacitación	Página 104
5.8 Capacitación y beneficios	519	5.8.ii	Número de personal capacitado y el porcentaje que ese número representa de la dotación total	Página 104
5.8 Capacitación y beneficios	461	5.8.iii	Promedio anual de horas de capacitación	Página 104
5.8 Capacitación y beneficios	461	5.8.iv	Temas de las capacitaciones	Página 104
5.9 Política de subcontratación	461	5.9	Política de subcontratación	Página110
6.1 Sector industrial	461	6.1.i	Naturaleza de productos y/o servicios de la entidad	Página 77

Clasificación	NCG	Código	Descripción	Página
6.1 Sector industrial	461	6.1.ii	Competencia	Página 78
6.1 Sector industrial	461	6.1.iii	Marco legal	Página 79
6.1 Sector industrial	461	6.1.iv	Entidades reguladoras	Página 79
6.1 Sector industrial	461	6.1.v	Grupos de interés	Página 73
6.1 Sector industrial	461	6.1.vi	Afiliación a gremios	Página 75
6.2 Negocios	461	6.2.i	Principales bienes y servicios	Página 81
6.2 Negocios	461	6.2.ii	Canales de venta y metas de distribución	Página 81
6.2 Negocios	461	6.2.iii	Proveedores que representan el 10% del total de compras	Página 89
6.2 Negocios	461	6.2.iv	Clientes que representen el 10% del ingreso	Página 81
6.2 Negocios	461	6.2.v	Marcas utilizadas	Página 88
6.2 Negocios	461	6.2.vi	Patentes de propiedad	Página 88
6.2 Negocios	461	6.2.vii	Licencias, franquicias, royalties y/o concesiones de propiedad	Página 84
6.2 Negocios	461	6.2.viii	Otros factores relevantes al negocio	Página 78
6.3 Grupos de interés	461	6.3	Grupos de interés	Página 73
6.4 Propiedades e instalaciones	461	6.4.i	Características de las principales propiedades	Página 88
6.4 Propiedades e instalaciones	461	6.4.ii	Descripción de áreas de concesión y/o terrenos que posee, y el volumen de los recursos.	Página 88
6.4 Propiedades e instalaciones	461	6.4.iii	Tipo de contrato de las propiedades	Página 88
6.5 Subsidiarias, asociadas e inversiones en otras sociedades	461	6.5.1.i	Individualización, domicilio y naturaleza jurídica.	Página 49
6.5 Subsidiarias, asociadas e inversiones en otras sociedades	461	6.5.1.ii	Capital suscrito y pagado	Página 49
6.5 Subsidiarias, asociadas e inversiones en otras sociedades	461	6.5.1.iii	Objeto social e indicación clara de la o las actividades que desarrolla.	Página 49
6.5 Subsidiarias, asociadas e inversiones en otras sociedades	461	6.5.1.iv	Nombre directores/administradores	Página 49
6.5 Subsidiarias, asociadas e inversiones en otras sociedades	461	6.5.1.v	Porcentaje de participación y variación	Página 49
6.5 Subsidiarias, asociadas e inversiones en otras sociedades	461	6.5.1.vi	Porcentaje que representa la inversión	Página 49
6.5 Subsidiarias, asociadas e inversiones en otras sociedades	461	6.5.1.vii	Nombre de administradores con cargos en la casa matriz	Página 49
6.5 Subsidiarias, asociadas e inversiones en otras sociedades	461	6.5.1.viii	Relaciones comerciales	Página 49
6.5 Subsidiarias, asociadas e inversiones en otras sociedades	461	6.5.1.ix	Actos y contratos	Página 49
6.5 Subsidiarias, asociadas e inversiones en otras sociedades	461	6.5.1.x	Cuadro de propiedad	Página 43
6.5 Subsidiarias, asociadas e inversiones en otras sociedades	461	6.5.2.i	Individualización y naturaleza jurídica de entidades que representen más del 20%	Página 49
6.5 Subsidiarias, asociadas e inversiones en otras sociedades	461	6.5.2.ii	Porcentaje de participación	Página 49
6.5 Subsidiarias, asociadas e inversiones en otras sociedades	461	6.5.2.iii	Descripción actividades	Página 49
6.5 Subsidiarias, asociadas e inversiones en otras sociedades	461	6.5.2.iv	Porcentaje que representan las inversiones	Página 49

Clasificación	NCG	Código	Descripción	Página
7.1 Pago a proveedores	461	7.1	Política de pago a proveedores	Página 89
7.1 Pago a proveedores	461	7.1.i	Número de facturas pagadas	Página 89
7.1 Pago a proveedores	461	7.1.ii	Monto total	Página 89
7.1 Pago a proveedores	461	7.1.iii	Monto total mora	Página 89
7.1 Pago a proveedores	461	7.1.iv	Número de proveedores de las facturas pagadas	Página 89
7.1 Pago a proveedores	461	7.1.v	Acuerdos inscritos Registro de Acuerdos con Plazo Excepcional	Página 89
7.2 Evaluación de proveedores	461	7.2	Evaluación de proveedores	Página 90
8.1 Cumplimiento legal y normativo	519	8.1	En relación con clientes	Página 50
8.2 Cumplimiento legal y normativo	519	8.2.	En relación con sus trabajadores	Página 50
8.3 Cumplimiento legal y normativo	519	8.3	Medioambiental	Página 51
8.4 Cumplimiento legal y normativo	519	8.4	Libre Competencia	Página 52
8.5 Cumplimiento legal y normativo	519	8.5	Otros	Página 52
9. Sostenibilidad	519	9		
9. Sostenibilidad	519	9.1	Deberá reportar las métricas establecidas por el Sustainability Accounting Standards Board (SASB)	Página 133
9. Sostenibilidad	519	9.2	Deberá reportar si se ha llevado a cabo algún proceso de verificación por parte de un tercero ajeno a la entidad de la información y métricas relacionadas con la sostenibilidad que la entidad estuviere reportando. Al referirse a esta materia deberá señalar expresamente el conjunto de información que fue sometida a esa verificación independiente y el estándar que se hubiere utilizado para esos efectos.	Los indicadores financieros no fueron verificados por una entidad tercera.
10. Hechos relevantes o esenciales	461	10	Hechos relevantes o esenciales	Página 125
11. Comentarios de accionistas	461	11	Comentarios de accionistas o Comité de Directores	Página 126
12. Estados financieros	461	12	Estados Financieros	Página 136

Tabla de indicadores SASB

Clasificación	Código	Descripción	Página
Emisiones de GEI y planificación de los recursos energéticos	IF-EU-110a.1	(1) Emisiones mundiales brutas de alcance 1	La empresa no realizó mediciones de GEI
Emisiones de GEI y planificación de los recursos energéticos	IF-EU-110a.1	(2) Porcentaje de las emisiones brutas de alcance 1 cubierto por las regulaciones de limitación de emisiones	La empresa no realizó mediciones de GEI
Emisiones de GEI y planificación de los recursos energéticos	IF-EU-110a.1	(3) Porcentaje de las emisiones brutas de alcance 1 cubierto por las regulaciones de notificación de emisiones	La empresa no realizó mediciones de GEI
Emisiones de GEI y planificación de los recursos energéticos	IF-EU-110a.2	Emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) asociadas a los suministros de energía	La empresa no realizó mediciones de GEI
Emisiones de GEI y planificación de los recursos energéticos	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	Página 123
Emisiones de GEI y planificación de los recursos energéticos	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)	N/A
Emisiones de GEI y planificación de los recursos energéticos	IF-EU-110a.4	2) porcentaje de cumplimiento del objetivo de las RPS, por cada mercado	N/A
Calidad del aire	IF-EU-120a.1	Emisiones a la atmósfera de los siguientes contaminantes: 1) NOx (excepto el N2O), 2) SOx, 3) material particulado (PM10), 4) plomo (Pb) y 5) mercurio (Hg);	La empresa no realizó mediciones de calidad del aire
Calidad del aire	IF-EU-120a.1	el porcentaje de cada uno de ellos en o cerca de zonas densamente pobladas	La empresa no realizó mediciones de calidad del aire
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	Página 124
Gestión del agua	IF-EU-140a.2	Número de incidentes de no conformidad relacionados con permisos, estándares y reglamentos de cantidad o calidad del agua	Página 124
Gestión del agua	IF-EU-140a.3	Descripción de los riesgos de la gestión del agua y análisis de las estrategias y las prácticas para mitigarlos	Página 124
Gestión de las cenizas de carbón	IF-EU-150a.1	Cantidad de residuos generados por la combustión del carbón (RCC)	N/A

Clasificación	Código	Descripción	Página
Gestión de las cenizas de carbón	IF-EU-150a.1	Porcentaje reciclado	N/A
Gestión de las cenizas de carbón	IF-EU-150a.2	Número total de embalses de residuos generados por la combustión del carbón (RCC), desglosado por clasificación del potencial de riesgos y por la evaluación de la integridad estructural	N/A
Gestión de las cenizas de carbón	IF-EU-150a.3	Descripción de las políticas y procedimientos de gestión de productos de combustión de carbón (CCP) para operaciones activas e inactivas.	N/A
Asequibilidad de la energía	IF-EU-240a.1	Tarifa eléctrica promedio al por menor para clientes (1) residenciales, (2) comerciales y (3) industriales	Página 81
Asequibilidad de la energía	IF-EU-240a.2	Factura típica de electricidad mensual de los clientes residenciales por (1) 500 kWh y (2) 1000 kWh de electricidad suministrada cada mes	Página 81
Asequibilidad de la energía	IF-EU-240a.3	Número de cortes de suministro eléctrico de los clientes residenciales por falta de pago	Página 83
Asequibilidad de la energía	IF-EU-240a.3	Porcentaje reconectado antes de 30 días	Página 83
Asequibilidad de la energía	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	Página 80
Salud y seguridad de la fuerza laboral	IF-EU-320a.1	(1) Tasa total de incidentes registrables (TRIR)	Página 112
Salud y seguridad de la fuerza laboral	IF-EU-320a.1	(2) Tasa de mortalidad	Página 112
Salud y seguridad de la fuerza laboral	IF-EU-320a.1	(3) Tasa de frecuencia de cuasi accidentes (NMFR)	Página 112
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 perdida de ingresos (LRAM)	N/A
Eficiencia del uso final y demanda	IF-EU-420a.2	Porcentaje de carga eléctrica suministrada con tecnología de red eléctrica inteligente	N/A
Eficiencia del uso final y demanda	IF-EU-420a.3	Ahorro de electricidad por parte de los clientes, gracias a las medidas de eficiencia, por cada mercado	N/A
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)	N/A

Clasificación	Código	Descripción	Página
Seguridad nuclear y gestión de las emergencias	IF-EU-540a.2	Descripción de las iniciativas para gestionar la seguridad nuclear y la preparación ante situaciones de emergencia	N/A
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	Página 85
Resistencia de la red eléctrica	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	Página 85
Parámetros de actividad	IF-EU-000.A	Número de: clientes (1) residenciales, (2) comerciales e (3) industriales atendidos	Página 81
Parámetros de actividad	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	Página 81
Parámetros de actividad	IF-EU-000.C	Longitud de las líneas de transmisión y distribución	Página 84
Parámetros de actividad	IF-EU-000.D	Total de electricidad generada, porcentaje por principal fuente de energía, porcentaje en los mercados regulados	N/A
Parámetros de actividad	IF-EU-000.E	Total de electricidad comprada al por mayor	Página 83



ESTADOS FINANCIEROS

Estados Financieros Consolidados

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A.
Y SUBSIDIARIAS

Santiago, Chile
31 de diciembre de 2025 y 2024

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A.
Y SUBSIDIARIAS

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

(Expresados en miles de pesos chilenos)
Correspondientes a los ejercicios terminados al
31 de diciembre de 2025 y 2024

EY Chile
Gertrudis Echeñique 152,
Piso 9, Las Condes, Santiago

Tel: +56 (2) 2676 1000
www.eychile.cl

Shape the future
with confidence

Informe del Auditor Independiente

Señores
Accionistas y Directores
Compañía General de Electricidad S.A.

Opinión

Hemos auditado los estados financieros consolidados de Compañía General de Electricidad 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.

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.

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 Compañía General de Electricidad 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 4 de marzo de 2025.

Luis Martínez M.
EY Audit Ltda.

Santiago, 3 de marzo de 2026

CONTENIDO

I. ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS.

ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO.
Activos.
Patrimonio y pasivos.
ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS POR FUNCIÓN.
ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS INTEGRAL.
ESTADO CONSOLIDADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO.
ESTADO CONSOLIDADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO.

II. NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS.

M$	Miles de pesos chilenos.
CL $	Pesos chilenos.
US $	Dólares estadounidenses.
EUR $	Euros.
CNH $	Yuanes chinos.

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A.
Y SUBSIDIARIAS

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

(Expresados en miles de pesos chilenos)

Correspondientes a los ejercicios terminados al
31 de diciembre de 2025 y 2024

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO
Al 31 de diciembre de 2025 y 2024.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M$))

ACTIVOS	Nota	31-12-2025 M$	31-12-2024 M$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo.	6	28.288.013	58.863.189
Otros activos financieros.	7		755.548
Otros activos no financieros.	12	3.079.196	2.103.633
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	8	812.364.214	603.795.333
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	9	1.867.591	27.932.279
Inventarios.	10	4.452.597	4.311.061
Activos por impuestos.	11	1.034.244	481.537
Total activos corrientes		**851.085.855**	**698.242.580**
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros.	7	2.706.041	13.799.904
Otros activos no financieros.	12	8.280	8.280
Cuentas por cobrar.	8	681.214.603	879.974.686
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	14	617.500.991	621.120.119
Plusvalía.	15	161.446.233	161.446.233
Propiedades, planta y equipo.	17	1.724.853.142	1.589.645.164
Propiedad de inversión.	16	10.854.348	9.068.051
Activos por derecho de uso.	25	28.309.893	25.016.231
Activos por impuestos diferidos.	19	39.334.666	34.309.629
Total activos no corrientes		**3.266.228.197**	**3.334.388.297**
TOTAL ACTIVOS		**4.117.314.052**	**4.032.630.877**

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO
Al 31 de diciembre de 2025 y 2024.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M$))

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31-12-2025 K$	31-12-2024 K$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros.	20	417.410.666	342.632.055
Pasivos por arrendamientos.	25	6.395.674	4.680.453
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	21	633.060.459	516.879.700
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	9	75.008.242	189.417.400
Otras provisiones.	22	49.979.342	34.385.507
Otros pasivos no financieros.	24	19.323.078	28.679.035
Total pasivos corrientes		**1.201.177.461**	**1.116.674.150**
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros.	20	800.219.162	833.705.200
Pasivos por arrendamientos.	25	6.707.935	3.685.816
Cuentas por pagar.	21	219.508.836	512.836.538
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	9	328.320.729	16.897.252
Pasivo por impuestos diferidos.	19	28.593.670	25.584.323
Provisiones por beneficios a los empleados.	23	26.828.878	26.085.339
Total pasivos no corrientes		**1.410.179.210**	**1.418.794.468**
TOTAL PASIVOS		**2.611.356.671**	**2.535.468.618**
PATRIMONIO			
Capital emitido.	26	1.232.423.425	1.232.423.425
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	26	342.940.327	334.691.725
Otras reservas.	26	(108.847.247)	(106.858.636)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.		**1.466.516.505**	**1.460.256.514**
Participaciones no controladoras.	26	39.440.876	36.905.745
Total patrimonio		**1.505.957.381**	**1.497.162.259**
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		**4.117.314.052**	**4.032.630.877**

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS POR FUNCIÓN
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2025 y 2024.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M$))

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCIÓN	del al Nota	01-01-2025 31-12-2025 K$	01-01-2024 31-12-2024 K$
Ingresos de actividades ordinarias.	27	2.340.591.599	2.666.444.095
Costo de ventas.	28	(2.083.913.245)	(2.332.769.218)
Ganancia bruta.		**256.678.354**	**333.674.877**
Otros ingresos, por función.	27	13.883.395	13.170.426
Gasto de administración.	28	(133.143.142)	(130.011.540)
Pérdidas por deterioro de valor (ganancias por deterioro de valor y reversión de pérdidas por deterioro de valor) determinadas de acuerdo con la NIIF 9.	28	(52.439.755)	(44.408.099)
Otras ganancias (pérdidas).	28	(7.148.471)	(6.992.231)
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.		**77.830.381**	**165.433.433**
Ingresos financieros.	29	45.438.724	46.356.597
Costos financieros.	29	(81.892.381)	(74.920.898)
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera.	29	190.220	3.126.113
Resultados por unidades de reajuste.	29	(24.570.068)	(30.004.625)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto.		**16.996.876**	**109.990.620**
Beneficio (gasto) por impuestos a las ganancias.	30	139.780	(18.676.592)
Ganancia (pérdida)		**17.136.656**	**91.314.028**
Ganancia (pérdida) atribuible a			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.		**11.999.920**	**87.697.692**
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras.	26	5.136.736	3.616.336
Ganancia (pérdida)		**17.136.656**	**91.314.028**
Ganancias por acción.			
Ganancia por acción básica y diluida ($ por acción)			
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas.		5,94	43,42
Ganancia (pérdida) por acción básica.	31	**5,94**	**43,42**

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADO INTEGRAL
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2025 y 2024
(Expresados en miles de pesos chilenos (M$))

ESTADO DEL RESULTADO INTEGRAL	del al Nota	01-01-2025 31-12-2025 M$	01-01-2024 31-12-2024 M$
Ganancia (pérdida)		**17.136.656**	**91.314.028**
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos.			
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	26.8	160.477	(1.593.544)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos.		**160.477**	**(1.593.544)**
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos.			
Coberturas del flujo de efectivo.			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos.	26.8	(2.870.890)	3.100.593
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo.		**(2.870.890)**	**3.100.593**
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado de periodo, antes de impuestos.		**(2.870.890)**	**3.100.593**
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos.		**(2.710.413)**	**1.507.049**
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán a resultado del periodo.			
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral.	26.8	(43.330)	430.259
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo.		**(43.330)**	**430.259**
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo.			
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral.	26.8	775.140	(837.160)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo.		**775.140**	**(837.160)**
Otro resultado integral.		**(1.978.603)**	**1.100.148**
Total resultado integral.		**15.158.053**	**92.414.176**
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora.		**10.011.309**	**88.836.301**
Resultado integral atribuible a participaciones no controladas.		5.146.744	3.577.875
Total resultado integral.		**15.158.053**	**92.414.176**

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2025 y 2024
(Expresados en miles de pesos chilenos (M$))

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido	Reservas				Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio		
		Reservas de coberturas de flujo de efectivo	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Otras reservas varias	Total reservas		Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total
	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Patrimonio al comienzo del ejercicio al 1 de enero de 2025	**1.232.423.425**	**(302.803)**	**(2.770.161)**	**(103.785.672)**	**(106.858.636)**	**334.691.725**	**1.460.256.514**	**36.905.745**	**1.497.162.259**
Cambios en patrimonio									
Resultado integral									
Ganancia (pérdida).						11.999.920	**11.999.920**	5.136.736	**17.136.656**
Otro resultado integral.		(2.095.750)	107.139		**(1.988.611)**		**(1.988.611)**	10.008	**(1.978.603)**
Total resultado integral	**0**	**(2.095.750)**	**107.139**	**0**	**(1.988.611)**	**11.999.920**	**10.011.309**	**5.146.744**	**15.158.053**
Dividendos.					**0**	(3.751.318)	**(3.751.318)**	(2.611.613)	**(6.362.931)**
Total incremento (disminución) en el patrimonio	**0**	**(2.095.750)**	**107.139**	**0**	**(1.988.611)**	**8.248.602**	**6.259.991**	**2.535.131**	**8.795.122**
Patrimonio al final del ejercicio al 31 de diciembre de 2025	**1.232.423.425**	**(2.398.553)**	**(2.663.022)**	**(103.785.672)**	**(108.847.247)**	**342.940.327**	**1.466.516.505**	**39.440.876**	**1.505.957.381**

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2025 y 2024
(Expresados en miles de pesos chilenos (M$))

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido	Reservas				Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio		
		Reservas de coberturas de flujo de efectivo	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Otras reservas varias	Total reservas		Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total
	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Patrimonio al comienzo del ejercicio al 1 de enero de 2024	**1.232.423.425**	**(2.566.236)**	**(1.645.337)**	**(103.785.672)**	**(107.997.245)**	**273.312.360**	**1.397.738.540**	**36.260.151**	**1.433.998.691**
Cambios en patrimonio									
Resultado integral									
Ganancia (pérdida).						87.697.692	**87.697.692**	3.616.336	**91.314.028**
Otro resultado integral.		2.263.433	(1.124.824)		**1.138.609**		**1.138.609**	(38.461)	**1.100.148**
Total resultado integral	**0**	**2.263.433**	**(1.124.824)**	**0**	**1.138.609**	**87.697.692**	**88.836.301**	**3.577.875**	**92.414.176**
Dividendos.					**0**	(26.318.327)	**(26.318.327)**	(2.932.281)	**(29.250.608)**
Total incremento (disminución) en el patrimonio	**0**	**2.263.433**	**(1.124.824)**	**0**	**1.138.609**	**61.379.365**	**62.517.974**	**645.594**	**63.163.568**
Patrimonio al final del ejercicio al 31 de diciembre de 2024	**1.232.423.425**	**(302.803)**	**(2.770.161)**	**(103.785.672)**	**(106.858.636)**	**334.691.725**	**1.460.256.514**	**36.905.745**	**1.497.162.259**

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2025 y 2024
(Expresados en miles de pesos chilenos (M$))

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR MÉTODO DIRECTO	del al Nota	01-01-2025 31-12-2025 M$	01-01-2024 31-12-2024 M$
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.		2.957.797.200	2.479.351.557
Otros cobros por actividades de operación.	6.2	486.435	1.309.863
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.		(2.847.695.923)	(2.147.494.499)
Pagos a y por cuenta de los empleados.		(49.583.467)	(44.951.337)
Otros pagos por actividades de operación.	6.2	(4.825.059)	(2.365.480)
Otros cobros y pagos de operación			
Intereses recibidos.		2.808.678	6.560.829
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).		(411.115)	2.662.015
Otras entradas (salidas) de efectivo.		(5.224.345)	(1.931.922)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		**53.352.404**	**293.141.026**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Préstamos a entidades relacionadas.			(19.807.059)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.		635.170	995.875
Compras de propiedades, planta y equipo.		(247.929.756)	(237.152.626)
Compras de activos intangibles.		(4.457.971)	(8.845.629)
Importes procedentes de subvenciones del gobierno.		84.355	994.137
Cobros a entidades relacionadas.		27.101.027	
Intereses recibidos.		1.147.570	831.322
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		**(223.419.605)**	**(262.983.980)**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Total importes procedentes de préstamos.		**172.161.184**	**201.997.726**
- Importes procedentes de préstamos de largo plazo.	6.3	162.496.884	167.072.000
- Importes procedentes de préstamos de corto plazo.	6.3	9.664.300	34.925.726
Préstamos de entidades relacionadas.	6.3	224.221.345	
Pagos de préstamos.	6.3	(156.860.154)	(72.842.007)
Pagos de pasivos por arrendamientos.	6.3	(11.473.438)	(9.929.855)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas.	6.3	(773.627)	(55.728.564)
Dividendos pagados.		(29.009.458)	(6.483.770)
Intereses recibidos.		19.593.132	8.882.706
Intereses pagados.	6.3	(78.205.482)	(60.830.085)
Otras entradas (salidas) de efectivo.		(636.467)	161.015
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		**139.017.035**	**5.227.166**
Incremento (disminución) neto en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios		**(31.050.166)**	**35.384.212**
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.		474.990	58.038
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		**(30.575.176)**	**35.442.250**
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo o ejercicio.		58.863.189	23.420.939
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo o ejercicio	6	**28.288.013**	**58.863.189**

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ÍNDICE A LAS NOTAS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
Correspondientes al 31 de diciembre de 2025 y 2024

1.-	INFORMACIÓN GENERAL.	12
2.-	DESCRIPCIÓN DE LOS SECTORES DONDE PARTICIPA LA SOCIEDAD Y SUBSIDIARIAS.	12
2.1.-	Sector electricidad.	12
3.-	RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLÍTICAS CONTABLES.	18
3.1.-	Bases de preparación de los estados financieros consolidados.	18
3.2.-	Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas adoptadas por la Sociedad.	18
3.3.-	Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2025, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.	19
3.4.-	Bases de consolidación.	21
3.5.-	Entidades subsidiarias.	24
3.6.-	Transacciones en moneda extranjera y unidades de reajuste.	25
3.7.-	Información financiera por segmentos operativos.	26
3.8.-	Propiedades, planta y equipo.	26
3.9.-	Propiedades de inversión.	27
3.10.-	Menor valor o plusvalía comprada (Goodwill).	27
3.11.-	Activos intangibles distintos de la plusvalía.	28
3.12.-	Costos por intereses.	29
3.13.-	Deterioro de activos no financieros.	29
3.14.-	Activos no corrientes mantenidos para la venta y grupos en disposición.	30
3.15.-	Activos financieros.	30
3.16.-	Inventarios.	33
3.17.-	Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	33
3.18.-	Efectivo y equivalentes al efectivo.	33
3.19.-	Capital social.	33
3.20.-	Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	34
3.21.-	Préstamos y otros pasivos financieros.	34
3.22.-	Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.	34
3.23.-	Obligaciones por beneficios post empleo u otros similares.	35
3.24.-	Provisiones.	36
3.25.-	Subvenciones estatales.	36
3.26.-	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.	37
3.27.-	Reconocimiento de ingresos.	37
3.28.-	Arrendamientos.	38
3.29.-	Distribución de dividendos.	39
3.30.-	Costo de ventas.	39
3.31.-	Estado de flujos de efectivo.	39
4.-	ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRÍTICOS DE LA ADMINISTRACIÓN.	39
4.1.-	Estimación del deterioro de la plusvalía comprada y activos no corrientes de vida útil indefinida.	40
4.2.-	Valor razonable de derivados y de otros instrumentos financieros.	40
4.3.-	Beneficios por Indemnizaciones por cese pactadas (PIAS) y premios por antigüedad.	40
4.4.-	Reconocimiento de ingresos y costos de energía - Efectos de Precios de Contratos de Suministro y de Precios de Transmisión.	40
5.-	POLÍTICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.	44
5.1.-	Riesgo financiero.	45
6.-	EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.	55

6.1.-	Composición del rubro.	55
6.2.-	Detalles flujos de efectivo.	55
6.3.-	Conciliación de los pasivos que surgen de las actividades de financiamiento.	57
7.-	OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.	58
7.1.-	Activos y pasivos de cobertura.	58
7.2.-	Otros activos financieros.	60
7.3.-	Jerarquías del valor razonable.	60
7.4.-	Categorías de activos y pasivos financieros.	62
8.-	DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.	63
8.1.-	Composición del rubro.	63
8.2.-	Estratificación de la cartera.	66
8.3.-	Resumen de estratificación de la cartera deudores comerciales.	67
8.4.-	Cartera protestada y en cobranza judicial.	68
8.5.-	Provisión y castigos.	68
8.6.-	Número y monto de operaciones.	68
9.-	CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS.	69
9.1.-	Saldos y transacciones con entidades relacionadas.	72
9.2.-	Directorio y gerencia de la sociedad.	77
10.-	INVENTARIOS.	78
10.1.-	Información adicional de inventarios.	78
11.-	ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.	79
12.-	OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.	79
13.-	INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN.	80
13.1.-	Inversiones en subsidiarias.	80
14.-	ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTO DE LA PLUSVALÍA.	82
14.1.-	Composición y movimientos de los activos intangibles.	82
14.2.-	Activos intangibles con vida útil indefinida.	83
15.-	PLUSVALÍA.	84
16.-	PROPIEDADES DE INVERSIÓN.	85
16.1.-	Composición y movimientos de las propiedades de inversión.	85
16.2.-	Ingresos y gastos de propiedades de inversión.	85
17.-	PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.	86
17.1.-	Vidas útiles.	86
17.2.-	Detalle de los rubros.	86
17.3.-	Reconciliación de cambios en propiedades, planta y equipo.	88
17.4.-	Política de inversiones en propiedades, planta y equipo.	90
17.5.-	Costo por intereses.	90
18.-	DETERIORO DE ACTIVOS.	90
18.1.-	Prueba de deterioro de propiedad, planta y equipos, plusvalía comprada y otros activos intangibles de vida útil indefinida.	90
18.2.-	Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor.	92
19.-	IMPUESTOS DIFERIDOS.	92
19.1.-	Activos por impuestos diferidos.	92
19.2.-	Pasivos por impuestos diferidos.	93
19.3.-	Movimientos de impuesto diferido del estado de situación financiera.	93
19.4.-	Compensación de partidas.	93
20.-	OTROS PASIVOS FINANCIEROS.	94
20.1.-	Clases de otros pasivos financieros.	94

20.2.- Préstamos bancarios - desglose de monedas y vencimientos. 95
20.3.- Obligaciones con el público. (Bonos) 97
21.- CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR. 99
21.1.- Pasivos acumulados (o devengados). 99
21.2.- Información cuentas comerciales y otras cuentas por pagar con pagos al día y con plazos vencidos. 99
22.- OTRAS PROVISIONES. 100
22.1.- Provisiones - saldos. 100
22.2.- Movimiento de las provisiones. 101
23.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS. 101
23.1.- Detalle del rubro. 101
23.2.- Detalle de las obligaciones post empleo y similares. 102
23.3.- Balance de las obligaciones post empleo y similares. 102
23.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados. 102
23.5.- Hipótesis actuariales. 102
23.6.- Flujo y plazo de los compromisos. 103
24.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS. 103
24.1.- Ingresos diferidos. 104
25.- PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS. 104
25.1.- Obligaciones por arrendamientos. 104
25.2.- Activos por derecho de uso. 105
26.- PATRIMONIO NETO. 106
26.1.- Gestión de capital. 106
26.2.- Capital suscrito y pagado. 106
26.3.- Número de acciones suscritas y pagadas. 106
26.4.- Dividendos. 106
26.5.- Reservas. 107
26.6.- Participaciones no controladoras. 108
26.7.- Transacciones con participaciones no controladoras. 109
26.8.- Reconciliación del movimiento en reservas de los otros resultados integrales. 109
27.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS. 110
27.1.- Ingresos ordinarios. 110
27.2.- Otros ingresos, por función. 110
28.- COMPOSICIÓN DE RESULTADOS RELEVANTES. 110
28.1.- Gastos por naturaleza. 111
28.2.- Gastos de personal. 111
28.3.- Depreciación y amortización. 111
28.4.- Otras ganancias (pérdidas). 111
29.- RESULTADO FINANCIERO. 112
29.1.- Composición ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera. 113
29.2.- Composición unidades de reajuste. 113
30.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS. 113
30.1.- Efecto en resultados por impuestos a las ganancias. 113
30.2.- Conciliación entre el resultado por impuestos a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva. 114
30.3.- Efecto en los resultados integrales por impuestos a las ganancias. 114
31.- GANANCIAS POR ACCIÓN. 115
32.- INFORMACIÓN POR SEGMENTO. 115
32.1.- Criterios de segmentación. 115
32.2.- Cuadros patrimoniales. 116

32.3.-	Cuadros de resultados por segmentos.	118
32.4.-	Flujos de efectivo por segmento por método directo.	119
33.-	SALDOS EN MONEDA EXTRANJERA.	119
33.1.-	Resumen de saldos en moneda extranjera.	119
33.2.-	Saldos en moneda extranjera, activos.	120
33.3.-	Saldos en moneda extranjera, pasivos.	121
34.-	CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.	123
34.1.-	Juicios y otras acciones legales.	123
34.2.-	Sanciones administrativas.	146
34.3.-	Sanciones.	149
34.4.-	Restricciones.	149
35.-	GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.	153
36.-	DISTRIBUCIÓN DEL PERSONAL.	154
37.-	MEDIO AMBIENTE.	154
38.-	OTRAS MATERIAS.	165
39.-	HECHOS POSTERIORES.	165

1.- INFORMACIÓN GENERAL.

Compañía General de Electricidad S.A., Rut 76.411.321-7, es una sociedad anónima abierta, tiene su domicilio social en Avda. Presidente Riesco N° 5561 piso 17 en la comuna de Las Condes de la ciudad de Santiago, en la República de Chile. La Sociedad se encuentra inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero bajo el N° 1.141.

Al cierre de los estados financieros consolidados Compañía General de Electricidad S.A. integra en su giro las actividades de distribución de energía eléctrica y manteniendo bajo la subsidiaria Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. en menor medida la de generación de energía eléctrica.

Al 31 de diciembre de 2025 el accionista propietario del 97,145% de las acciones de Compañía General de Electricidad S.A. es State Grid Chile Electricity SpA., miembro del Grupo State Grid Corporation of China, cuya matriz final es dicha sociedad.

La emisión de estos estados financieros consolidados correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025 ha sido aprobada en Sesión de Directorio de fecha 3 de marzo de 2026, quien con dicha fecha autorizó además su publicación.

2.- DESCRIPCIÓN DE LOS SECTORES DONDE PARTICIPA LA SOCIEDAD Y SUBSIDIARIAS.

2.1.- Sector electricidad.

2.1.1.- Distribución de electricidad en Chile.

Compañía General de Electricidad S.A. participa en el negocio de distribución de energía eléctrica en Chile directamente y por medio de su subsidiaria Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. que en conjunto abastecen a 3.427.329 clientes entre la Región de Arica y Parinacota y la Región de la Araucanía, y en la Región de Magallanes y la Antártica Chilena, con ventas físicas que alcanzaron a 12.579 GWh al 31 de diciembre de 2025.

Aspectos regulatorios:

La actividad de distribución de electricidad en Chile está sujeta a la normativa contemplada en la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N° 4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción). Dicha Ley establece un marco regulatorio con criterios objetivos para la fijación de precios, de forma tal que el resultado de su aplicación sea la asignación económicamente eficiente de recursos en el sector eléctrico.

El sistema regulatorio, vigente desde 1982, aunque ha sufrido algunas modificaciones importantes en los últimos años, ha permitido un desarrollo satisfactorio del sector eléctrico. Asimismo, contribuyó a un rápido proceso de crecimiento, con altas tasas de inversión durante la última década, a la diversificación de la oferta en generación y a importantes reducciones en los costos de producción, transporte y distribución.

La Ley N° 21.194, publicada el 21 de diciembre de 2019, mediante la cual se rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica, modificó el marco normativo que regula el segmento de distribución de electricidad, estableciendo, por un lado, un mecanismo de estabilización de los niveles de precios asociados al valor agregado por concepto de costos de distribución debiendo ser incorporadas las diferencias originadas por su aplicación a las tarifas resultantes de los siguientes procesos de tarificación de los suministros a clientes regulados y por otro, la obligación para las empresas distribuidoras de constituirse como sociedades de giro exclusivo de distribución de energía eléctrica.

Por otro lado, la Ley N° 21.249, publicada el 8 de agosto de 2020, dispuso beneficios excepcionales en favor de los usuarios finales de los servicios sanitarios, de electricidad y de gas de red, estableciendo: a) la prohibición de cortar el suministro eléctrico por mora en el pago de las cuentas durante 90 días; y b) que, a solicitud de los clientes (vulnerables, tercera edad, cesantes y afectados en sus ingresos, entre otros), las deudas generadas entre el 18 de marzo de 2020 y los 90 días posteriores al 8 de agosto de 2020 se deberán prorratear en hasta 12 cuotas mensuales, sin multas, ni intereses, ni gastos asociados. Adicionalmente, mediante Leyes N° 21.301 y N° 21.340, publicadas el 5 de enero de 2021 y el 22 de mayo de 2021, respectivamente, se extendió hasta el 31 de diciembre de 2021 la vigencia de la señalada Ley N° 21.249, ampliándose el universo de clientes beneficiarios y a 48 las cuotas para la postergación de pagos.

El 11 de febrero de 2022 fue publicada la Ley N° 21.423, mediante la cual se establece, entre otras disposiciones, que a) las deudas de los usuarios beneficiarios de la suspensión del corte de suministro por falta de pago, de acuerdo con la Ley N° 21.249, generadas durante el período comprendido entre el 18 de marzo de 2020 y el 31 de diciembre de 2021, cuyo consumo promedio del año 2021 no sea superior a 250 kWh/mes, serán pagadas en cuotas mensuales y sucesivas, determinadas dividiendo el monto total de lo adeudado por 48, no pudiendo incorporarse multas, intereses, ni gastos; b) dicha cuota no podrá exceder el 15% del cobro asociado al consumo promedio del año 2021; c) una vez pagadas las 48 cuotas, en caso de existir un saldo de la deuda, éste se extinguirá mediante convenios celebrados por el Ministerio de Obras Públicas o el Ministerio de Energía, según corresponda, con las empresas sanitarias o las empresas y cooperativas eléctricas, respectivamente, los que deberán ser aprobados por el correspondiente acto administrativo; d) se establecerán subsidios automáticos para estos usuarios por un máximo de 48 meses, correspondientes al valor de las cuotas calculadas, los cuales deben ser descontados mensualmente por las empresas a los correspondientes usuarios; e) el procedimiento de pago de los subsidios y las demás normas necesarias para su implementación serán determinados mediante decreto supremo conjunto de los Ministerios de Obras Públicas y de Energía, debiendo ser suscrito por el Ministro de Hacienda y; f) la extensión, hasta el 31 de marzo de 2022, para que los clientes beneficiarios de convenios de la Ley N° 21.249 puedan acogerse a ellos.

En particular, el mercado ha sido dividido en dos categorías: a) clientes sujetos a fijación de precios o clientes regulados, que corresponden principalmente a aquellos cuya potencia conectada es igual o inferior a 5.000 kW y; b) clientes no sujetos a fijación de precios o clientes libres. Las tarifas aplicables a clientes regulados son fijadas por la autoridad, mientras que los precios de suministro para clientes libres se pactan libremente.

Adicionalmente, los clientes regulados que tienen una potencia conectada mayor a 300 kW se encuentran facultados para optar entre la tarifa regulada y una de precio libre, con un ejercicio mínimo de cuatro años de permanencia en cada régimen, y comunicado con una antelación de, al menos, 12 meses. Se hace presente que, a partir del 9 de diciembre de 2024, mediante la publicación de la Resolución Exenta N° 58-2024 del Ministerio de Energía, dicho límite fue rebajado de 500 kW a 300 kW, previa consulta del Ministerio al Tribunal de la Libre Competencia.

En relación con lo anterior, es necesario tener en cuenta que, en conformidad con lo determinado por la Comisión Nacional de Energía en la resolución que determinó el alcance del giro exclusivo de distribución, establecido en la Ley N° 21.194, las empresas distribuidoras no se encuentran habilitadas para suscribir directamente nuevos contratos con clientes libres. Esta situación no representa efectos significativos en los resultados de las empresas concesionarias en la medida en que los clientes libres se acojan a las opciones tarifarias de peajes de distribución existentes.

Concentración de las operaciones:

La extensa cobertura geográfica que posee Compañía General de Electricidad S.A. en esta actividad permite reducir el riesgo inherente a la concentración de clientes, demanda e instalaciones. Las distintas realidades socioeconómicas de cada una de las regiones del país permiten diversificar el origen de sus ingresos, evitando la dependencia y los posibles factores de riesgo asociados a la concentración de su actividad comercial en una zona específica del país.

Demanda:

En Chile, la demanda por energía eléctrica está asociada directamente con el desarrollo económico experimentado por el país. En este sentido, el crecimiento de la demanda se relaciona estrechamente con el mejoramiento del ingreso per cápita y el desarrollo tecnológico. Lo anterior se traduce, en el caso del sector residencial, en un mayor acceso a equipos electrodomésticos y, en el sector industrial, a la automatización de procesos industriales. Otro factor que influye en el crecimiento de la demanda es el incremento de la población y las viviendas, lo que está fuertemente relacionado con los planes de desarrollo urbano.

Como nación en vías de desarrollo, el consumo per cápita en Chile aún es bajo en comparación a otros países desarrollados, lo que se traduce en atractivas perspectivas de crecimiento del consumo de energía eléctrica en el país. De este modo, el riesgo relacionado a la volatilidad y evolución de la demanda es reducido, incluso considerando el impacto que podría generar la implementación de planes de eficiencia energética, los que tienden a traducirse en reducciones de la demanda que experimentan las empresas concesionarias y con ellos, los correspondientes ingresos.

Contratos de suministro:

Para abastecer el consumo de sus clientes regulados y libres, Compañía General de Electricidad S.A. cuenta con contratos de largo plazo de abastecimiento de energía y potencia con las principales empresas generadoras del país, cuyas solvencias han sido clasificadas, por reconocidas empresas del mercado, en categorías de bajo nivel de riesgo.

En efecto, para abastecer el consumo de sus clientes regulados cuenta con contratos resultantes de las licitaciones de suministro eléctrico efectuadas entre los años 2006 y 2024, en cumplimiento de la Ley General de Servicios Eléctricos. Producto de los mencionados procesos, Compañía General de Electricidad S.A. mantiene contratos con los generadores: ENEL Generación Chile S.A., Colbún S.A., Empresa Eléctrica Carén S.A., Empresa Eléctrica ERNC-1 S.A., Chungungo S.A., Energía Cerro El Morado S.A., SPV P4 S.A., San Juan S.A., Santiago Solar S.A., Acciona Energía Chile Holdings S.A., Engie Energía Chile S.A., GM Holdings S.A., Norvind S.A., Cerro Dominador CSP S.A., Aela Generación S.A., Parque Eólico Cabo Leones I S.A., Parque Solar Fotovoltaico Luz del Norte SpA., Empresa Eléctrica Rucatayo S.A., Besalco Energía Renovable S.A., Huemul Energía SpA., Cóndor Energía SpA., Sonnedix Cox Energy Chile SpA., Ibereólica Cabo Leones II S.A., Ibereólica Cabo Leones III S.A., OPDE Chile SpA, WPD Duqueco SpA., WPD Malleco II SpA., WPD Malleco SpA., WPD Negrete SpA., Energía Renovable Verano Tres SpA., Atacama Energy Holdings SpA., Canadian Solar Libertador Solar Holding SpA., Sonnedix PPA Holding SpA., Racó Energía SpA., FRV Development I SpA y Zapaleri SpA.

En cuanto al suministro para el abastecimiento de clientes libres, Compañía General de Electricidad S.A. mantiene contratos vigentes con los generadores ENEL Generación Chile S.A. y Engie Energía Chile S.A. por plazos variables hasta el año 2027, los cuales se encuentran ajustados a los plazos convenidos con dichos clientes. Sin perjuicio de lo anterior, debe tenerse a la vista que, considerando las limitaciones impuestas por el giro exclusivo de distribución, Compañía General de Electricidad S.A. se encuentra imposibilitada de abastecer requerimientos de suministros de nuevos clientes libres, como también de renovar los contratos suscritos con clientes libres cuya vigencia se encuentra próxima a su fin.

En el caso de Empresa Eléctrica de Magallanes S.A., por tratarse de una empresa integrada verticalmente, la energía eléctrica es generada directamente mediante centrales en cada uno de los sistemas atendidos por esta subsidiaria.

Precios:

El segmento de distribución de electricidad en Chile se encuentra regulado por el Estado debido a que presenta las características propias de monopolio natural.

Consecuentemente, se establece un régimen de concesiones para el establecimiento, operación y explotación de redes de distribución de servicio público, donde se delimita territorialmente la zona de operación de las empresas distribuidoras. Asimismo, se regulan las condiciones de explotación de este negocio, los precios que se pueden cobrar a clientes regulados y la calidad de servicio que debe prestar.

El marco regulatorio de la industria eléctrica en Chile está definido por la Ley General de Servicios Eléctricos, cuyo texto se encuentra contenido en el DFL N° 4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos (Decreto N° 327-1997 del Ministerio de Minería), los decretos tarifarios y demás normas técnicas y reglamentarias emanadas del Ministerio de Energía, de la Comisión Nacional de Energía y de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

i) Valor agregado de distribución (VAD).

La tarifa regulada de distribución, que es fijada por el Ministerio de Energía en un procedimiento que es encabezado por la Comisión Nacional de Energía, resulta de la suma de los siguientes componentes:

- Precio de Nudo: Corresponde al precio aplicable a la compra de energía para consumos regulados. Dicho valor es fijado por la autoridad en el punto de interconexión de las instalaciones de transmisión con las de distribución, considerando el precio de los contratos de suministro que hayan suscrito las distribuidoras como resultado de las licitaciones realizadas;

- Cargos por el uso de los Sistemas de Transmisión;

- Cargo por Servicio Público y;

- Valor Agregado de Distribución (VAD), que permite cubrir los costos de operación y mantenimiento del sistema de distribución, los correspondientes costos de comercialización y rentar sobre todas sus instalaciones.

El precio de nudo, los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión y el cargo por Servicio Público son traspasados a los clientes finales, correspondiendo el VAD a la retribución de la empresa distribuidora.

La Ley General de Servicios Eléctricos establece que cada 4 años se debe efectuar el cálculo de los costos de los componentes del VAD, basado en el dimensionamiento de empresas modelo de distribución de energía eléctrica, las cuales deben ser eficientes y satisfacer óptimamente la demanda con la calidad de servicio determinada en la normativa vigente.

El Valor Agregado de Distribución retribuye:

- Costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independiente de su consumo;

- Pérdidas medias de distribución en potencia y energía;

- Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución por unidad de potencia suministrada. Los costos anuales de inversión se calculan considerando el Valor Nuevo de Reemplazo, de instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil, y una tasa de actualización determinada en cada proceso tarifario, la que no puede ser inferior al 6% ni superior al 8% real anual después de impuestos.

Para la determinación del VAD, en conformidad con el procedimiento definido en la Ley N° 21.194, el estudio de costos debe ser licitado y adjudicado, siendo ejecutado y supervisado por un comité integrado por representantes de las distribuidoras, dos representantes del Ministerio de Energía y dos representantes de la Comisión Nacional de Energía.

La Comisión Nacional de Energía debe elaborar un informe técnico sobre la base del señalado estudio, respecto del cual se podrán presentar observaciones ante ese mismo organismo y, posteriormente, discrepancias ante el Panel de Expertos.

Con el VAD definitivo, la Comisión Nacional de Energía estructura las fórmulas tarifarias finales y sus fórmulas de indexación, las cuales, de acuerdo con los procedimientos establecidos, son fijadas mediante decreto del Ministerio de Energía. Dichas fórmulas de indexación, que son aplicadas mensualmente, reflejan las variaciones de los precios de los principales insumos que afectan los costos de la actividad de distribución de electricidad. Esto es sin perjuicio que en la Ley N° 21.194 se estableció un mecanismo transitorio que para que los niveles de precios asociados al Valor Agregado de Distribución que estén siendo aplicados a la fecha de su publicación, permanezcan constantes hasta el término de su vigencia, debiendo las diferencias ser incorporadas a las tarifas resultantes de los siguientes procesos de tarificación de los suministros a clientes regulados.

Dada la existencia de economías de escala en la actividad de distribución de electricidad, las empresas alcanzan anualmente rendimientos crecientes en función del aumento de sus costos y de la demanda en sus zonas de concesión, los cuales son incorporados en las tarifas reguladas y transferidos a los clientes mediante la aplicación de factores de ajuste anuales determinados por la Comisión Nacional de Energía e incluidos en el decreto tarifario cuadrienal.

La Ley General de Servicios Eléctricos establece que al momento de la fijación de tarifas las concesionarias deben mantener una rentabilidad agregada, esto es considerando a todas las empresas como un conjunto, dentro de una banda comprendida entre 3 puntos porcentuales por debajo y 2 puntos porcentuales por arriba de la tasa de descuento que haya sido determinada. De este modo, el retorno sobre la inversión para una distribuidora dependerá de su desempeño relativo a los estándares determinados para una empresa modelo.

El 7 de junio de 2024 fue publicado en el Diario Oficial el Decreto N° 5T-2024 del Ministerio de Energía, que fija las fórmulas tarifarias aplicables a clientes finales sujetos a fijación de precios regulados, las cuales tienen vigencia desde el 4 de noviembre de 2020 hasta el 3 de noviembre de 2024. Posteriormente, el 9 de abril de 2025 la Contraloría General de la República dio curso al Decreto N° 5T-2024, el que, en atención a las enmiendas incorporadas por ese organismo, fue publicado nuevamente el 21 de abril de 2025 en el Diario Oficial.

No obstante lo anterior, la Ley establece que, una vez vencido el ejercicio de vigencia de las fórmulas tarifarias, estas continuarán vigentes, incluidas sus cláusulas de indexación, mientras no sean fijadas las nuevas fórmulas.

Actualmente se encuentra en curso el proceso de fijación de tarifas correspondiente al cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, cuadrienio noviembre 2024-2028, cuya aplicación será a partir del 4 de noviembre de 2024. Así, las diferencias que se produzcan entre lo efectivamente facturado y lo que corresponda acorde a las fórmulas tarifarias que en definitiva se establezcan, deberán ser abonadas o cargadas a la cuenta de los clientes finales.

ii) Precios de servicios no consistentes en suministro de energía.

Por otra parte, en la misma ocasión en que se fija el Valor Agregado de Distribución, cada cuatro años, se fijan los precios de los servicios no consistentes en suministros de energía, entre los cuales destacan los servicios de arriendo de medidores y ejecución de empalmes.

El procedimiento para la fijación de los precios de dichos servicios se encuentra contenido en el Decreto N° 341-2017 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, publicado en el Diario Oficial del 10 de marzo de 2008.

En dicho reglamento se establece que la revisión y determinación de nuevos precios de servicios no consistentes en suministro de energía, la que debe efectuarse con ocasión del proceso de fijación de tarifas de suministro de distribución, debe hacerse sobre la base de los estudios de costos del valor agregado de distribución y de criterios de eficiencia, debiendo ser plenamente coherentes. Dicha coherencia se funda en el hecho que una misma empresa es la que provee el servicio de distribución, así como los servicios no consistentes en suministro de energía.

Para dar cumplimiento a lo anterior, la Comisión Nacional de Energía debe encargar un estudio de costos que es financiado, licitado y supervisado por ella, en el cual se estiman los costos del valor agregado de distribución y de los servicios no consistentes en suministro de energía. Dicho informe es sometido a la revisión de las empresas de distribución de electricidad y en caso de discrepancias, ellas son sometidas al dictamen del Panel de Expertos.

El 24 de julio de 2018, fue publicado en el Diario Oficial el Decreto N° 13T-2017 del Ministerio de Energía, que fija los precios de servicios no consistentes en suministros de energía, asociados a la distribución eléctrica, correspondiente al cuadrienio 2016-2020.

Por otra parte, la Comisión Nacional de Energía (CNE), mediante Resolución Exenta N° 503 del 24 de septiembre de 2024, luego rectificada por la Resolución Exenta N° 539 del 4 de octubre de 2024, comunicó el informe técnico que fija las fórmulas tarifarias de servicios no consistentes en suministro de energía, asociados a la distribución de electricidad, del cuadrienio noviembre 2020-noviembre 2024, respecto del cual, con fecha 12 de noviembre de 2024, Compañía General de Electricidad S.A., presentó sus discrepancias al Panel de Expertos y el 31 de marzo de 2025 el Panel evacuó su respectivo dictamen. Luego, CNE, mediante Resolución Exenta N° 395 del 8 de julio de 2025, aprobó el nuevo informe técnico que incorpora el dictamen del Panel. A la fecha se encuentra pendiente que el Ministerio de Energía publique el decreto de fijación de los nuevos precios.

2.1.2.- Generación de energía eléctrica.

Compañía General de Electricidad S.A. participa en la actividad de generación de electricidad en Chile en el Sistema de Magallanes, a través de la subsidiaria Empresa Eléctrica de Magallanes S.A., la que posee una capacidad instalada en sus centrales generadoras térmicas a gas natural y petróleo diésel de 121,3 MW.

3.- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLÍTICAS CONTABLES.

Las principales políticas contables aplicadas en la preparación de los estados financieros consolidados, se detallan a continuación. Estas políticas han sido aplicadas uniformemente en todos los ejercicios presentados, a menos que se indique lo contrario.

3.1.- Bases de preparación de los estados financieros consolidados.

Los presentes estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2025 y 2024, han sido preparados de acuerdo con Normas de Contabilidad de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board ("IASB").

Los estados financieros consolidados han sido preparados de acuerdo con el principio de costo, modificado por la revaluación de propiedades de inversión, y ciertos activos y pasivos financieros (incluyendo instrumentos financieros derivados) a valor razonable con cambios en resultados o en patrimonio.

En la preparación de los estados financieros consolidados se han utilizado las políticas emanadas desde State Grid Chile Electricity SpA. para todas las subsidiarias incluidas en la consolidación.

En la preparación de los estados financieros consolidados se han utilizado estimaciones contables críticas para cuantificar algunos activos, pasivos, ingresos y gastos. Las áreas que involucran un mayor grado de juicio o complejidad o áreas en las que los supuestos y estimaciones son significativos para los estados financieros consolidados se describen en Nota 4.

Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2024, se han efectuado reclasificaciones para facilitar su comparación con el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025. Estas reclasificaciones no modifican el resultado ni el patrimonio del ejercicio anterior.

3.2.- Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas adoptadas por la Sociedad.

Los siguientes estándares, interpretaciones y enmiendas son obligatorios por primera vez para el ejercicio 2025.

3.2.1.- En agosto de 2023, el IASB emitió enmiendas a la NIC 21 "Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio", ellas 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 adopción de esta norma y su enmienda no generó impactos en los estados financieros consolidados del Grupo en la fecha de aplicación inicial.

3.3.- Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2025, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.

3.3.1.- En mayo de 2024, el IASB emitió enmiendas a la NIIF 9 y NIIF 7 “Clasificación y Medición de los Instrumentos Financieros", enmiendas que:

- 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.

- 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.

- Clarifican el tratamiento de los activos sin recurso y los instrumentos vinculados contractualmente.

- Requieren revelaciones adicionales en la NIIF 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.

3.3.2.- En julio de 2024, el IASB emitió las mejoras anuales a las NIIF que afectan NIIF 1, NIIF 7, NIIF 9, NIIF 10 y NIC 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 NIIF que pueden ser causados por descripciones imprecisas.

Estas enmiendas aplican para los periodos de presentación de informes anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2026. Se permite su aplicación anticipada.

3.3.3.- En diciembre de 2024, el IASB emitió las enmiendas a NIIF 9 "Instrumentos Financieros" y a la NIIF 7 "Instrumentos Financieros: Información a Revelar", relativos a los contratos referidos a la electricidad dependiente de la naturaleza que:

- Aclaran la aplicación de los requisitos del concepto de “uso propio”.

- Permiten la contabilidad de cobertura si estos contratos se utilizan como instrumentos de cobertura.

- 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.

3.3.4.- En abril de 2024, el IASB emitió la NIIF 18 "Presentación e Información a Revelar en los Estados Financieros", que sustituye a la NIC 1. Si bien se han incorporado varias secciones de la NIC 1 con cambios limitados, la NIIF 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 NIC 7 "Estado de Flujos de Efectivo", y algunos requisitos previamente incluidos en la NIC 1 se han trasladado a la NIC 8, que ahora se denomina NIC 8 "Bases de Preparación de los Estados Financieros".

La NIIF 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.

3.3.5.- En mayo de 2024, el IASB emitió la NIIF 19 "Subsidiarias sin Obligación Pública de Rendir Cuentas: Información a Revelar" 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 NIIF. Para ser elegible, al final del período sobre el que se informa, una entidad debe ser una subsidiaria según se define en la NIIF 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 NIIF.

La NIIF 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.

3.3.6.- En noviembre de 2025, el IASB emitió "Conversión a una Moneda de Presentación Hiperinflacionaria - Enmiendas a la NIC 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 NIC 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.

3.3.7.- En noviembre de 2025, el IASB emitió las Enmiendas a los Ejemplos Ilustrativos de las NIIF 7, NIIF 18, NIC 1, NIC 8, NIC 36 y NIC 37 – Revelaciones sobre Incertidumbres en los Estados Financieros ("los ejemplos"), que agregaron ejemplos ilustrativos a varias normas contables NIIF.

Los ejemplos tienen como objetivo mejorar la información sobre riesgos climáticos y otras incertidumbres presentadas 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 NIIF. 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.

3.3.8.- Las enmiendas a NIIF 10 "Estados Financieros Consolidados" y NIC 28 "Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos (2011)" abordan una inconsistencia reconocida entre los requerimientos de NIIF 10 y los de NIC 28 (2011) en el tratamiento de la venta o la aportación de activos entre un inversor y su asociada o negocio conjunto.

Las enmiendas, emitidas en septiembre de 2014, establecen que cuando la transacción involucra un negocio (tanto cuando se encuentra en una filial o no) se reconoce toda la ganancia o pérdida generada. Se reconoce una ganancia o pérdida parcial cuando la transacción involucra activos que no constituyen un negocio, incluso cuando los activos se encuentran en una filial.

La fecha de aplicación obligatoria de estas enmiendas está por determinar debido a que el IASB está a la espera de los resultados de su proyecto de investigación sobre la contabilización según el método de participación. Estas enmiendas deben ser aplicadas en forma retrospectiva y se permite la adopción anticipada, lo cual debe ser revelado.

La Administración Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias estima que la adopción de las Normas, Enmiendas e Interpretaciones y que pudiesen aplicar al grupo, no tendrán un impacto significativo en los estados financieros consolidados en el ejercicio de su primera aplicación.

3.4.- Bases de consolidación.

3.4.1.- Subsidiarias o filiales.

Subsidiarias o filiales son todas las entidades (incluidas las entidades de cometido especial) sobre las que Compañía General de Electricidad S.A. tiene el control. Se considera que se mantiene control cuando:

- Se tiene el poder sobre la entidad;
- Se está expuesto, o tiene derecho, a retornos variables procedentes de su implicación en las sociedades.
- Se tiene la capacidad de afectar los retornos mediante su poder sobre la entidad.

Se considera que Compañía General de Electricidad S.A. tiene poder sobre una entidad, cuando tiene derechos existentes que le otorgan la capacidad presente de dirigir las actividades relevantes, eso es, las actividades que afectan de manera significativa los retornos de la entidad. El poder sobre sus subsidiarias se deriva de la posesión de la mayoría de los derechos de voto otorgados por instrumentos de capital de las subsidiarias.

A la hora de evaluar si la Sociedad controla otra entidad, se considera la existencia y el efecto de los derechos potenciales de voto que sean actualmente ejercibles o convertibles. Las subsidiarias se consolidan a partir de la fecha en que se transfiere el control y se excluyen de la consolidación en la fecha en que cesa el mismo.

Para contabilizar la adquisición de subsidiarias se utiliza el método de adquisición. El costo de adquisición es el valor razonable de los activos entregados, de los instrumentos de patrimonio emitidos y de los pasivos incurridos o asumidos en la fecha de intercambio. El precio pagado determinado incluye el valor justo de activos o pasivos resultantes de cualquier acuerdo contingente de precio. Los costos relacionados con la adquisición son cargados a resultados tan pronto son incurridos. Los activos identificables adquiridos y los pasivos y contingencias identificables asumidos en una combinación de negocios se valoran inicialmente por su valor razonable a la fecha de adquisición, con independencia del alcance de las participaciones no controladas, el cual incluiría cualquier activo o pasivo contingente a su valor justo. Según cada adquisición, Compañía General de Electricidad S.A. reconoce el interés no controlador a su valor razonable o al valor proporcional del interés no controlante sobre el valor justo de los activos netos adquiridos. El exceso del costo de adquisición sobre el valor razonable de la participación de la Sociedad en los activos netos identificables adquiridos se reconoce como menor valor o plusvalía comprada (goodwill). Si el costo de adquisición es menor que el valor razonable de los activos netos de la subsidiaria adquirida, la diferencia se reconoce directamente en el estado de resultados.

Se eliminan las transacciones intercompañías, los saldos y las ganancias no realizadas por transacciones entre entidades relacionadas. Las pérdidas no realizadas también se eliminan, a menos que la transacción proporcione evidencia de una pérdida por deterioro del activo transferido. Cuando es necesario, para asegurar su uniformidad con las políticas adoptadas por Compañía General de Electricidad S.A., se modifican las políticas contables de las subsidiarias.

3.4.2.- Transacciones y participaciones no controladoras.

Compañía General de Electricidad S.A. trata las transacciones con las participaciones no controladoras como si fueran transacciones con accionistas del Grupo. En el caso de adquisiciones de participaciones no controladoras, la diferencia entre cualquier retribución pagada y la correspondiente participación en el valor en libros de los activos netos adquiridos de la subsidiaria se reconoce en el patrimonio. Las ganancias y pérdidas por bajas a favor de la participación no controladora, mientras se mantenga el control, también se reconocen en el patrimonio.

Cuando Compañía General de Electricidad S.A. deja de tener control o influencia significativa, cualquier interés retenido en la entidad es remedido a valor razonable con impacto en resultados. El valor razonable es el valor inicial para propósitos de su contabilización posterior como asociada, negocio conjunto o activo financiero. Los importes correspondientes previamente reconocidos en Otros Resultados Integrales son reclasificados a resultados.

3.4.3.- Negocios conjuntos.

Los negocios conjuntos son aquellos donde las partes tienen el control sobre el acuerdo y derechos sobre los activos netos de la entidad controlada conjuntamente, que se contabilizan de acuerdo al método de participación como se describe en la NIIF 11 párrafo 24, y que se detalla en la NIC 28 párrafo 10, en caso de existir.

3.4.4.- Asociadas o coligadas.

Asociadas o coligadas son todas las entidades sobre las que Compañía General de Electricidad S.A. ejerce influencia significativa pero no tiene control, lo cual generalmente está acompañado por una participación de entre un 20% y un 50% de los derechos de voto. Las inversiones en asociadas o coligadas se contabilizan por el método de participación e inicialmente se reconocen por su costo. La inversión de Compañía General de Electricidad S.A. en asociadas o coligadas incluye el menor valor (goodwill o plusvalía comprada) identificada en la adquisición, neto de cualquier pérdida por deterioro acumulada.

La participación de Compañía General de Electricidad S.A. en las pérdidas o ganancias posteriores a la adquisición de sus coligadas o asociadas se reconoce en resultados, y su participación en los movimientos patrimoniales posteriores a la adquisición que no constituyen resultados, se imputan a las correspondientes reservas de patrimonio (y se reflejan según corresponda en el estado consolidado de resultados integral).

Cuando la participación de Compañía General de Electricidad S.A. en las pérdidas de una coligada o asociada es igual o superior a su participación en la misma, incluida cualquier otra cuenta a cobrar no asegurada, Compañía General de Electricidad S.A. no reconoce pérdidas adicionales, a no ser que haya incurrido en obligaciones o realizado pagos en nombre de la coligada o asociada.

Las ganancias no realizadas por transacciones entre Compañía General de Electricidad S.A. y sus coligadas o asociadas se eliminan en función del porcentaje de participación de la Sociedad en estas.

También se eliminan las pérdidas no realizadas, excepto si la transacción proporciona evidencia de pérdida por deterioro del activo que se transfiere. Cuando es necesario para asegurar su uniformidad con las políticas adoptadas por la Sociedad, se modifican las políticas contables de las asociadas.

Las ganancias o pérdidas de dilución en coligadas o asociadas se reconocen en el estado consolidado de resultados.

3.5.- Entidades subsidiarias.

3.5.1.- Entidades de consolidación directa.

Rut	Nombre sociedad	País	Domicilio subsidiaria	Moneda funcional	Porcentaje de participación en el capital y en los votos			
					31-12-2025			31-12-2024
					Directo	Indirecto	Total	Total
99.548.240-1	CGE Magallanes S.A.	Chile	Pdte. Riesco 5561 Piso 17, Las Condes; Santiago.	CL $	99,89482 %	0,00000 %	99,89482 %	99,89482 %

3.5.2.- Entidades de consolidación indirecta.

Rut	Nombre sociedad	País	Domicilio sociedad	Moneda funcional	Subsidiaria de	Porcentaje de Participación de			
						31-12-2025		31-12-2024	
						Subsidiaria	CGE	Subsidiaria	CGE
88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	Croacia 444, Punta Arenas.	CL $	CGE Magallanes S.A.	55,10821 %	55,16492 %	55,10821 %	55,16492 %

3.5.3.- Cambios en el perímetro de consolidación.

3.5.3.1.- Perímetro de consolidación directo.

No se han producido cambios en el perímetro de consolidación directo de las subsidiarias para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2024.

3.5.3.2.- Perímetro de consolidación indirecto.

No se han producido cambios en el perímetro de consolidación indirecto de las subsidiarias para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2024.

3.6.- Transacciones en moneda extranjera y unidades de reajuste.

3.6.1.- Moneda funcional y de presentación.

Las partidas incluidas en los estados financieros de cada una de las entidades de la Sociedad se valoran utilizando la moneda del entorno económico principal en que la entidad opera ("moneda funcional"). La moneda funcional de Compañía General de Electricidad S.A. es el Peso chileno, que constituye además la moneda de presentación de los estados financieros consolidados.

3.6.2.- Transacciones y saldos.

Las transacciones en moneda extranjera se convierten a la moneda funcional utilizando los tipos de cambio vigentes en las fechas de las transacciones. Las pérdidas y ganancias en moneda extranjera que resultan de la liquidación de estas 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 resultados, excepto que corresponda su diferimiento en el patrimonio neto, a través de otros resultados integrales, como es el caso de las derivadas de estrategias de coberturas de flujos de efectivo y coberturas de inversiones netas.

Los cambios en el valor razonable de inversiones financieras en títulos de deuda denominados en moneda extranjera clasificados como disponibles para la venta son separados entre diferencias de cambio resultantes de modificaciones en el costo amortizado del título y otros cambios en el importe en libros del mismo. Las diferencias de cambio se reconocen en el resultado del período o ejercicio en el que ocurra y los otros cambios en el importe en libros se reconocen en el patrimonio neto, y son estos últimos reflejados de acuerdo con NIC 1 a través del estado de resultados integral, reciclando a resultados la porción devengada.

Las diferencias de cambio sobre inversiones financieras en instrumentos de patrimonio mantenidos a valor razonable con cambios en resultados se presentan como parte de la ganancia o pérdida por valor razonable en el resultado del período o ejercicio en el que ocurra. Las diferencias de cambio sobre dichos instrumentos clasificados como activos financieros disponibles para la venta se incluyen en el patrimonio neto en la reserva correspondiente, y son reflejadas de acuerdo con NIC 1 a través del estado de resultados integral.

3.6.3.- Bases de conversión.

Los activos y pasivos en moneda extranjera y aquellos pactados en unidades de fomento, se presentan a los siguientes tipos de cambios y valores de cierre respectivamente:

Fecha	CL $ / US $	CL $ / EUR $	CL $ / UF	CL $ / CNH $
31-12-2025	907,13	1.066,58	39.727,96	129,76
31-12-2024	996,46	1.035,28	38.416,69	136,24

CL $	Pesos chilenos	US $	Dólares estadounidenses
UF	Unidades de fomento	EUR $	Euros
CNH $	Yuanes chinos		

3.6.4.- Entidades de Compañía General de Electricidad S.A.

Los resultados y la situación financiera de todas las entidades de Compañía General de Electricidad S.A., que tienen una moneda funcional diferente de la moneda de presentación, se convierten a la moneda de presentación como sigue:

- Los activos y pasivos de cada estado de situación financiera presentado se convierten al tipo de cambio de cierre de cada período o ejercicio;

- Los ingresos y gastos de cada cuenta de resultados se convierten a los tipos de cambio promedio (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos existentes en las fechas de las transacciones, en cuyo caso los ingresos y gastos se convierten en la fecha de las transacciones); y

- Todas las diferencias de cambio resultantes se reconocen como un componente separado del patrimonio neto a través de Otros Resultados Integrales.

En la consolidación, las diferencias de cambio que surgen de la conversión de una inversión neta en entidades extranjeras (o nacionales con moneda funcional diferente de la matriz), y de préstamos y otros instrumentos en moneda extranjera designados como coberturas de esas inversiones, se llevan al patrimonio neto a través del estado de otros resultados integrales. Cuando se vende o dispone la inversión (todo o parte), esas diferencias de cambio se reconocen en el estado de resultados como parte de la pérdida o ganancia en la venta o disposición.

Los ajustes al menor valor o plusvalía comprada y al valor razonable de activos y pasivos que surgen en la adquisición de una entidad extranjera (o entidad con moneda funcional diferente de la matriz), se tratan como activos y pasivos de la entidad extranjera y se convierten al tipo de cambio de cierre del período o ejercicio, según corresponda.

3.7.- Información financiera por segmentos operativos.

La información por segmentos se presenta de manera consistente con los informes internos proporcionados a los responsables de tomar las decisiones operativas relevantes. Dichos ejecutivos son los responsables de asignar los recursos y evaluar el rendimiento de los segmentos operativos, el cual ha sido identificado como: eléctrico Chile, para el que se toman las decisiones estratégicas. Esta información se detalla en Nota 32.

3.8.- Propiedades, planta y equipo.

Las propiedades, planta y equipo de la Sociedad, tanto en su reconocimiento inicial como en su medición posterior son valorados a su costo menos la correspondiente depreciación y deterioro acumulado de existir.

Los costos posteriores (reemplazo de componentes, mejoras, ampliaciones, crecimientos, etc.) se incluyen en el valor del activo inicial o se reconocen como un activo separado, sólo cuando es probable que los beneficios económicos futuros asociados con los elementos de las propiedades, planta y equipo vayan a fluir a la Sociedad y el costo del elemento pueda determinarse de forma fiable. El valor del componente sustituido se da de baja contablemente. El resto de las reparaciones y mantenciones se cargan en el resultado del período o ejercicio en el que se incurren.

Las construcciones u obras en curso incluyen los siguientes conceptos devengados únicamente durante el período de construcción:

- Gastos financieros relativos a la financiación externa que sean directamente atribuibles a las construcciones, tanto si es de carácter específica como genérica. En relación con la financiación genérica, los gastos financieros activados se obtienen aplicando el costo promedio ponderado de financiación de largo plazo a la inversión promedio acumulada susceptible de activación no financiada específicamente.

- Gastos de personal relacionado en forma directa y otros de naturaleza operativa, atribuibles a la construcción.

Las construcciones u obras en curso se traspasan a activos en explotación una vez terminado el período de prueba, cuando se encuentran disponibles para su uso, a partir de ese momento comienza su depreciación.

La depreciación de las propiedades, planta y equipo se calcula usando el método lineal para asignar sus costos a sus valores residuales sobre sus vidas útiles técnicas estimadas con excepción de las unidades de generación, las cuales se deprecian en base a horas de uso.

El valor residual y la vida útil de los bienes del rubro Propiedades, planta y equipo, se revisan y ajustan si es necesario, en cada cierre de estado de situación financiera, de tal forma de tener una vida útil restante acorde con el valor de dichos bienes.

Cuando el valor de un activo es superior a su importe recuperable estimado, su valor se reduce de forma inmediata hasta su importe recuperable, mediante la aplicación de pruebas de deterioro.

Las pérdidas y ganancias por la venta de una propiedad, planta y equipo se calculan comparando los ingresos obtenidos con el valor en libros y se incluyen en el estado de resultados.

3.9.- Propiedades de inversión.

Se incluyen principalmente los terrenos y construcciones que se mantienen con el propósito de obtener ganancias en futuras ventas (fuera del curso ordinario de los negocios), plusvalías, o bien explotarlos bajo un régimen de arrendamientos, y no son ocupados por Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias. El criterio de valorización inicial de las propiedades de inversión es al costo y la medición posterior es a su valor razonable, por medio de retasaciones independientes que reflejan su valor de mercado.

Las pérdidas o ganancias derivadas de un cambio en el valor razonable de las propiedades de inversión se incluyen en el resultado del ejercicio en que se generan, y se presentan en el rubro otras ganancias (pérdidas) del estado de resultados por función.

Se da de baja cuando se enajene o disponga de la misma por otra vía, o cuando no se espere obtener beneficios económicos futuros por su utilización, enajenación o disposición por otra vía.

Las ganancias o pérdidas que surgen en la venta o retiro de propiedades de inversión se reconocen en los resultados del ejercicio y se determina como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

Los ingresos por alquileres de propiedades de inversión se reconocen como otros ingresos durante el plazo del arrendamiento. Los incentivos de arrendamiento otorgados, en caso de existir, se reconocen como parte integral de los ingresos totales por arrendamiento, durante el plazo del arrendamiento.

3.10.- Menor valor o plusvalía comprada (Goodwill).

El menor valor representa el exceso del costo de adquisición sobre el valor razonable de la participación de Compañía General de Electricidad S.A. en los activos netos identificables de subsidiarias o filiales a la fecha de adquisición. El menor valor relacionado con adquisiciones de subsidiarias representa un intangible y se incluye bajo el rubro de plusvalía.

El menor valor relacionado con adquisiciones de asociadas o coligadas se incluye en inversiones en asociadas contabilizadas por el método de la participación, y se somete a pruebas por deterioro de valor junto con el saldo total de la inversión en una coligada. El menor valor reconocido por separado se somete a pruebas por deterioro de valor anualmente y se valora por su costo menos pérdidas acumuladas por deterioro. Las ganancias y pérdidas por la venta de una entidad incluyen el importe en libros del menor valor relacionado con la entidad vendida. La plusvalía comprada se asigna a unidades generadoras de efectivo para efectos de realizar las pruebas de deterioro. La distribución se efectúa entre aquellas unidades generadoras de efectivo o grupos de unidades generadoras de efectivo que se espera se beneficiarán de la combinación de negocios de la que surgió la plusvalía.

El mayor valor (Goodwill negativo) proveniente de una combinación de negocios, se abona directamente al estado consolidado de resultados.

3.11.- Activos intangibles distintos de la plusvalía.

3.11.1.- Marcas comerciales y licencias.

Las marcas y licencias se muestran a costo, tienen una vida útil definida y se registran a costo menos su amortización acumulada. La amortización se calcula utilizando el método de línea recta para asignar el costo de las marcas y licencias en el término de su vida útil estimada.

3.11.2.- Servidumbres.

Los derechos de servidumbre se presentan a costo o al valor asignado en una combinación de negocios. La explotación de dichos derechos en general no tiene una vida útil definida, por lo cual no estarán afectos a amortización. Sin embargo, la vida útil indefinida es objeto de revisión en cada ejercicio para el que se presente información, para determinar si la consideración de vida útil indefinida sigue siendo aplicable. Estos activos se someten a pruebas por deterioro de valor anualmente.

3.11.3.- Concesiones de servicios públicos.

Los derechos de explotación exclusiva de clientes regulados adquiridos a través de combinaciones de negocios han sido determinados en base al valor razonable atribuido a la concesión en caso de adquirirse como parte de una combinación de negocios.

Asimismo, las concesiones de distribución y transporte eléctrico en Chile, adquiridas todas ellas básicamente como parte de una combinación de negocios, no tienen límite legal ni de ningún otro tipo. En consecuencia, al tratarse de activos intangibles de vida indefinida, no se amortizan, si bien se analiza su posible deterioro con periodicidad anual.

3.11.4.- Programas informáticos.

Las licencias para programas informáticos adquiridas, se capitalizan sobre la base de los costos en que se ha incurrido para adquirirlas y prepararlas para usar el programa específico. Estos costos se amortizan durante sus vidas útiles estimadas.

Los gastos relacionados con el desarrollo o mantenimiento de programas informáticos se reconocen como gasto cuando se incurre en ellos. Los costos directamente relacionados con la producción de programas informáticos únicos e identificables controlados por Compañía General de Electricidad S.A., y que es probable que vayan a generar beneficios económicos superiores a los costos durante más de un año, se reconocen como activos intangibles. Los costos directos incluyen los gastos del personal que desarrolla los programas informáticos.

Después del reconocimiento inicial, los gastos de desarrollo se miden al costo menos la amortización acumulada y cualquier pérdida por deterioro acumulada.

Los programas informáticos reconocidos como activos, se amortizan linealmente durante sus vidas útiles estimadas.

Los métodos de amortización, las vidas útiles y los valores residuales se revisan en cada fecha de presentación y se ajustan si corresponde.

3.11.5.- Gastos de investigación y desarrollo.

Los gastos de investigación se reconocen como un gasto cuando se incurre en ellos. Los costos incurridos en proyectos de desarrollo se reconocen como activo intangible cuando se cumplen los siguientes requisitos:

- Técnicamente, es posible completar la producción del activo intangible de forma que pueda estar disponible para su utilización o su venta;
- La administración tiene intención de completar el activo intangible en cuestión, para usarlo o venderlo;
- Existe la capacidad para utilizar o vender el activo intangible;
- Es posible demostrar la forma en que el activo intangible vaya a generar probables beneficios económicos en el futuro;
- Existe disponibilidad de los adecuados recursos técnicos, financieros o de otro tipo, para completar el desarrollo y para utilizar o vender el activo intangible; y
- Es posible valorar, de forma fiable, el desembolso atribuible al activo intangible durante su desarrollo.

Otros gastos de desarrollo se reconocen como gasto cuando se incurre en ellos. Los costos de desarrollo previamente reconocidos como un gasto no se reconocen como un activo en un período o ejercicio posterior. Los costos de desarrollo con una vida útil finita que se capitalizan se amortizan desde su utilización de manera lineal durante el período en que se espera que generen beneficios.

3.12.- Costos por intereses.

Los costos por intereses incurridos para la construcción de cualquier activo apto se capitalizan durante el período de tiempo que es necesario para completar y preparar el activo para el uso que se pretende. Otros costos por intereses se registran en resultados (costos financieros). Se entiende por activo apto aquel que requiere de un período sustancial antes de estar listo para el uso a que está destinado o para la venta.

3.13.- Deterioro de activos no financieros.

Los activos que tienen una vida útil indefinida no están sujetos a amortización y se someten anualmente a pruebas de pérdidas por deterioro del valor. Los activos sujetos a depreciación o amortización se someten a pruebas de pérdidas por deterioro siempre que algún suceso o cambio en las circunstancias indique que el importe en libros puede no ser recuperable. Se reconoce una pérdida por deterioro por el exceso del importe en libros del activo sobre su importe recuperable.

El importe recuperable es el valor razonable de un activo menos los costos para la venta o el valor de uso, el mayor de los dos. A efectos de evaluar las pérdidas por deterioro del valor, los activos se agrupan al nivel más bajo para el que hay flujos de efectivo identificables por separado (unidades generadoras de efectivo). La plusvalía que surge de una combinación de negocios se asigna a la unidad generadora de efectivo que se espera se beneficien de las sinergias de la combinación.

Los activos no financieros, distintos de la plusvalía, que hubieran sufrido una pérdida por deterioro se someten a revisiones a cada fecha de cierre por si se hubieran producido reversiones de la pérdida.

Se reconoce una pérdida por deterioro si el valor en libros de un activo o Unidad generadora de efectivo excede su monto recuperable.

Las pérdidas por deterioro se reconocen en resultados del ejercicio. Se asignan primero para reducir el valor en libros de cualquier plusvalía asignada a la Unidad generadora de efectivo y luego para reducir los valores en libros de los otros activos en forma proporcional.

3.14.- Activos no corrientes mantenidos para la venta y grupos en disposición.

Los activos no corrientes (y grupos en disposición) son clasificados como disponibles para la venta cuando su valor de libros será recuperado principalmente a través de una transacción de venta y la venta es considerada altamente probable dentro de los siguientes 12 meses. Estos activos se registran al valor de libros o al valor razonable menos costos necesarios para efectuar su venta, el que fuera menor.

Las pérdidas por deterioro en la clasificación inicial como mantenido para la venta o grupo en disposición y las ganancias y pérdidas subsiguientes por la nueva medición se reconocen en resultados del ejercicio.

Una vez clasificados como mantenidos para la venta, los activos intangibles y las propiedades, planta y equipo no se amortizarán o depreciarán, y cualquier inversión contabilizada por el método de la participación no se le aplicará dicho método.

3.15.- Activos financieros.

La NIIF 9 reúne los tres aspectos de la contabilidad de los instrumentos financieros: clasificación y medición; deterioro y contabilidad de cobertura.

3.15.1.- Clasificación y medición.

Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias miden inicialmente un activo financiero a su valor razonable más, en el caso de un activo financiero que no se encuentra al valor razonable con cambios en resultados, los costos de transacción.

Los instrumentos financieros de deuda se miden posteriormente al valor razonable con cambios en resultados, el costo amortizado o el valor razonable a través de otro resultado integral. La clasificación se basa en dos criterios: el modelo de negocio del Grupo para administrar los activos; y si los flujos de efectivo contractuales de los instrumentos representan únicamente pagos de capital e intereses sobre el monto principal pendiente (criterio SPPI).

La clasificación y medición de los activos financieros de deuda de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias son los siguientes:

- Instrumentos de deuda a costo amortizado para activos financieros que se mantienen dentro de un modelo de negocio con el objetivo de mantener los activos financieros a fin de recolectar flujos de efectivo contractuales que cumplan con el criterio SPPI. Esta categoría incluye las cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar, y los préstamos incluidos en Otros activos financieros no corrientes.

- Instrumentos de deuda en otro resultado integral, con ganancias o pérdidas recicladas a resultados en el momento de su realización. Los activos financieros en esta categoría son los instrumentos de deuda cotizados del Grupo que cumplen con el criterio SPPI y se mantienen dentro de un modelo comercial tanto para cobrar los flujos de efectivo como para vender.

Otros activos financieros se clasifican y, posteriormente, se miden de la siguiente manera:

- Instrumentos de capital en otro resultado integral, sin reciclaje de ganancias o pérdidas a resultados en el momento de su realización. Esta categoría solo incluye los instrumentos de capital, que el Grupo tiene la intención de mantener en el futuro previsible y que Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias han elegido irrevocablemente para clasificarlos en el reconocimiento inicial o la transición. Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias clasificaron sus instrumentos de patrimonio no cotizados como instrumentos de patrimonio en otro resultado integral.

- Los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados comprenden instrumentos derivados e instrumentos de capital cotizados que Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias no han elegido irrevocablemente, en el reconocimiento inicial o transición, para clasificar en otros resultados integrales. Esta categoría también incluye instrumentos de deuda cuyas características de flujo de caja no cumplan con el criterio SPPI o que no se encuentren dentro de un modelo de negocios cuyo objetivo sea recolectar flujos de efectivo contractuales o acumular flujos de efectivo contractuales y vender.

La NIIF 9 requiere que los pasivos con contraprestación contingente se traten como instrumentos financieros medidos a valor razonable, con los cambios en el valor razonable reconocidos en el estado de ganancias o pérdidas.

Conforme a la NIIF 9, los derivados implícitos ya no están separados de un activo financiero principal. En cambio, los activos financieros se clasifican según sus términos contractuales y el modelo de negocio del Grupo.

3.15.2.- Deterioro.

La NIIF 9 requiere que Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias registren las pérdidas crediticias esperadas de todos sus títulos de deuda, préstamos y deudores comerciales, ya sea sobre una base de 12 meses o de por vida.

Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias han establecido una matriz de provisiones que se basa en la experiencia histórica de pérdidas crediticias del Grupo, ajustada por factores prospectivos específicos para los deudores y el entorno económico.

Para otros activos financieros de deuda, la pérdida esperada se basa en la pérdida esperada de 12 meses. La pérdida crediticia esperada de 12 meses es la porción de pérdida esperada de por vida que resulta de eventos predeterminados en un instrumento financiero que son posibles dentro de los 12 meses posteriores a la fecha de presentación. Sin embargo, cuando ha habido un aumento significativo en el riesgo de crédito desde el origen, la asignación se basará en la pérdida esperada de por vida.

3.15.3.- Contabilidad de cobertura.

Los derivados se reconocen inicialmente al valor razonable en la fecha en que se ha efectuado el contrato de derivados y posteriormente se vuelven a valorar a su valor razonable. El método para reconocer la pérdida o ganancia resultante depende de si el derivado se ha designado como un instrumento de cobertura y, si es así, de la naturaleza de la partida que está cubriendo. Compañía General de Electricidad S.A., designa determinados derivados como:

- Coberturas del valor razonable de activos o pasivos reconocidos o compromisos a firme (cobertura del valor razonable);
- Coberturas de un riesgo concreto asociado a un activo o pasivo reconocido o a una transacción prevista altamente probable (cobertura de flujos de efectivo); o
- Coberturas de una inversión neta en una entidad del extranjero o cuya moneda funcional es diferente a la de la matriz (cobertura de inversión neta).

Compañía General de Electricidad S.A. documenta al inicio de la transacción la relación existente entre los instrumentos de cobertura y las partidas cubiertas, así como sus objetivos para la gestión del riesgo y la estrategia para manejar varias transacciones de cobertura. La Sociedad también documenta su evaluación, tanto al inicio como sobre una base continua, de si los derivados que se utilizan en las transacciones de cobertura son altamente efectivos para compensar los cambios en el valor razonable o en los flujos de efectivo de las partidas cubiertas.

Los derivados negociables se clasifican como un activo o pasivo corriente.

3.15.4.- Coberturas de valor razonable.

Los cambios en el valor razonable de los derivados que son designados y califican como coberturas de valor razonable se registran en el estado de resultados, junto con cualquier cambio en el valor razonable del activo o del pasivo cubierto atribuible al riesgo cubierto.

La ganancia o pérdida relacionada con la porción efectiva de permutas de interés ("swaps") que cubren préstamos a tasas de interés fijas se reconoce en el estado de ganancias y pérdidas como "costos financieros".

La ganancia o pérdida relacionada con la porción inefectiva se reconoce también en el estado de resultados. Los cambios en el valor razonable de los préstamos a tasa de interés fijas cubiertos atribuibles al riesgo de tasa de interés se reconocen en el estado de resultados como "costos financieros".

Si la cobertura deja de cumplir con los criterios para ser reconocida a través del tratamiento contable de coberturas, el ajuste en el valor en libros de la partida cubierta, para la cual se utiliza el método de la tasa de interés efectiva, se amortiza en resultados en el período remanente hasta su vencimiento.

3.15.5.- Coberturas de flujos de efectivo.

La porción efectiva de los cambios en el valor razonable de los derivados que son designados y que califican como coberturas de flujos de efectivo se reconocen en el patrimonio a través del estado de otros resultados integrales. La ganancia o pérdida relativa a la porción inefectiva se reconoce inmediatamente en el estado de resultados.

Los montos acumulados en el patrimonio neto se reciclan al estado de resultados en los períodos o ejercicios en los que la partida cubierta afecta los resultados (por ejemplo, cuando la venta proyectada cubierta ocurre o el flujo cubierto se realiza). Sin embargo, cuando la transacción prevista cubierta da como resultado el reconocimiento de un activo no financiero (por ejemplo, existencias o activos fijos), las ganancias o pérdidas previamente reconocidas en el patrimonio se transfieren del patrimonio y se incluyen como parte del costo inicial del activo. Los montos diferidos son finalmente reconocidos en el costo de los productos vendidos, si se trata de existencias, o en la depreciación, si se trata de propiedades, planta y equipo.

Cuando un instrumento de cobertura expira o se vende, o cuando deja de cumplir con los criterios para ser reconocido a través del tratamiento contable de coberturas, cualquier ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio a esa fecha permanece en el patrimonio y se reconoce cuando la transacción proyectada afecte al estado de resultados. Cuando se espere que ya no se produzca una transacción proyectada la ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio se transfiere inmediatamente al estado de resultados.

3.15.6.- Cobertura de inversión neta en el exterior.

Las coberturas de inversiones netas de operaciones en el exterior (o de subsidiarias/asociadas con moneda funcional diferente de la matriz) se contabilizan de manera similar a las coberturas de flujos de efectivo. Cualquier ganancia o pérdida del instrumento de cobertura relacionada con la porción efectiva de la cobertura se reconoce en el patrimonio a través del estado de resultados integral. La ganancia o pérdida relacionada con la porción inefectiva de la cobertura se reconoce inmediatamente en resultados.

Las ganancias y pérdidas acumuladas en el patrimonio se transfieren al estado de resultados cuando la operación en el exterior se vende o se le da parcialmente de baja.

3.15.7.- Derivados a valor razonable a través de resultados.

Ciertos instrumentos financieros derivados no califican para ser reconocidos a través del tratamiento contable de coberturas y se registran a su valor razonable a través de resultados. Cualquier cambio en el valor razonable de estos derivados se reconoce inmediatamente en el estado de resultados.

3.16.- Inventarios.

Las existencias se valorizan a su costo o a su valor neto realizable, el menor de los dos. El costo se determina de acuerdo al método de precio medio ponderado (PMP).

Los costos de construcción de obras eléctricas para terceros incluyen los costos de diseño, los materiales eléctricos, la mano de obra directa propia y de terceros y otros costos directos e indirectos de existir, los cuales no incluyen costos por intereses.

El valor neto realizable es el precio estimado de venta de un activo en el curso normal de la operación menos los costos estimados para terminar su producción y los necesarios para llevar a cabo las ventas.

3.17.- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

Las cuentas comerciales a cobrar corrientes se reconocen a su valor nominal, ya que los plazos medios de vencimientos no superan los 20 días desde su facturación y los retrasos respecto de dicho plazo generan intereses explícitos. Las cuentas comerciales a cobrar no corrientes se reconocen a su costo amortizado.

3.18.- Efectivo y equivalentes al efectivo.

El efectivo y equivalentes al efectivo incluyen el efectivo en caja, los depósitos a plazo en entidades de crédito, otras inversiones a corto plazo de gran liquidez con un vencimiento original de tres meses o menos, con un riesgo poco significativo de cambio de valor. En el estado de situación financiera, los sobregiros, de existir, se clasifican como Otros Pasivos Financieros en el Pasivo Corriente.

3.19.- Capital social.

El capital social está representado por acciones ordinarias de una sola clase y un voto por acción.

Los costos incrementales directamente atribuibles a la emisión de nuevas acciones se presentan en el patrimonio neto como una deducción, neta de impuestos, de los ingresos obtenidos.

Si la Sociedad adquiere acciones de propia emisión, producto del ejercicio de derecho a retiro de accionistas, el importe de las acciones propias en cartera se deducirá del patrimonio. No se reconocerá ninguna pérdida o ganancia en el resultado del ejercicio derivada de la compra, venta, emisión o amortización de los instrumentos de patrimonio propios de la entidad.

3.20.- Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.

Las cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes y no corrientes se reconocen inicialmente a su valor razonable, posteriormente se valoran a costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

3.21.- Préstamos y otros pasivos financieros.

Los préstamos, obligaciones con el público y pasivos financieros de naturaleza similar se reconocen inicialmente a su valor razonable, neto de los costos en que se haya incurrido en la transacción. Posteriormente, se valorizan a su costo amortizado y cualquier diferencia entre los fondos obtenidos (netos de los costos necesarios para su obtención) y el valor de reembolso, se reconoce en el estado de resultados durante el plazo de la deuda de acuerdo con el método de la tasa de interés efectiva.

Las obligaciones financieras se clasifican como pasivos corrientes a menos que Compañía General de Electricidad S.A. tenga un derecho incondicional a diferir su liquidación durante al menos 12 meses después de la fecha de los estados de situación financiera.

3.22.- Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.

El gasto por impuesto a las ganancias del ejercicio comprende al impuesto a la renta corriente y al impuesto diferido. El impuesto se reconoce en el estado de resultados, excepto cuando se trata de partidas que se reconocen directamente en el patrimonio, en otros resultados integral o provienen de una combinación de negocios.

El impuesto a la renta corriente comprende el impuesto esperado por pagar o por cobrar sobre la ganancia o pérdida imponible del año y cualquier ajuste al impuesto por pagar o por cobrar con respecto a años anteriores. El monto del impuesto a la renta corriente por pagar o por cobrar es la mejor estimación del monto del impuesto que se espera pagar o recibir. El cargo por impuesto a la renta corriente se calcula sobre la base de las leyes tributarias vigentes a la fecha del estado de situación financiera y las tasas vigentes que establecen dichos cuerpos legales.

Los impuestos diferidos se calculan a partir de las diferencias que surgen entre las bases tributarias de los activos y pasivos, y sus importes en libros en los estados financieros. Sin embargo, si los impuestos diferidos surgen del reconocimiento inicial de un pasivo o un activo en una transacción distinta de una combinación de negocios que en el momento de la transacción no afecta ni al resultado contable ni a la ganancia o pérdida fiscal, no se contabiliza. El impuesto diferido se determina usando tasas impositivas (y leyes) aprobadas o a punto de aprobarse en la fecha de los estados de situación financiera y que se espera aplicar cuando el correspondiente activo por impuesto diferido se realice o el pasivo por impuesto diferido se liquide.

Los activos por impuestos diferidos se reconocen por las pérdidas fiscales no utilizadas, los créditos fiscales no utilizados y las diferencias temporarias deducibles en la medida en que sea probable que se disponga de ganancias fiscales futuras contra las cuales puedan utilizarse. Las ganancias fiscales futuras se determinan con base en la reversión de las diferencias temporarias imponibles relevantes. Si el monto de las diferencias temporarias imponibles es insuficiente para reconocer un activo por impuestos diferidos en su totalidad, entonces se consideran las ganancias imponibles futuras, ajustadas por las reversiones de las diferencias temporarias existentes, con base en los planes de negocios de las subsidiarias individuales del Grupo. Los activos por impuestos diferidos se revisan en cada fecha de presentación y se reducen en la medida en que ya no es probable que se realice el beneficio fiscal relacionado; dichas reducciones se revierten cuando mejora la probabilidad de ganancias imponibles futuras.

El impuesto a la renta diferido se reconoce por las diferencias temporales que surgen de las inversiones en subsidiarias y en asociadas, excepto cuando la oportunidad en que se revertirán las diferencias temporales es controlada por la Sociedad y es probable que la diferencia temporal no se revertirá en un momento previsible en el futuro.

3.23.- Obligaciones por beneficios post empleo u otros similares.

3.23.1.- Vacaciones del personal.

Compañía General de Electricidad S.A. reconoce el gasto por vacaciones del personal mediante el método del devengo. Este beneficio corresponde a todo el personal y equivale a un importe fijo según los contratos particulares de cada trabajador. Este beneficio es registrado a su valor nominal y presentado bajo el rubro Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.

3.23.2.- Beneficios post jubilatorios.

Compañía General de Electricidad S.A. mantiene, beneficios post-jubilatorios acordados con el personal conforme a los contratos colectivos e individuales vigentes, para todo el personal contratado con anterioridad al año 1992. Este beneficio se reconoce en base al método de la unidad de crédito proyectada.

3.23.3.- Indemnizaciones por años de servicio (PIAS).

Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias constituyen pasivos por obligaciones por indemnizaciones por cese de servicios, en base a lo estipulado en los contratos colectivos e individuales del personal. Si este beneficio se encuentra pactado, la obligación se trata de acuerdo con NIC 19 (r), de la misma manera que los planes de beneficios definidos y es registrada mediante el método de la unidad de crédito proyectada. El resto de los beneficios por cese de servicios se tratan según el apartado siguiente.

Los planes de beneficios definidos establecen el monto de retribución que recibirá un empleado al momento estimado de goce del beneficio, el que usualmente, depende de uno o más factores, tales como, edad del empleado, rotación, años de servicio y compensación.

El pasivo reconocido en el estado de situación financiera es el valor presente de la obligación del beneficio definido. El valor presente de la obligación de beneficio definido se determina descontando los flujos de salida de efectivo estimados, usando rendimientos de mercado de bonos denominados en la misma moneda en la que los beneficios serán pagados y que tienen términos que se aproximan a los términos de la obligación por PIAS hasta su vencimiento.

Los costos de servicios pasados se reconocen inmediatamente en resultados. Las ganancias y pérdidas actuariales se reconocen inmediatamente en el balance, con un cargo o abono a otros resultados integrales en los períodos en los cuales ocurren. No son reciclados posteriormente.

3.23.4.- Otros beneficios por cese de la relación laboral.

Los beneficios por cese que no califican con lo descrito en el punto 3.23.3.- se pagan cuando la relación laboral se interrumpe antes de la fecha normal de retiro o cuando un empleado acepta voluntariamente el cese a cambio de estos beneficios. Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias reconocen los beneficios por cese cuando está demostrablemente comprometido, ya sea:

i) A poner fin a la relación laboral de empleados de acuerdo a un plan formal detallado sin posibilidad de renuncia; o

ii) De proporcionar beneficios por cese como resultado de una oferta hecha para incentivar el retiro voluntario. Los beneficios que vencen en más de 12 meses después de la fecha del estado de situación financiera, de existir, se descuentan a su valor presente.

3.23.5.- Premios de antigüedad.

Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias tienen pactado premios pagaderos a los empleados, toda vez que éstos cumplan cierto número de años de servicio en la Sociedad. Este beneficio se reconoce en base a estimaciones actuariales. Los costos de servicio e intereses se reconocen inmediatamente en resultados. Las ganancias y pérdidas actuariales se reconocen inmediatamente en el balance, con un cargo o abono a otros resultados integrales en los ejercicios en los cuales ocurren. No son reciclados posteriormente.

3.23.6.- Participación en las utilidades.

Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias reconoces un pasivo y un gasto por participación en las utilidades en base a contratos colectivos e individuales de sus trabajadores, sobre la base de una fórmula que toma en cuenta la utilidad atribuible a los accionistas de las Sociedades.

3.24.- Provisiones.

Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias reconocen una provisión cuando están obligados contractualmente o cuando existe una práctica del pasado que ha creado una obligación asumida.

Las provisiones para contratos onerosos, litigios y otras contingencias se reconocen cuando:

- Compañía General de Electricidad S.A. tiene una obligación presente, ya sea legal o constructiva, como resultado de sucesos pasados;

- Es probable que vaya a ser necesaria una salida de recursos para liquidar la obligación;

- El importe puede ser estimado de forma fiable.

Las provisiones se valoran por el valor actual de los desembolsos que se espera que sean necesarios para liquidar la obligación usando la mejor estimación de Compañía General de Electricidad S.A. La tasa de descuento utilizada para determinar el valor actual refleja las evaluaciones actuales del mercado, en la fecha de cierre de los estados financieros, del valor temporal del dinero, así como el riesgo específico relacionado con el pasivo en particular, de corresponder. El incremento en la provisión por el paso del tiempo se reconoce en el rubro gasto por intereses.

3.25.- Subvenciones estatales.

Las subvenciones estatales se reconocen por su valor razonable, cuando hay una seguridad razonable de que la subvención se cobrará, y Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias cumplirán con todas las condiciones establecidas.

Las subvenciones estatales relacionadas con costos se difieren como pasivo y se reconocen en el estado de resultados durante el período necesario para correlacionarlas con los costos que pretenden compensar. Las subvenciones estatales relacionadas con la adquisición de propiedades, planta y equipo se presentan netas del valor del activo correspondiente y se abonan en el estado de resultados sobre una base lineal durante las vidas esperadas de los activos.

Las subvenciones estatales relacionadas con bonificación a la mano de obra se abonan directamente a resultados.

3.26.- Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.

En el estado de situación financiera, los saldos se clasifican en función de sus vencimientos o plazos estimados de realización, como corrientes los con vencimiento igual o inferior a doce meses contados desde la fecha de corte de los estados financieros y como no corrientes, los mayores a ese período.

En el caso que existan obligaciones cuyo vencimiento es inferior a doce meses, pero cuyo refinanciamiento a largo plazo se encuentre asegurado, se reclasifican como no corrientes.

3.27.- Reconocimiento de ingresos.

Los ingresos ordinarios se reconocen por un monto que refleja la contraprestación recibida o a recibir que la entidad tiene derecho a cambio de transferir bienes o servicios a un cliente. La entidad ha analizado y tomado en consideración todos los hechos y circunstancias relevantes al aplicar cada paso del modelo establecido por NIIF 15 a los contratos con sus clientes (identificación del contrato, identificar obligaciones de desempeño, determinar el precio de la transacción, asignar el precio, reconocer el ingreso). También ha evaluado la existencia de costos incrementales de la obtención de un contrato y los costos directamente relacionados con el cumplimiento de un contrato.

Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias reconocen los ingresos cuando se han cumplido satisfactoriamente los pasos establecidos en la norma y es probable que los beneficios económicos futuros vayan a fluir a la entidad y se cumplen las condiciones específicas para cada una de las actividades de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias, tal y como se describe a continuación:

3.27.1.- Ventas de electricidad, servicios y recargos regulados.

Los contratos de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias con clientes para la venta de energía, servicios y recargos regulados incluyen una obligación de desempeño, por lo que el ingreso por ventas de electricidad se registra en base a la facturación efectiva del período de consumo, además de incluir una estimación de energía por facturar que ha sido suministrado hasta la fecha de cierre del período o ejercicio.

3.27.2.- Servicios de transmisión y transformación de energía eléctrica.

El ingreso por servicios de transmisión y transformación de energía eléctrica se registra en base a la facturación efectiva del período de consumo, además de incluir una estimación de los servicios que han sido suministrados hasta la fecha de cierre del período o ejercicio, dado que en dichos contratos existe una obligación de desempeño.

3.27.3.- Ventas de bienes.

Las ventas de bienes incluyen por lo general una obligación de desempeño, por lo que el ingreso por ventas de bienes se registra en base a la facturación efectiva.

3.27.4.- Ingresos por intereses.

Los ingresos por intereses se reconocen usando el método de la tasa de interés efectiva.

3.27.5.- Ingresos por dividendos de inversiones temporales.

Los ingresos por dividendos se reconocen cuando se establece el derecho de recibirlos o se percibe su pago.

3.27.6.- Ingresos por construcción de obras.

Los ingresos y costos del contrato de construcción se reconocen en resultados de acuerdo con el método del producto (grado de avance físico). Cuando el resultado de un contrato de construcción no puede estimarse de forma fiable, los ingresos del contrato se reconocen sólo hasta el límite de los costos del contrato incurridos que sea probable que se recuperarán. Cuando el resultado de un contrato de construcción puede estimarse de forma fiable y es probable que el contrato vaya a ser rentable, los ingresos del contrato se reconocen durante el período del contrato.

3.28.- Arrendamientos.

3.28.1.- Cuando una entidad de Compañía General de Electricidad S.A. es el arrendatario.

Compañía General de Electricidad S.A. arrienda determinadas propiedades, planta y equipo. Para los arrendamientos donde la Sociedad tiene sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad, la Sociedad reconoce los activos y pasivos derivados del contrato de arrendamiento con duración superior a 12 meses y de valor subyacente significativo en base a NIIF 16. Como arrendatario reconocerá los activos por derecho de uso y un pasivo por arrendamiento que representa la obligación de los pagos mínimos por este concepto.

Cada pago por arrendamiento se distribuye entre el pasivo y las cargas financieras para obtener una tasa de interés constante sobre el saldo pendiente de la deuda. Las correspondientes obligaciones por arrendamiento, netas de cargas financieras, se incluyen como pasivos por arrendamientos. El elemento de interés del costo financiero se carga en el estado de resultados durante el período de arrendamiento de forma que se obtenga una tasa periódica constante de interés sobre el saldo restante del pasivo para cada período o ejercicio. El activo adquirido en régimen de arrendamiento financiero se deprecia durante su vida útil o la duración del contrato, el menor de los dos.

3.28.2.- Cuando una entidad de Compañía General de Electricidad S.A. es el arrendador.

Cuando Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias actúan como arrendador, clasifica 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 operativos.

En el caso de arrendamientos financieros, en la fecha de comienzo, la compañía reconoce en el estado de situación financiera los activos mantenidos en arrendamiento financiero y los presenta en el rubro de cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar, por un valor igual al de la inversión neta en el arrendamiento, calculado como la suma del valor actual de las cuotas de arrendamiento descontadas a la tasa de interés implícita en el arrendamiento. Posteriormente, se reconocen los ingresos financieros a lo largo del plazo del arrendamiento, en función de una tasa de rendimiento constante sobre la inversión financiera neta realizada en el arrendamiento.

En el caso de los arrendamientos operativos, los pagos por arrendamiento se reconocen como ingreso de forma lineal durante el plazo del mismo.

El Grupo arrienda ciertos elementos de propiedad, planta y equipo a sus clientes, los cuales se clasifican como operativos, desde la perspectiva del arrendador. Un arrendamiento se clasifica como arrendamiento operativo si no transfiere sustancialmente todos los riesgos y ventajas inherentes a la propiedad del activo. Los ingresos por arrendamiento comprenden montos de arrendamiento fijos y variables.

Los activos arrendados a terceros bajo contratos de arrendamiento operativo se incluyen dentro del rubro de propiedades, planta y equipos o en propiedades de inversión según corresponda.

Los ingresos derivados del arrendamiento operativo se reconocen de forma lineal durante el plazo del arrendamiento.

3.29.- Distribución de dividendos.

Los dividendos a pagar a los accionistas de Compañía General de Electricidad S.A. se reconocen como un pasivo en los estados financieros en el ejercicio en que son declarados y aprobados por los accionistas o cuando se configura la obligación correspondiente en función de las disposiciones legales vigentes o las políticas de distribución establecidas por la Junta de Accionistas.

3.30.- Costo de ventas.

Los costos de ventas incluyen el costo de adquisición de las materias primas e insumos necesarios para el desarrollo de los negocios de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, depreciaciones de instalaciones y mano de obra directa a servicios prestados. Estos costos incluyen principalmente los costos de adquisición netos de descuentos obtenidos, los gastos e impuestos no recuperables.

3.31.- Estado de flujos de efectivo.

El Estado de Flujos de Efectivo Consolidado ha sido elaborado utilizando el método directo, y en el mismo se utilizan las siguientes expresiones con el significado que a continuación se indica:

- Actividades de operación: Actividades que constituyen los ingresos ordinarios del grupo, así como otras actividades que no pueden ser calificadas como de inversión o financiación.

- Actividades de inversión: Actividades de adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos no corrientes y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.

- Actividades de financiación: Actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio neto y de los pasivos que no forman parte de las actividades de operación.

Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias no han registrado transacciones que no representan movimientos de efectivo relacionadas con inversión o financiamiento al 31 de diciembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024. A la fecha no existen restricciones sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.

4.- ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRÍTICOS DE LA ADMINISTRACIÓN.

Las estimaciones y criterios usados son continuamente evaluados y se basan en la experiencia histórica y otros factores, incluyendo la expectativa de ocurrencia de eventos futuros que se consideran razonables de acuerdo con las circunstancias.

Compañía General de Electricidad S.A. efectúa estimaciones y supuestos respecto del futuro. Las estimaciones contables resultantes por definición muy pocas veces serán iguales a los resultados reales. Las estimaciones y supuestos que tienen un riesgo significativo de causar un ajuste material a los saldos de los activos y pasivos en el próximo ejercicio se presentan a continuación:

4.1.- Estimación del deterioro de la plusvalía comprada y activos no corrientes de vida útil indefinida.

Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias evalúan anualmente si la plusvalía mercantil y activos no corrientes de vida útil indefinida han sufrido algún deterioro, de acuerdo con la política contable que se describe en la Nota 3.13. Los montos recuperables de las unidades generadoras de efectivo han sido determinados sobre la base de cálculos de sus valores en uso. Los resultados de las estimaciones efectuadas al 31 de diciembre de 2025 no arrojaron deterioro alguno sobre la plusvalía comprada y activos no corrientes de vida útil indefinida (ver Nota 18.1).

4.2.- Valor razonable de derivados y de otros instrumentos financieros.

El valor razonable de los instrumentos financieros que no son comercializados en un mercado activo (por ejemplo, acciones sin cotización o suficiente presencia bursátil, derivados extra-bursátiles, etc.) se determina usando técnicas de valuación. Compañía General de Electricidad S.A. aplica su juicio para seleccionar una variedad de métodos y aplica supuestos que principalmente se basan en las condiciones de mercado existentes a la fecha de cada estado de situación financiera. Compañía General de Electricidad S.A. utiliza flujos netos descontados o técnicas de valoración a base de múltiplos de Ebitda para ciertos activos financieros disponibles para la venta que no se comercializan en mercados activos.

4.3.- Beneficios por Indemnizaciones por cese pactadas (PIAS) y premios por antigüedad.

El valor presente de las obligaciones por indemnizaciones por años de servicio pactadas y premios por antigüedad (“los beneficios”) depende de un número de factores que se determinan sobre bases actuariales usando un número de supuestos. Los supuestos usados al determinar el costo neto por los beneficios incluyen la tasa de descuento. Cualquier cambio en estos supuestos tendrá impacto en el valor en libros de la obligación por los beneficios.

Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias determinan la tasa de descuento al final de cada año que considera más apropiada de acuerdo a las condiciones de mercado a la fecha de valoración. Esta tasa de interés es la que utiliza Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias para determinar el valor presente de las futuras salidas de flujos de efectivo estimadas que se prevé se requerirá para cancelar las obligaciones por planes de beneficios. Al determinar la tasa de descuento, Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias consideran las tasas de interés de mercado de bonos que se denominan en la moneda en la que los beneficios se pagarán y que tienen plazos de vencimiento similares o que se aproximan a los plazos de las respectivas obligaciones por los beneficios.

Otros supuestos claves para establecer las obligaciones por planes de beneficios se basan en parte en las condiciones actuales del mercado. En la Nota 23.5 se presenta información adicional al respecto.

La referida metodología utiliza supuestos críticos vinculados con tasa de interés, factores de reajustes e indexación y estimaciones de permanencia futura, cuya variación pueden generar modificaciones significativas sobre los estados financieros consolidados de la Sociedad.

4.4.- Reconocimiento de ingresos y costos de energía - Efectos de Precios de Contratos de Suministro y de Precios de Transmisión.

Los precios de compra de energía y potencia establecidos en los diversos contratos de suministro suscritos con generadores como resultado de los procesos licitatorios son traspasados a las tarifas de los clientes regulados mediante las fijaciones de precios de nudo promedio.

En este contexto, el 30 de diciembre de 2024 y el 8 de julio de 2025, fueron publicados los Decretos de Precio de Nudo Promedio N° 15T-2024 y N° 14T-2025, todos del Ministerio de Energía, mediante los cuales se fijan los precios de nudo promedio con vigencia a contar del 1 de enero de 2025 y 1 de julio de 2025, respectivamente.

Sin perjuicio de lo anterior, debe tenerse en cuenta que el 2 de noviembre de 2019 fue publicada en el Diario Oficial la Ley N° 21.185 que crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes regulados. Esta ley considera esencialmente:

- Entre el 1 de julio de 2019 y el 31 de diciembre de 2020, los precios que las distribuidoras traspasarán a sus clientes corresponderán a los de enero de 2019 (PEC, precio estabilizado a clientes).

- Entre el 1 de enero de 2021 y hasta el término del mecanismo de estabilización (diciembre de 2027), podrán traspasar los precios de nudo promedio (PNP), los que no podrán superar el PEC reajustado por IPC a partir de enero de 2021.

- A partir de esta ley y hasta el término del mecanismo, las distribuidoras pagarán los precios de nudo promedio con un factor de ajuste que asegure la coherencia con la recaudación esperada del PEC. En caso de que el cálculo de precios de nudo promedio sea mayor al PEC, los precios serán ajustados a la baja; en caso contrario, serán incrementados para cubrir saldos no recaudados.

- La Comisión Nacional de Energía calculará, para cada contrato, las diferencias de facturación que se produzcan entre el precio establecido y el precio que se hubiera aplicado de acuerdo a dicho contrato. Este saldo en dólares será incorporado en los decretos tarifarios semestrales. A partir de julio de 2023 o hasta acumular un saldo US$ 1.350 millones, no se podrán incrementar los saldos no recaudados.

- Los saldos no recaudados no devengarán interés, salvo a partir del 1 de enero de 2026 (libor de 6 meses más un spread correspondiente al riesgo país a la fecha de aplicación).

- Se considerarán para el mecanismo sólo aquellos contratos que inicien suministro antes de 2021.

- La Comisión Nacional de Energía deberá establecer mediante resolución exenta las reglas necesarias para la implementación del mecanismo de estabilización.

- Se deroga el Decreto N° 7T-2019 (precios de nudo promedio de julio de 2019), extendiéndose la vigencia del Decreto 20T-2018 hasta la publicación del decreto que corresponda dictar con posterioridad a la entrada en vigencia de la ley.

Así, mediante Resolución Exenta N° 72-2020 del 5 de marzo de 2020, la Comisión Nacional de Energía estableció las disposiciones, procedimientos, plazos y condiciones para la implementación del señalado mecanismo transitorio de estabilización de precios de energía eléctrica establecido en la Ley N° 21.185, la cual fue rectificada por diversas resoluciones exentas, fijándose un nuevo texto refundido mediante Resolución Exenta N° 342-2021 del 9 de septiembre de 2021, modificada mediante Resoluciones Exentas N° 514-2021 del 30 de noviembre de 2021 y N° 283-2022 del 21 de abril de 2022.

Adicionalmente, en este mismo contexto, el 2 de agosto de 2022 fue publicada la Ley N° 21.472, mediante la cual se crea un fondo de estabilización tarifaria (FET), administrado por la Tesorería General de la República y solventado mediante un pago adicional unitario por kilowatt hora (kWh) en el cargo por servicio público y con aportes que deberá efectuar el Ministerio de Hacienda, determinado con criterios de solidaridad y proporcionalidad de acuerdo a tramos de consumo, y se establece un mecanismo transitorio de estabilización (MPC – Mecanismo de protección al cliente), complementario a aquel establecido en la Ley N° 21.185, que tiene por objetivo impedir el alza de las cuentas eléctricas durante el año 2022 y permitir únicamente alzas graduales hasta 2032.

Las normas que regulan la operación del FET se encuentran establecidas en el reglamento aprobado mediante Decreto N° 49-2023 del Ministerio de Hacienda, suscrito además por el Ministro de Energía, publicado en el diario oficial el 29 de julio de 2023, mientras que las reglas necesarias para la implementación del MPC, de manera coordinada y complementaria con el mecanismo de estabilización establecido en la Ley N° 21.185 y en concordancia con los principios dispuestos en el artículo 2 de la referida ley, se establecieron mediante Resolución Exenta N° 86, de la Comisión Nacional de Energía, publicada en el diario oficial el 14 de marzo de 2023, modificada por Resolución Exenta N° 334-2023, publicada el 9 de agosto de 2023.

En particular, en la citada resolución se establece lo siguiente:

- Los procedimientos y criterios para determinar los precios a nivel de generación traspasable a los clientes regulados necesarios para la aplicación de dicho mecanismo durante toda la vigencia de este y las reglas bajo las cuales los pagos de los precios de nudo de largo plazo deben ser efectuados por las empresas concesionarias de distribución a sus respectivos suministradores durante la vigencia del Mecanismo de Protección al Cliente;

- Las características de los Documentos de Pago emitidos por el Ministerio de Hacienda con el objeto de cubrir las diferencias que se produzcan entre la facturación de las empresas de distribución y el monto que corresponda pagar por el suministro eléctrico a las empresas de generación. La operación del Mecanismo de Protección al Cliente deberá resguardar el pago de la totalidad de los saldos originados bajo el mecanismo de estabilización de precios de la Ley N° 21.185, a más tardar, el 31 de diciembre de 2027;

- Que el Mecanismo de Protección al Cliente (MPC) regirá a partir del 2 de agosto del año 2022, fecha en que se publicó y entró en vigencia la Ley N° 21.472 hasta la fecha en que se pague todo el saldo final restante originado por la aplicación del mismo, lo que deberá efectuarse, a más tardar, el 31 de diciembre de 2032,

- Las condiciones de aplicación del Cargo MPC, cuyo objetivo es recaudar recursos para el Fondo de Estabilización de Tarifas que permitan pagar el saldo final restante antes del término de la vigencia del Mecanismo de Protección al Cliente.

Finalmente, en relación con los precios de compra de energía y potencia, el 30 de abril de 2024 se publicó en el diario oficial la Ley N° 21.667, mediante la cual se modifica diversos cuerpos legales en materia de estabilización tarifaria. Las principales materias establecidas en la ley corresponden a:

- El Fondo de Estabilización de Tarifas tiene por objeto estabilizar las tarifas de los clientes regulados y pagar los saldos originados por las Leyes N° 21.185 y N° 21.472; será administrado por la Tesorería General de la República (TGR); su vigencia y los cargos que lo financian no excederán del 31 de diciembre de 2035.

- En relación con el Mecanismo de protección al cliente (MPC):

    a) Se aumenta monto de US$ 1.800 millones a US$ 5.500 millones de dólares.

    b) Para el año 2023 se deberán aplicar los valores del decreto N° 16T-2022 (precio de nudo promedio del segundo semestre de 2022).

    c) Se definen 2 tramos de consumo (antes eran 3): clientes con consumo menor o igual a 350 kWh y clientes con consumo mayor a 350 kWh.

    d) El cargo MPC de la Ley N° 21.472 se fijará en 22 $/kWh (reajustable por IPC) para los años 2024 a 2027 y en 9 $/kWh (reajustable por IPC) para los años 2028 a 2035.

- Pagos de saldos Leyes N° 21.185 y N° 21.472:

a) Desde la entrada en vigencia de la ley y al 31 de diciembre de 2027 se pagarán los saldos de la Ley N° 21.185 y documentos de pago emitidos por la Tesorería General de la República hasta alcanzar un monto de US$ 1.800 millones.

b) Desde el 1 de enero de 2028 se restituirán los saldos adeudados de la Ley N° 21.472 y documentos de pago que se originen con aplicación de la ley, debiéndose extinguir la deuda, a más tardar, el 31 de diciembre de 2035.

- Descongelamiento progresivo del Valor Agregado de Distribución (VAD), según las siguientes reglas:

a) Para las Cooperativas: Se descongela VAD a contar de la publicación del decreto de precio de nudo promedio (decreto PNP) del primer semestre de 2024.

b) Para las demás concesionarias de distribución: Se descongela VAD a contar de la publicación del decreto PNP segundo semestre de 2024, con límite de aumento de 10% respecto a la tarifa congeladas. A contar de la publicación del decreto PNP del primer semestre de 2025 se aumenta el límite a 20%, y a contar de la publicación del decreto PNP del segundo semestre 2025 no habrá límite.

c) Una vez que se publique el decreto VAD 2020-2024, se deberán aplicar los nuevos niveles tarifarios que en él se establezcan y se deberán aplicar las correspondientes reliquidaciones.

- Subsidio transitorio:

a) Se establece un subsidio transitorio de hasta US$ 120 millones anuales, para los años 2024, 2025 y 2026, dirigido a familias de menores recursos, con el fin de paliar los aumentos en el ejercicio en que los precios de energía experimentarán las mayores alzas.

- Disposiciones transitorias:

a) Los informes técnicos de precios de nudo promedio del primer semestre de 2024, del segundo semestre de 2024 y del primer semestre de 2025, deberán contener un cálculo de las diferencias de facturación no pagadas contabilizadas en los ejercicios comprendidos hasta el 31 de octubre de 2023, entre el 1 de noviembre de 2023 y el 29 de febrero de 2024, y entre el 1 de marzo de 2024 y el 30 de junio de 2024, respectivamente. Una vez publicados en el Diario Oficial los respectivos decretos tarifarios de precios de nudo promedio, los suministradores podrán emitir al Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional un documento de cobro por las referidas diferencias de facturación.

b) Se faculta al Ministerio de Energía para publicar los precios de nudo promedio, correspondientes al primer y segundo semestre del 2024, sin contar con la toma de razón por parte de la Contraloría General de la República.

c) De manera similar, se faculta al Ministerio de Energía para publicar el decreto de fijación del Valor Agregado de Distribución del cuadrienio 2020-2024, sin contar con la toma de razón por parte de la Contraloría General de la República. Sin perjuicio de ello, las reliquidaciones que le corresponde instruir a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), solo podrán ser realizadas una vez que se concluya la total tramitación del decreto por parte de Contraloría.

d) Dentro de los treinta días corridos contados a partir de la publicación de la ley se constituirá una mesa técnica asesora, por cuatro meses, que tendrá por objeto evaluar otras fuentes de financiamiento, a efectos de aumentar el monto anual de subsidio transitorio, así como otras políticas destinadas a disminuir el alza de la tarifa eléctrica para los clientes regulados. La mesa técnica asesora deberá remitir al Ministerio de Energía y a las Comisiones de Minería y Energía de ambas Cámaras del Congreso Nacional un informe con las recomendaciones y conclusiones asociadas a los objetivos propuestos.

Por otro lado, en relación con la remuneración de las instalaciones de transmisión, el 16 de febrero de 2023 fue publicado el Decreto N° 7T – 2022, mediante el cual se fija el valor anual de transmisión para las instalaciones de transmisión nacional, zonal y dedicado utilizadas por usuarios sujetos a regulación de precios para el cuadrienio 2020-2023, cuyos valores tienen vigencia desde el 1 de enero de 2020.

Los cargos de transmisión aplicables a los clientes finales, considerando el decreto señalado precedentemente, junto con los valores adjudicados como resultados de los procesos de licitación de instalaciones de transmisión efectuados, son fijados semestralmente por la Comisión Nacional de Energía.

Particularmente, en los informes que determinan los cargos de transmisión con vigencia a contar del 1 de enero de 2020 y siguientes, la Comisión Nacional de Energía ha incorporado un mecanismo de ajuste de los cargos de transmisión que permite evitar excesivas variaciones de estos y, por tanto, reducir en la medida de lo posible la afectación a los clientes finales sujetos a fijación de precios.

Al respecto, el 21 de junio de 2025 se publicó la Resolución Exenta N° 333-2025 de la Comisión Nacional de Energía, que aprueba el Informe Técnico Definitivo para la fijación de los cargos de transmisión que entraron en vigor a partir del 1 de julio de 2025, según los valores contenidos en el Decreto N° 7T-2022 que determina el valor Anual de Transmisión por Tramo del cuadrienio 2020-2023.

Finalmente, la Ley N° 21.194, publicada el 21 de diciembre de 2019, estableció un mecanismo transitorio para que los niveles de precios asociados al Valor Agregado de Distribución que estén siendo aplicados a la fecha de su publicación, permanezcan constantes hasta el término de su vigencia, debiendo las diferencias ser incorporadas a las tarifas resultantes de los siguientes procesos de tarificación de los suministros a clientes regulados.

Al respecto, de acuerdo con lo establecido en la Ley N° 21.667, a contar del 7 de junio de 2024, fecha de publicación del Decreto N° 5T-2024 del Ministerio de Energía, que fija las fórmulas tarifarias aplicables a clientes finales sujetos a fijación de precios regulados, Compañía General de Electricidad S.A. ha aplicado los niveles tarifarios contenidos en este. Posteriormente, el 9 de abril de 2025 la Contraloría General de la República dio curso al Decreto N° 5T-2024, el que, en atención a las enmiendas incorporadas por ese organismo, fue publicado nuevamente el 21 de abril de 2025 en el Diario Oficial, lo que dará lugar a las reliquidaciones que correspondan, previas instrucciones de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Con todo, las diferencias originadas por la aplicación de los referidos decretos de precios de nudo promedio, de las resoluciones que fijen los cargos de transmisión y de los decretos que fijen los cargos de distribución, ya sea debido a que se publiquen en fechas posteriores a las del inicio de sus vigencias o a la implementación de los mecanismos de estabilización descritos precedentemente, deberán ser traspasadas a los clientes regulados, lo que hace necesario reflejar en los balances y estados de resultados los efectos que tendrá en las cuentas de los clientes finales.

5.- POLÍTICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.

Los factores de riesgo a los que están sujetas Compañía General de Electricidad S.A. y sus subsidiarias son de carácter general y se enumeran a continuación:

5.1.- Riesgo financiero.

A pesar de que los negocios en que participa Compañía General de Electricidad S.A. son fundamentalmente en pesos, se ha determinado como política mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los flujos de sus deudas financieras, con el objetivo de minimizar una eventual exposición al riesgo de variación del tipo de cambio y la unidad de reajuste.

En atención a lo anterior, a nivel corporativo se definen, coordinan y controlan las estructuras financieras de las empresas que conforman Compañía General de Electricidad S.A., en orden a prevenir y mitigar las consecuencias financieras negativas ante la posibilidad de ocurrencia de los principales riesgos financieros identificados.

5.1.1.- Riesgo de tipo de cambio y unidades de reajuste.

Debido a que los negocios en que participan las empresas de Compañía General de Electricidad S.A. son fundamentalmente en pesos, se ha determinado como política minimizar la exposición al riesgo de variaciones en el tipo de cambio y unidades de reajuste entre sus flujos operacionales y de sus obligaciones financieras.

Tipo de deuda	31-12-2025		31-12-2024	
	M$	%	M$	%
Deuda en CL$.	277.224.333	22,77 %	185.366.810	15,76 %
Deuda en unidades de fomento.	668.962.806	54,94 %	771.364.543	65,57 %
Deuda en unidades de fomento con cobertura.		%	25.687.469	2,18 %
Deuda en moneda extranjera.	22.129.061	1,82 %	20.898.734	1,78 %
Deuda en moneda extranjera - con cobertura.	249.313.628	20,48 %	173.019.699	14,71 %
Total deuda financiera	**1.217.629.828**	**100,01 %**	**1.176.337.255**	**100,00 %**

Con el objetivo de cubrir los riesgos asociados a la variación de la Unidad de Fomento (UF) y moneda extranjera, existen derivados de cobertura UF/CL $, US $/CL $ y CNH $/CL $ para la deuda financiera. Tras la aplicación de estas coberturas, el porcentaje total de la deuda financiera en CL $ al 31 de diciembre de 2025 alcanza el 43,25% y de 32,65% al 31 de diciembre de 2024.

En el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025, Compañía General de Electricidad S.A. y sus subsidiarias mantienen un 54,94 % de su deuda financiera denominada en UF que no está cubierta con ningún instrumento de cobertura (Al 31 de diciembre de 2024 es de 65,57 %). Para dimensionar el efecto de la variación de la UF en el resultado financiero, se realizó una sensibilización de esta unidad de reajuste, determinando que ante un alza de un 1% en el valor de la UF al 31 de diciembre de 2025, el resultado financiero habría disminuido en M$ 6.689.628 y un aumento por la misma cifra hubiera sucedido ante una disminución de 1% en la UF. Comparativamente, al 31 de diciembre de 2024, un alza de un 1% en el valor de la UF habría generado una disminución en el resultado financiero de M$ 7.713.645 y un aumento por la misma cifra hubiera sucedido ante una disminución de 1% en la UF, reflejando la diferencia en el impacto entre ambos ejercicios.

Al 31 de diciembre de 2025, Compañía General de Electricidad S.A. cuenta con deuda financiera en moneda extranjera que no posee algún instrumento de cobertura asociado por MUS$ 24.395, en consecuencia, la deuda se encuentra afecta al riesgo de variación de tipo de cambio. Al 31 de diciembre de 2024 la Sociedad tenía una deuda denominada en moneda extranjera sin cobertura por el equivalente a MUS$ 20.973.

Debido a esta razón, se efectúa un análisis de sensibilidad sobre aquella parte de la deuda expresada en moneda extranjera que no posee algún instrumento de cobertura asociado, con el objeto de determinar el impacto en los resultados de Compañía General de Electricidad S.A. ante la variación en el tipo de cambio.

El valor del dólar estadounidense se ubicó en $ 907,13, es decir, un 8,96% menor al valor de cierre al 31 de diciembre de 2024, fecha en que alcanzó un valor de $ 996,46.

Sensibilización tipo de cambio de cierre	Variación %	t/c	Deuda en moneda extranjera		Efecto t/c
	t/c	cierre	MUS$	M$	M$
Saldos al 31 de diciembre de 2025		907,13	24.395	22.129.061	
	(1 %)	898,06	24.395	21.907.770	(221.291)
	1 %	916,20	24.395	22.350.352	221.291

Sensibilización tipo de cambio de cierre	Variación %	t/c	Deuda en moneda extranjera		Efecto t/c
	t/c	cierre	MUS$	M$	M$
Saldos al 31 de diciembre de 2024		996,46	20.973	20.898.734	
	(1 %)	986,50	20.973	20.689.747	(208.987)
	1 %	1.006,42	20.973	21.107.721	208.987

Se estima que el impacto de un alza de un 1% en la tasa de cambio del peso chileno con respecto al dólar estadounidense al cierre del ejercicio habría generado un impacto negativo al cierre del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025 de M$ 221.291, y de M$ 208.987 al cierre del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2024 en el resultado financiero de Compañía General de Electricidad S.A. Asimismo, se estima un impacto positivo de la misma magnitud ante una disminución del tipo de cambio. Cabe mencionar que este impacto compensará parcialmente el efecto de la variación de la cuenta por cobrar en moneda extranjera producto del mecanismo transitorio de estabilización de precios de generación de energía eléctrica en la subsidiaria Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.

5.1.2.- Riesgo de tasa de interés.

El riesgo de tasa de interés es el riesgo de que flujos de instrumentos financieros fluctúen debido a cambios en las tasas de interés de mercado. La exposición de la compañía al riesgo de cambio en tasas de interés se relaciona principalmente con obligaciones financieras a tasas de interés variables.

Al 31 de diciembre de 2025, la deuda financiera de la compañía y de sus subsidiarias se estructura en un 30,20% (capital vigente adeudado) a tasa variable y un 17,51% al cierre del mismo ejercicio del año anterior. Se estima que un incremento de 100 puntos base en las tasas de interés variables en base anual hubiese significado al cierre del ejercicio del 31 de diciembre de 2025 un mayor gasto financiero de M$ 3.584.400, y hubiese representado un mayor gasto financiero de M$ 2.043.205 al cierre del mismo ejercicio del año anterior.

5.1.3.- Riesgo de liquidez y estructura de pasivos financieros.

El riesgo de liquidez está relacionado con las necesidades de fondos para hacer frente a las obligaciones de pago con instituciones bancarias, proveedores (ver nota 21), arrendamientos (ver nota 25) y empresas relacionadas (ver nota 9).

Las empresas que pertenecen a Compañía General de Electricidad S.A. mantienen una adecuada gestión de los activos y pasivos, optimizando los excedentes de caja diarios y de esa manera asegurar el cumplimiento de los compromisos de deudas en el momento de su vencimiento. En efecto, al 31 de diciembre de 2025 un 66,97% de la deuda financiera y un 73,87% considerando la deuda con empresas relacionadas (capital vigente adeudado) se encuentra estructurada a largo plazo (Al 31 de diciembre de 2024 fue de M$ 71,81% y 63,63%, respectivamente). Además, la generación de flujos de la sociedad y sus subsidiarias es suficiente para afrontar las obligaciones por los servicios asociados a la operación comercial.

Continuamente se efectúan proyecciones de flujos de caja, análisis de la situación financiera, del entorno económico y análisis del mercado de deuda con el objeto de, en caso de requerirlo, contratar nuevos financiamientos o reestructurar créditos existentes a plazos que sean coherentes con la capacidad de generación de flujos de los diversos negocios en que participa Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias. Sin perjuicio de lo anterior, se cuenta con líneas bancarias de corto plazo aprobadas, que permiten reducir ostensiblemente el riesgo de liquidez a nivel de matriz o de cualquiera de sus subsidiarias, además de contar con un "Cash Support Agreement" firmado entre Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias y su relacionada State Grid International Development (SGID).

En los siguientes cuadros se puede apreciar el perfil de vencimientos de capital e intereses de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias, los cuales, como se indicó, se encuentran distribuidos mayoritariamente en el largo plazo.

Capital e intereses con proyección futura de flujo de caja 31-12-2025	Hasta 3 meses M$	Más de 3 meses y hasta 1 año M$	Más de 1 año y hasta 3 años M$	Más de 3 años y hasta 6 años M$	Más de 6 años y hasta 10 años M$	Más de 10 años M$	Total M$
Bancos.	129.025.110	231.610.040	182.662.114				543.297.264
Bonos.	32.718.363	40.030.361	138.861.409	283.299.566	199.914.744	111.553.521	806.377.964
Empresas Relacionadas.	2.895.139	8.846.258	330.046.998				341.788.395
Total	**164.638.612**	**280.486.659**	**651.570.521**	**283.299.566**	**199.914.744**	**111.553.521**	**1.691.463.623**
Porcentualidad	**10 %**	**17 %**	**39 %**	**17 %**	**12 %**	**7 %**	**100 %**

Capital e intereses con proyección futura de flujo de caja 31-12-2024	Hasta 3 meses M$	Más de 3 meses y hasta 1 año M$	Más de 1 año y hasta 3 años M$	Más de 3 años y hasta 6 años M$	Más de 6 años y hasta 10 años M$	Más de 10 años M$	Total M$
Bancos.	45.669.542	150.014.688	201.711.139				397.395.369
Bonos.	32.707.954	143.055.514	138.556.124	251.020.065	262.705.312	127.480.970	955.525.939
Empresas Relacionadas.	2.073.422	152.269.837					154.343.259
Total	**80.450.918**	**445.340.039**	**340.267.263**	**251.020.065**	**262.705.312**	**127.480.970**	**1.507.264.567**
Porcentualidad	**5 %**	**30 %**	**23 %**	**17 %**	**17 %**	**8 %**	**100 %**

5.1.4.- Riesgo de crédito deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

En el sector de distribución de electricidad, principal negocio de Compañía General de Electricidad S.A., el riesgo de crédito ha sido históricamente bajo, debido a la importancia del suministro eléctrico en el diario vivir y la facultad de suspensión de este, establecida en la Ley General de Servicios Eléctricos, después una cantidad acotada de días contada desde el vencimiento de una cuenta impaga. Adicionalmente, contribuye a lo anterior la radicación de la deuda en la propiedad del usuario del servicio eléctrico, contemplada en la normativa, siendo necesario el pago de ella para la reposición del suministro. Otro factor que permite reducir el riesgo de crédito es la elevada atomización de la cartera de clientes, cuyos montos adeudados individualmente no son significativos con relación al total de ingresos operacionales.

La rotación de cuentas por cobrar de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias al 31 de diciembre de 2025 es de 7,2 meses de ventas y de 6,2 meses de venta al 31 de diciembre de 2024. El monto de Deudas Comerciales Vencidas y Deterioradas al 31 de diciembre de 2025 representa un 6,53% del total de Ingresos Operacionales anuales y un 4,72 % al 31 de diciembre de 2024.

Conceptos	31-12-2025 M$	31-12-2024 M$
Ingresos operacionales (últimos 12 meses).	2.354.474.994	2.679.614.521
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar bruto.	1.676.581.981	1.634.231.442
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas.	183.003.164	150.461.423
Rotación cuentas por cobrar (meses).	**7,2**	**6,2**
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / ingresos operacionales.	**6,53 %**	**4,72 %**

Es importante señalar que la rotación de cuentas por cobrar se ha visto impactada por los retrasos en la entrada en vigencia de los decretos semestrales que establecen los precios de nudo promedio, así como por el retraso en la publicación de las tarifas definitivas del Valor Agregado de Distribución. A esto se suma el mecanismo transitorio de estabilización de precios de generación de energía eléctrica para clientes regulados. Esta situación ha generado montos significativos en las cuentas por cobrar, que fueron parcialmente compensados por incrementos en las cuentas por pagar.

5.1.5.- Análisis de la deuda financiera que no está a valor de mercado.

El análisis de deuda financiera a valor de mercado consiste en obtener el valor presente de los flujos de caja futuros de cada deuda financiera vigente, utilizando tasas representativas de las condiciones de mercado, de acuerdo con el riesgo de la empresa y el plazo remanente de la deuda.

Los principales pasivos financieros de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias incluyen créditos bancarios y obligaciones con el público. El propósito de estos pasivos es asegurar financiamiento al desarrollo de las operaciones habituales de la empresa.

A continuación, se presenta un resumen de los pasivos financieros de Compañía General de Electricidad S.A. y sus subsidiarias al 31 de diciembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, el cual compara su valor libro en relación a su valor justo:

Deuda al 31 de diciembre de 2025	Pasivos financieros a valor libro M$	Pasivos financieros a valor justo M$	Valor justo v/s valor libro %
Bancos (*).	548.667.022	538.709.588	(1,81 %)
Bonos.	668.962.806	678.226.153	1,38 %
Total pasivo financiero	**1.217.629.828**	**1.216.935.741**	**(0,06 %)**

Deuda al 31 de diciembre de 2024	Pasivos financieros a valor libro M$	Pasivos financieros a valor justo M$	Valor justo v/s valor libro %
Bancos (*).	379.285.243	381.223.560	0,51 %
Bonos (**).	797.052.012	797.972.011	0,12 %
Total pasivo financiero	**1.176.337.255**	**1.179.195.571**	**0,24 %**

* Incluye pasivos de cobertura Bancos en US $, en CNH $ y en EUR $.
** Incluye pasivos de cobertura Bonos en UF.

5.1.6.- Riesgos regulatorios.

Eventuales cambios regulatorios pueden generar efectos de diversa índole en los resultados de la compañía. Actualmente, las materias que están en desarrollo y que se están monitoreando constantemente son las siguientes:

- Implementación de la Ley N° 21.194, conocida como Ley Corta de Distribución, publicada el 21 de diciembre de 2019, particularmente en lo relacionado con la extensión a las empresas de los Sistemas Medianos del mecanismo de estabilización de precios de generación definido en la Ley N°21.185 y con la aplicación del mecanismo de estabilización de los niveles de precios asociados al valor agregado por concepto de costos de distribución.

- A contar del 7 de junio de 2024, fecha de publicación del Decreto N° 5T-2024 del Ministerio de Energía que fija las fórmulas tarifarias aplicables a clientes finales sujetos a fijación de precios regulados, se deben aplicar los niveles tarifarios contenidos en este. Sin perjuicio de lo anterior, de acuerdo con lo establecido en la Ley N° 21.667, las reliquidaciones que corresponda efectuar se podrán realizar con posterioridad a la toma de razón de la Contraloría General de República, lo que ocurrió el 9 de abril de 2025.

- Con fecha 9 de febrero de 2026, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles mediante Resolución Exenta N° 37613-2026, comunicó plazo, forma y condiciones en que las empresas deberán abonar o cargar el valor de las diferencias tarifarias producidas por la entrada en vigencia del decreto tarifario 2020-2024 (Decreto VAD 5T-2024), de acuerdo a lo indicado en el artículo 192° de la Ley General de Servicios Eléctricos. De acuerdo a lo instruido por la SEC, el proceso de reliquidación se realizará bajo las siguientes condiciones:

    - Saldos a cobrar a clientes (cargos): deberán dividirse en 48 cuotas mensuales, pudiendo ampliarse hasta 60 cuotas cuando la cuota mensual supere el 20% del valor promedio de las boletas del año 2025.
    - Saldos a favor de clientes (abonos): deberán devolverse en un máximo de 12 cuotas mensuales.
    - Los cargos o abonos deberán comenzar a reflejarse en las boletas emitidas a partir de abril de 2026.
    - Las empresas deberán informar a la SEC, antes del 25 de febrero de 2026, el detalle individual de los montos de deuda o abono y su respectiva cuota mensual.

- Proceso de tarificación de distribución correspondiente a cuadrienio 2024-2028, el cual ya se ha iniciado, habiéndose efectuado la correspondiente determinación de áreas típicas de distribución y la selección de empresas de referencia. Además, el 30 de mayo de 2023, la Comisión Nacional de Energía comunicó las Bases Técnicas Definitivas del proceso, las cuales incluyen los dictámenes del Panel de Expertos respecto de las observaciones presentadas por las empresas concesionarias de distribución y el resto de los participantes del proceso. Por otra parte, el 26 de octubre de 2023 la Comisión Nacional de Energía adjudicó la realización de los estudios a la empresa consultora INECON, Ingenieros y Economistas Consultores, cuyo contrato de servicios fue aprobado por la Contraloría General de la República el 4 de enero de 2024, estableciendo en ese día la fecha oficial de inicio de los estudios.

- El 4 de marzo de 2024, el consultor INECON entregó a la Comisión Nacional de Energía el Informe de Avance N°1 del citado estudio, respecto del cual el Comité de supervisión y las empresas distribuidoras enviaron sus observaciones el 25 de marzo de 2024. Posteriormente, el 25 de junio de 2024 el consultor entregó a la Comisión Nacional de Energía el Informe de Avance N°2, respecto del cual el Comité de supervisión y las empresas distribuidoras enviaron sus observaciones el 24 de julio de 2024. Luego, el 13 de septiembre de 2024 el consultor entregó el Informe Final, para el cual el Comité de supervisión y las empresas distribuidoras enviaron sus observaciones el 22 de octubre de 2024 y, finalmente, el 27 de diciembre de 2024 el consultor entregó el Informe Final Definitivo, el cual, luego de las observaciones entregadas por el Comité de supervisión y las empresas distribuidoras, del 16 de enero de 2025 y 21 de marzo de 2025, se encuentra en revisión por parte del consultor.

- El 10 de octubre de 2025, la Comisión Nacional de Energía publicó el Informe Técnico Preliminar asociado al Proceso de tarificación de distribución correspondiente a cuadrienio 2024-2028, respecto del cual las empresas distribuidoras enviaron sus observaciones el 24 de noviembre de 2025. A la fecha la Comisión Nacional de Energía se encuentra en revisión de las mencionadas observaciones.

- Respecto al proceso de tarificación de generación y transmisión de los Sistemas Medianos correspondiente al cuadrienio 2022-2026, el día 4 de septiembre de 2023, Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. formalizó a la Comisión Nacional de Energía de sus desacuerdos respecto del Informe Técnico Final del Estudio de Planificación y Tarificación de los sistemas medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, aprobado el 11 de agosto de 2023, mediante Resolución Exenta N° 364-2023, de la Comisión Nacional de Energía. Tras ello, mediante Oficio Ordinario N° 597-2023, del 6 de septiembre de 2023, la Comisión remitió al Panel de Expertos las materias en que no se logró acuerdo con la empresa, las que fueron resueltas por el Panel el 28 de noviembre de 2023, tras lo cual, el 12 de enero de 2024, la Comisión Nacional de Energía comunicó a Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. la Resolución Exenta N° 16-2024, mediante la cual aprobó el Informe Técnico Definitivo. Luego, el 4 de julio de 2025 fue publicado el Decreto 8T-2024 del Ministerio de Energía, que fija los respectivos precios de generación y transmisión con lo que se cierra el proceso para el cuadrienio 2022-2026.

- El día 11 de agosto de 2025 la Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. recibe la resolución Exenta N° 470 de la Comisión Nacional de Energía donde se aprueban las bases preliminares para la realización de los estudios de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Puerto Cisnes, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó, y Hornopirén, para el cuadrienio 2026-2030, con la que da inicio al Proceso de tarificación de generación y transmisión de los Sistemas Medianos.

- Proyecto de Ley sobre Portabilidad Eléctrica, ingresado en el mes de septiembre de 2020 al Congreso Nacional, cuyos objetivos principales son habilitar a todos los usuarios finales para que puedan elegir su suministrador de electricidad (comercializador) e incorporar la figura del gestor de información.

- La Ley N° 21.249, publicada el 8 de agosto de 2020, dispuso beneficios excepcionales en favor de los usuarios finales de los servicios sanitarios, de electricidad y de gas de red, estableciendo principalmente: a) la prohibición de cortar el suministro eléctrico por mora en el pago de las cuentas durante 90 días y; b) que, a solicitud de los clientes (vulnerables, tercera edad, cesantes y afectados en sus ingresos, entre otros), las deudas generadas entre el 18 de marzo de 2020 y los 90 días posteriores al 8 de agosto de 2020 se deberán prorratear en hasta 12 cuotas mensuales, sin multas, ni intereses, ni gastos asociados. El 5 de enero de 2021 fue publicada la Ley N° 21.301, que básicamente extendió en 180 días adicionales los efectos de la Ley N° 21.249. Luego, el 22 de mayo de 2021, fue publicada la Ley N° 21.340, la que: a) prorrogó nuevamente los efectos de la Ley N° 21.249, esta vez hasta el 31 de diciembre de 2021; b) amplió los beneficiarios para la postergación de las deudas desde el 60% más vulnerable al 80% y; c) amplió a 48 las cuotas para la postergación de pagos.

- Posteriormente, la Ley N° 21.423, publicada el 11 de febrero de 2022, extendió hasta el 31 de marzo de 2022 el plazo para que los clientes señalados previamente se acojan al mecanismo de prorrateo de las deudas. Sin perjuicio de lo anterior, la vigencia de la Ley N° 21.249 expiró el 31 de diciembre de 2021 y sus efectos se complementarán con los de la Ley N° 21.423, limitándose principalmente a aquellos clientes que cumplen las condiciones para optar el mecanismo de prorrateo de las deudas y no cumplan las condiciones para ser beneficiarios de esta última.

- Adicionalmente, la Ley N° 21.423, que regula el prorrateo y pago de deudas durante la pandemia y establece subsidios, disponiendo principalmente que a) las deudas de los usuarios beneficiarios de la suspensión del corte de suministro por falta de pago, de acuerdo con la Ley de Servicios Básicos, generadas durante el período comprendido entre el 18 de marzo de 2020 y el 31 de diciembre de 2021, cuyo consumo promedio del año 2021 no sea superior a 250 kWh/mes, serán pagadas en cuotas mensuales y sucesivas, determinadas dividiendo el monto total de lo adeudado por 48, no pudiendo incorporarse multas, intereses, ni gastos; b) dicha cuota no podrá exceder el 15% del cobro asociado al consumo promedio del año 2021; c) una vez pagadas las 48 cuotas, en caso de existir un saldo de la deuda, éste se extinguirá mediante convenios celebrados por el Ministerio de Obras Públicas o el Ministerio de Energía, según corresponda, con las empresas sanitarias o las empresas y cooperativas eléctricas, respectivamente, los que deberán ser aprobados por el correspondiente acto administrativo. Además, se agrega que el saldo de la deuda que se hubiere extinguido en virtud de los referidos convenios se considerará como gasto aceptado tributariamente; d) se establecerán subsidios automáticos para estos usuarios por un máximo de 48 meses, correspondientes al valor de las cuotas calculadas, los cuales deben ser descontados mensualmente por las empresas a los correspondientes usuarios. Una vez efectuados los descuentos, las empresas deben acreditar mensualmente ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) los montos descontados, a efectos de que ésta autorice el pago del monto mediante resolución exenta, la que será remitida a la Tesorería General de la República para que proceda al pago y; e) el procedimiento de pago de los subsidios y las demás normas necesarias para la implementación de dicha ley fueron determinados mediante decreto supremo exento número 130 de 17 de junio de 2022 del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial con fecha 23 de junio de 2022.

- Ley N° 21.472, publicada el 2 de agosto de 2022, mediante la cual se crea un fondo de estabilización tarifaria, administrado por la Tesorería General de la República y solventado mediante un pago adicional unitario por kilowatt hora (kWh) en el cargo por servicio público y con aportes que deberá efectuar el Ministerio de Hacienda, determinado con criterios de solidaridad y proporcionalidad de acuerdo a tramos de consumo, y se establece un mecanismo transitorio de estabilización, que tiene por objetivo impedir el alza de las cuentas eléctricas durante el año 2022 y permitir únicamente alzas graduales hasta 2032.

- Ley N° 21.667, publicada el 30 de abril de 2024, mediante la cual se modifica diversos cuerpos legales en materia de estabilización tarifaria, cuyos objetivos principales son a) definir que el Fondo de Estabilización de Tarifas tiene por objeto estabilizar las tarifas de los clientes regulados y pagar los saldos originados por las Leyes N° 21.185 y N° 21.472, que será administrado por la Tesorería General de la República (TGR) y que su vigencia y los cargos que lo financian no excederán del 31 de diciembre de 2035; b) reformular los tramos y monto del Mecanismo de Protección al Cliente (MPC); c) definir los valores del Cargo MPC para los ejercicios 2024 a 2027 y 2028 a 2035; d) establecer las reglas para descongelar gradualmente la estabilización de las tarifas del Valor Agregado de Distribución; y e) establecer un subsidio transitorio de hasta US$ 120 millones anuales, para los años 2024 a 2026, dirigido a familias de menores recursos, con el fin de paliar los aumentos en el período en que los precios de energía experimentarán las mayores alzas.

- Proyecto de Ley que perfecciona los sistemas medianos (Boletín N° 16.627-08) establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos, ingresado por el Ejecutivo a la Cámara de Diputados y Diputadas el 30 de enero de 2024.

  El citado Proyecto de Ley contiene cuatro ejes: 1) Revisión y ajuste a la definición y categorización de los sistemas medianos y aislados (se aborda transición de un tipo de sistema a otro); 2) Actualización del procedimiento de planificación que considera el desarrollo óptimo de las inversiones, seguridad de los sistemas y propender a la incorporación de energías renovables y almacenamiento; 3) Cambios en la tarificación de los Sistemas Medianos (estudio contratado por la Comisión Nacional de Energía en reemplazo de estudio empresa; ajustes en Equidad Tarifaria Residencial (ETR) en beneficio de clientes de Sistemas Medianos); 4) Introducir incentivos a generación renovable; y aumento en la participación ciudadana.

  Con fecha 29 de julio 2024, en Sesión N° 70, la Comisión de Zonas Extremas y Antártica Chilena de la Cámara de Diputados inició el estudio del proyecto de ley que “Perfecciona los sistemas medianos en la Ley General de Servicios Eléctricos”, correspondiente al Boletín 16.627-08. Luego, en Sesión N° 9 del 16 de octubre de 2024, con la incorporación de indicaciones por parte de esa comisión, el Proyecto de Ley fue despachado a la Comisión de Minería y Energía.

  La iniciativa presentada por el Ejecutivo fue aprobada en la sesión N° 128 de la Comisión de Minería y Energía, y posteriormente despachada a la Comisión de Hacienda, la que en sesión del 8 de julio de 2025 la remitió a la Sala para votación. Luego, con fecha 15 de julio de 2025, la modificación a la Ley General de Servicios Eléctricos fue respaldada por la Cámara de Diputados con 106 votos favorables, siendo remitida al Senado de la República para continuar su tramitación, mediante el Oficio N° 20.658.

5.1.7.- Riesgos ambientales.

Dentro de los riesgos ambientales identificados en Compañía General de Electricidad S.A., se considera el eventual incumplimiento de obligaciones o compromisos ambientales aplicables a las obras y actividades eléctricas que requieren autorizaciones o permisos sectoriales otorgados por organismos gubernamentales o municipalidades. Este riesgo se evalúa como bajo, dado que la compañía mantiene una gestión ambiental preventiva, que contempla la verificación de requisitos legales, la revisión de permisos y la supervisión permanente en terreno, asegurando que las faenas y operaciones se desarrollen conforme a la normativa ambiental, sanitaria y eléctrica vigente, así como la detección oportuna y corrección de eventuales desviaciones durante la ejecución de los trabajos.

Asimismo, se identifican riesgos asociados al manejo y disposición de residuos no peligrosos y peligrosos, de acuerdo con las directrices establecidas en el Decreto N° 594/2000, que aprueba el Reglamento sobre Condiciones Sanitarias y Ambientales Básicas en los Lugares de Trabajo, y el Decreto N° 148/2014, que aprueba el Reglamento Sanitario sobre Manejo de Residuos Peligrosos, particularmente aquellos residuos generados a partir de hidrocarburos contaminantes, escombros, postes, cables, chatarra y vegetación proveniente de labores de poda o tala asociadas al despeje y mantenimiento de redes eléctricas. Este riesgo también se considera bajo, puesto que existe una supervisión continua y verificación periódica en terreno, junto con controles efectivos y planes y procedimientos permanentes de gestión que aseguran el cumplimiento de la normativa ambiental y sanitaria vigente, incluyendo la correcta segregación, almacenamiento temporal, transporte y control documental de los residuos generados.

En este contexto, Compañía General de Electricidad S.A. aplica planes y procedimientos de gestión de residuos orientados a asegurar el cumplimiento de la normativa ambiental y sanitaria vigente, reforzando la gestión y trazabilidad a través de los sistemas sectoriales de la Ventanilla Única del Registro de Emisiones y Transferencias de Contaminantes (RETC), y garantizando que el transporte y la disposición final de los residuos se realicen mediante gestores autorizados y con resolución sanitaria vigente, fortaleciendo los mecanismos de control y seguimiento desde su generación hasta su disposición final.

En relación con los riesgos ambientales de la subsidiaria Empresa Eléctrica de Magallanes S.A., estos se presentan principalmente en el segmento de generación, dado que las centrales térmicas, durante su operación, podrían superar los límites ambientales asociados a ruido y emisiones gaseosas. No obstante, la compañía mantiene un adecuado monitoreo periódico de los niveles de emisión y de la calidad del aire, mediante campañas de medición de ruido y de concentración de gases, con el objeto de asegurar que estos no superen los máximos permitidos por la autoridad competente, de conformidad con la normativa vigente, entre otros, los Decretos N° 38/2012, N° 13/2011, N° 59/1998, N° 114/2003 y N° 115/2002.

Respecto de eventuales contaminaciones asociadas a residuos peligrosos, Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. gestiona estos residuos de acuerdo con las directrices establecidas en el Decreto N° 148/2014. Dichos procesos abarcan todas las etapas, desde la generación hasta la disposición final, e incluyen acciones de manejo, rotulación, segregación, almacenamiento, transporte y eliminación final, asegurando el cumplimiento de la normativa sanitaria y ambiental vigente.

5.1.8.- Riesgos cambio climático.

Las condiciones climáticas en la zona de concesión de Compañía General de Electricidad S.A. y de su subsidiaria Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. han variado en los últimos años, presentando aumento de temperaturas y mayores niveles de precipitaciones, lo que puede incrementar la exposición de la operación a eventos climáticos que afecten la continuidad del suministro eléctrico.

Para mitigar estos efectos, Compañía General de Electricidad S.A. ejecuta planes de mantenimiento permanentes y diferenciados según la época estacionaria (plan invierno / plan verano), los cuales consideran, entre otras medidas, el despeje preventivo de vegetación como un control operacional orientado a reducir la probabilidad de interrupciones del servicio, además de mantener coordinación constante con organismos públicos como la Corporación Nacional Forestal (CONAF), SEC, municipalidades y el Servicio Nacional de Prevención y Respuesta ante Desastres (SENAPRED). Adicionalmente, la Compañía cuenta con infraestructura diseñada y planes de operación para soportar las condiciones climáticas que puedan darse en su zona de operación.

En Compañía General de Electricidad S.A., los riesgos ambientales y climáticos se gestionan bajo la participación integrada de distintas unidades organizacionales, las cuales, a través de un enfoque preventivo, proactivo y de mejora continua, son articuladas dentro del marco de implementación y mantenimiento del Sistema Integrado de Gestión (SIG), basado en las normas internacionales ISO 14001:2015, ISO 45001:2018, ISO 9001:2015, ISO 55001:2014, ISO 50001:2018, ISO 22301:2020 e ISO 27001:2023, permitiendo una gestión sistemática y transversal de los riesgos ambientales, operacionales y climáticos.

Este sistema consolida la gestión ambiental corporativa, garantizando la identificación, evaluación y control sistemático de los riesgos e impactos ambientales a lo largo del ciclo de vida de las obras, instalaciones y activos de transmisión eléctrica, fortaleciendo así el compromiso de la compañía con la sostenibilidad y el cumplimiento ambiental.

Por su parte, las áreas técnicas de Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. han dispuesto planes de contingencia que consideran estas condiciones, con el objeto de disminuir el impacto de eventos climáticos extremos en la continuidad del servicio eléctrico, así como la ejecución de planes de mantenimiento basados en inspecciones de estructuras. No obstante lo anterior, la Sociedad cuenta con infraestructura diseñada y planes de operación para soportar las condiciones climáticas que puedan darse en su zona de operación. Respecto de eventos climáticos extremos poco frecuentes que puedan generar daños en los activos y afectar la operación normal de la Sociedad, se cuenta con mecanismos de detección temprana de incidentes, sin perjuicio de que la ocurrencia de este tipo de fenómenos resulte inevitable.

Finalmente, Compañía General de Electricidad S.A. y su subsidiaria Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. han previsto, tanto por efectos del cambio climático como por impactos de eventos inesperados que afecten la disponibilidad de sus activos fijos entre los que se encuentran edificaciones, infraestructura y equipamiento, así como los riesgos de responsabilidad civil que estos pudiesen originar, su cobertura a través de pólizas de seguro, cuyos términos y condiciones corresponden a los usuales en el mercado.

5.1.9.- Restricciones financieras.

Compañía General de Electricidad S.A. y sus subsidiarias han convenido con bancos y tenedores de bonos covenants financieros medidos sobre la base de los estados financieros consolidados tal como se detalla en Nota 34.4.

Al cierre de los estados financieros consolidados por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2024, la Sociedad y sus subsidiarias incluidas en dicha consolidación se encuentran en cumplimiento de dichas restricciones y compromisos.

6.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

6.1.- Composición del rubro.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024 es la siguiente:

Clases de efectivo y equivalentes al efectivo	31-12-2025 M$	31-12-2024 M$
Efectivo		
Saldos en bancos.	28.288.013	28.843.889
Total efectivo.	**28.288.013**	**28.843.889**
Equivalente al efectivo		
Depósitos a corto plazo, clasificado como equivalentes al efectivo.		20.016.700
Otros equivalentes al efectivo (*).		10.002.600
Total equivalente al efectivo.	**0**	**30.019.300**
Total	**28.288.013**	**58.863.189**

(*) Otros equivalentes al efectivo	31-12-2025 M$	31-12-2024 M$
Inversiones en pactos.		10.002.600
Total otros equivalentes al efectivo.	**0**	**10.002.600**

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024 es la siguiente:

Información del efectivo y equivalentes al efectivo por moneda	Moneda	31-12-2025 M$	31-12-2024 M$
Monto del efectivo y equivalente al efectivo.	CL $	28.212.992	58.803.848
	US $	21.556	47.838
	EUR $	53.465	11.503
Total		**28.288.013**	**58.863.189**

A la fecha no existen restricciones sobre el efectivo y equivalente al efectivo.

La Sociedad al 31 de diciembre de 2025 y 2024 tiene disponibles y no utilizadas líneas de sobregiro por M$ 128.361.000.

Sus subsidiarias al 31 de diciembre de 2025 y 2024 tienen disponibles y no utilizadas líneas de sobregiro por M$ 400.000.

6.2.- Detalles flujos de efectivo.

El siguiente es el detalle de la composición de los otros cobros y pagos por actividades de la operación al 31 de diciembre de 2025 y 2024.

Detalle partidas flujo de efectivo	01-01-2025 31-12-2025 M$	01-01-2024 31-12-2024 M$
Otros cobros por actividades de operación		
Recuperación de IVA.	161.293	
Bonificación zona extrema.	65.716	36.475
Otros cobros prima de seguro.	259.426	1.273.388
Total otros cobros por actividades de operación	**486.435**	**1.309.863**

Detalle partidas flujo de efectivo	01-01-2025 31-12-2025 M$	01-01-2024 31-12-2024 M$
Otros pagos por actividades de operación		
Pago de IVA - Impuesto único - Impuestos 2da categoría - Impuesto adicional.	(4.667.616)	(2.229.802)
Otros pagos (Remuneración del directorio y otros).	(157.443)	(135.678)
Total otros pagos por actividades de operación	**(4.825.059)**	**(2.365.480)**

6.3.- Conciliación de los pasivos que surgen de las actividades de financiamiento.

El siguiente es el detalle de la Conciliación de los pasivos que surgen de las actividades de financiamiento al 31 de diciembre de 2025 y 2024.

	Flujo de efectivo de financiamiento					Cambios que no representan flujo de efectivo			
	Saldo al 31-12-2024	Provenientes	Utilizados	Intereses pagados	Total	Diferencias de cambio/Unidad de Reajuste	Costos financieros	Otros	Saldo al 31-12-2025
	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Otros pasivos financieros (préstamos bancarios).	377.360.061	172.161.184	(4.087.533)	(24.424.139)	521.009.573	(11.747.635)	25.002.667	92.824	534.357.429
Otros pasivos financieros (bonos).	797.018.041		(152.772.621)	(26.349.808)	617.895.612	24.863.031	26.204.163		668.962.806
Otros pasivos financieros (Instrumentos financieros).	1.959.153			(17.290.485)	(15.331.332)		15.853.499	13.787.426	14.309.593
Pagos de pasivos por arrendamientos.	8.366.269		(11.473.438)		(3.107.169)	616.854	2.271.707	13.322.217	13.103.609
Préstamos de empresas relacionadas.	150.407.805	168.228.450		(9.426.736)	309.209.519	(4.156.440)	9.542.267	(1.352.827)	313.242.519
Tesorería centralizada.	5.655.200	55.992.895	(773.627)	(714.314)	60.160.154		740.955	(26.640)	60.874.469
Total	**1.340.766.529**	**396.382.529**	**(169.107.219)**	**(78.205.482)**	**1.489.836.357**	**9.575.810**	**79.615.258**	**25.823.000**	**1.604.850.425**

	Flujo de efectivo de financiamiento					Cambios que no representan flujo de efectivo			
	Saldo al 31-12-2023	Provenientes	Utilizados	Intereses pagados	Total	Diferencias de cambio/Unidad de Reajuste	Costos financieros	Otros	Saldo al 31-12-2024
	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Otros pasivos financieros (préstamos bancarios).	163.210.947	201.997.726	(1.647.013)	(15.467.187)	348.094.473	9.104.981	19.996.885	163.722	377.360.061
Otros pasivos financieros (bonos).	833.419.647		(71.194.994)	(28.271.583)	733.953.070	34.858.692	28.206.279		797.018.041
Otros pasivos financieros (Instrumentos financieros).	86.008			(3.686.986)	(3.600.978)		8.304.963	(2.744.832)	1.959.153
Pagos de pasivos por arrendamientos.	10.022.507		(9.929.855)		92.652	1.275.909	2.127.382	4.870.326	8.366.269
Préstamos de empresas relacionadas.	168.750.550		(18.000.000)	(11.423.009)	139.327.541		11.080.264		150.407.805
Tesorería centralizada.	43.383.764		(37.728.564)	(1.981.320)	3.673.880		1.981.320		5.655.200
Total	**1.218.873.423**	**201.997.726**	**(138.500.426)**	**(60.830.085)**	**1.221.540.638**	**45.239.582**	**71.697.093**	**2.289.216**	**1.340.766.529**

7.- OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.

La composición del rubro al31 de diciembre de 2025 y 2024 es la siguiente:

Otros activos financieros	31-12-2025		31-12-2024	
	Corrientes M$	No corrientes M$	Corrientes M$	No corrientes M$
Activos de cobertura.		2.531.040	755.548	13.624.903
Otros activos financieros.		175.001		175.001
Total	**0**	**2.706.041**	**755.548**	**13.799.904**

7.1.- Activos y pasivos de cobertura.

Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias, manteniendo la política de gestión de riesgos, han suscrito contratos de derivados para cubrir las variaciones de la unidad de fomento y de tipo de cambio de la moneda extranjera. Estos derivados han sido designados como de cobertura y se clasifican bajo los rubros otros activos financieros y otros pasivos financieros.

Los contratos de derivados son valorizados a su valor razonable y reconocidos sus resultados en cuentas de activos o pasivos según corresponda, y en las cuentas de patrimonio denominada otro resultado integral o en el resultado del ejercicio, según el tipo de cobertura.

Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias no han reconocido en resultados ineficiencias de partidas cubiertas en instrumentos derivados.

A continuación, se detalla la composición de los activos y pasivos de cobertura al 31 de diciembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024.

Activos de coberturas corrientes y no corrientes					Valor justo			
					Corrientes		No corrientes	
Sociedad	Tipo de contrato	Tipo de cobertura	Riesgo de cobertura	Partida cubierta	31-12-2025 M$	31-12-2024 M$	31-12-2025 M$	31-12-2024 M$
Compañía General de Electricidad S.A.	Cross Currency Swap	Unidad de reajuste	Exposición de las variaciones de unidades de reajuste.	Pasivos Financieros		111.988	2.531.040	13.624.903
Compañía General de Electricidad S.A.	Cross Currency Swap	Tipo de cambio	Exposición de las variaciones de tipo de cambio.	Pasivos Financieros		643.560		
Total					**0**	**755.548**	**2.531.040**	**13.624.903**

Pasivos de coberturas corrientes y no corrientes					Valor justo			
					Corrientes		No corrientes	
Sociedad	Tipo de contrato	Tipo de cobertura	Riesgo de cobertura	Partida cubierta	31-12-2025 M$	31-12-2024 M$	31-12-2025 M$	31-12-2024 M$
Compañía General de Electricidad S.A.	Cross Currency Swap	Unidad de reajuste	Exposición de las variaciones de unidades de reajuste.	Pasivos Financieros		33.971		
Compañía General de Electricidad S.A.	Cross Currency Swap	Tipo de cambio	Exposición de las variaciones de tipo de cambio.	Pasivos Financieros	5.434.749	1.925.182	8.874.844	
Total					**5.434.749**	**1.959.153**	**8.874.844**	**0**

Con fecha 1 de diciembre de 2018 se contrató un derivado con Banco de Chile para cubrir las variaciones de unidades de Fomento de obligación por bonos (BCGEIM N° 916) por UF 333.334, el vencimiento de este instrumento es el 1 de diciembre de 2025.

Con fecha 28 de marzo de 2024 se contrató un derivado con Banco Scotiabank para cubrir las variaciones de tipo de cambio de dólares estadounidenses que se deriven de un préstamo bancario por MUS $ 33.000 que se mantiene con Bank of China Panamá, el vencimiento de este instrumento es el 28 de marzo de 2025. En su fecha de vencimiento, 28 de marzo de 2025 se contrató un nuevo instrumento derivado con Banco Itaú para cubrir las variaciones de tipo de cambio de dólares estadounidenses, el vencimiento de este instrumento es el 30 de marzo de 2026.

Con fecha 17 de abril de 2024 se contrató un derivado con Banco Itaú para cubrir las variaciones de tipo de cambio del Yuan chino (CNH $) que se deriven de un préstamo bancario por MCNH $ 200.000 que se mantiene con Bank of China Panamá, el vencimiento de este instrumento es el 17 de abril de 2025. En su fecha de vencimiento, 17 de abril de 2025 se contrató un nuevo instrumento derivado con Banco de Chile para cubrir las variaciones de tipo de cambio del Yuan chino (CNH $), el vencimiento de este instrumento es el 17 de abril de 2026.

Con fecha 23 de abril de 2024 se contrató un derivado con JP Morgan para cubrir las variaciones de tipo de cambio del Yuan chino (CNH $) que se deriven de un préstamo bancario por MCNH $ 200.000 que se mantiene con China Development Bank, el vencimiento de este instrumento es el 23 de abril de 2027.

Con fecha 17 de mayo de 2024 se contrató un derivado con Banco Itaú para cubrir las variaciones de tipo de cambio del Yuan chino (CNH $) que se deriven de un préstamo bancario por MCNH $ 600.000 que se mantiene con China Development Bank, el vencimiento de este instrumento es el 23 de abril de 2027.

Con fecha 21 de marzo de 2025 se contrató un derivado con Banco Scotiabank para cubrir las variaciones de tipo de cambio de dólares estadounidenses que se deriven de un préstamo bancario por MUS $ 63.000 que se mantiene con China Construction Bank (Asia), el vencimiento de este instrumento es el 19 de marzo de 2027.

Con fecha 22 de mayo de 2025 se contrató un derivado con Banco Itaú para cubrir las variaciones de tipo de cambio de dólares estadounidenses que se deriven de un préstamo bancario por MUS $ 18.201 que se mantiene con China Construction Bank (Asia), el vencimiento de este instrumento es el 22 de marzo de 2027.

Con fecha 19 de junio de 2025 se contrató un derivado con Banco Santander para cubrir las variaciones de tipo de cambio de Euros que se deriven de un préstamo bancario por MEUR $ 73.000 que se mantiene con State Grid Europe Limited, el vencimiento de este instrumento es el 19 de junio de 2027.

Con fecha 5 de septiembre de 2025 se contrató un derivado con Banco de Chile para cubrir las variaciones de tipo de cambio de Yuanes que se deriven de un préstamo bancario por CNY $ 2.303.441,25 que se mantiene con State Grid International Leasing Company Limited, el vencimiento de este instrumento es el 2 de septiembre de 2030.

Con fecha 23 de septiembre de 2025 se contrató un derivado con Banco de Crédito e Inversiones para cubrir las variaciones de tipo de cambio de Euros que se deriven de un préstamo bancario por MEUR $ 45.000 que se mantiene con State Grid Europe Limited, el vencimiento de este instrumento es el 20 de septiembre de 2028.

Con fecha 30 de septiembre de 2025 se contrató un derivado con Banco de Chile para cubrir las variaciones de tipo de cambio de Yuanes que se deriven de un préstamo bancario por CNY $ 8.577.119,04 que se mantiene con State Grid International Leasing Company Limited, el vencimiento de este instrumento es el 30 de septiembre de 2030.

Los pasivos de coberturas se encuentran expuestos para los efectos de presentación en el estado de situación en la Nota 20.1.

7.2.- Otros activos financieros.

La composición de los otros activos financieros revelados en nota 7 al 31 de diciembre de 2025 y 2024, corresponden solamente a instrumentos de patrimonio y su detalle es el siguiente:

Detalle de los instrumentos de patrimonio					No corrientes	
R.U.T	Sociedad	Número de acciones	Porcentaje participación		31-12-2025	31-12-2024
			31-12-2025	31-12-2024	M$	M$
76.139.483-5	SCX Bolsa de Clima de Santiago.	50.000	5,00000 %	5,00000 %	175.001	175.001
Total					**175.001**	**175.001**

7.3.- Jerarquías del valor razonable.

Los instrumentos financieros que han sido contabilizados a valor razonable en el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024 han sido medidos en base a las metodologías previstas en la NIIF 9. Dichas metodologías aplicadas para cada clase de instrumentos financieros se clasifican según su jerarquía de la siguiente manera:

- Nivel I: Valores o precios de cotización en mercados activos para activos y pasivos idénticos.

- Nivel II: Información (“inputs”) provenientes de fuentes distintas a los valores de cotización del Nivel I, pero observables en mercados para los activos y pasivos ya sea de manera directa (precios) o indirecta (obtenidos a partir de precios).

- Nivel III: Inputs para activos o pasivos que no se basen en datos de mercados observables.

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 31 de diciembre de 2025 y 2024, en la medida que existan saldos vigentes a la fecha de cierre de los estados financieros consolidados.

7.3.1.- Activos por instrumentos financieros medidos a valor razonable.

Instrumentos financieros medidos a valor razonable			Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:		
Activos financieros	31-12-2025		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M$	M$	M$
Derivados de cobertura de flujo de efectivo.		2.531.040		2.531.040	
Total	**0**	**2.531.040**	**0**	**2.531.040**	**0**

Instrumentos financieros medidos a valor razonable			Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:		
Activos financieros	31-12-2024		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M$	M$	M$
Derivados de cobertura de flujo de efectivo.	755.548	13.624.903		14.380.451	
Total	**755.548**	**13.624.903**	**0**	**14.380.451**	**0**

7.3.2.- Pasivos por instrumentos financieros medidos a valor razonable.

Instrumentos financieros medidos a valor razonable			Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:		
Pasivos financieros	31-12-2025		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M$	M$	M$
Derivados de cobertura de flujo de efectivo.	5.434.749	8.874.844		14.309.593	
Total	**5.434.749**	**8.874.844**	**0**	**14.309.593**	**0**

Instrumentos financieros medidos a valor razonable			Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:		
Pasivos financieros	31-12-2024		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M$	M$	M$
Derivados de cobertura de flujo de efectivo.	1.959.153			1.959.153	
Total	**1.959.153**	**0**	**0**	**1.959.153**	**0**

7.3.3.- Otros activos financieros.

Otros activos financieros			Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:		
	31-12-2025		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M$	M$	M$
SCX Bolsa de Clima de Santiago.		175.001			175.001
Total	**0**	**175.001**	**0**	**0**	**175.001**

Otros activos financieros			Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:		
	31-12-2024		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M$	M$	M$
SCX Bolsa de Clima de Santiago.		175.001			175.001
Total	**0**	**175.001**	**0**	**0**	**175.001**

Un porcentaje significativo de los valores razonables de los activos financieros que no son comercializados en un mercado activo, han sido determinados utilizando técnicas de valuación como lo señala la Nota 4.2. El valor razonable de las inversiones menores que no tienen un precio de mercado cotizado en un mercado activo, han sido valorizados a su costo de adquisición por la baja significancia que ellos representan.

Conforme a NIIF 9, las variaciones en el valor justo de estas inversiones son registradas en otros resultados integral y acumuladas en patrimonio hasta su realización, neto de impuesto diferido.

7.4.- Categorías de activos y pasivos financieros.

A continuación, se presentan las diferentes categorías de activos y pasivos financieros, comparando los valores registrados contablemente al 31 de diciembre de 2025 y 2024 y sus respectivos valores razonables.

31 de diciembre de 2025	A valor Razonable		Activos al costo amortizado	Pasivos al costo amortizado	Total valor Contable	Total a valor Razonable
	Con Cambios en resultado	Con Cambios en Otros resultados integrales				
	M$	M$	M$	M$	M$	M$
ACTIVOS						
Efectivo y equivalentes al efectivo.			28.288.013		28.288.013	28.288.013
Otros activos financieros.		2.706.041			2.706.041	2.706.041
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.			1.493.578.817		1.493.578.817	1.493.578.817
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.			1.867.591		1.867.591	1.867.591
TOTAL ACTIVOS	**0**	**2.706.041**	**1.523.734.421**	**0**	**1.526.440.462**	**1.526.440.462**
PASIVOS						
Préstamos Bancarios.				534.357.429	534.357.429	538.709.588
Obligaciones con el público (bonos).				668.962.806	668.962.806	678.226.153
Derivados.		5.434.749			5.434.749	5.434.749
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.				852.569.295	852.569.295	852.569.295
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.				403.328.971	403.328.971	403.328.971
Pasivos por arrendamientos.				13.103.609	13.103.609	13.103.609
TOTAL PASIVOS	**0**	**5.434.749**	**0**	**2.472.322.110**	**2.477.756.859**	**2.491.372.365**

31 de diciembre de 2024	A valor Razonable		Activos al costo amortizado	Pasivos al costo amortizado	Total valor Contable	Total a valor Razonable
	Con Cambios en resultado	Con Cambios en Otros resultados integrales				
	M$	M$	M$	M$	M$	M$
ACTIVOS						
Efectivo y equivalentes al efectivo.			58.863.189		58.863.189	58.863.189
Otros activos financieros.		14.555.452			14.555.452	14.555.452
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.			1.483.770.019		1.483.770.019	1.483.770.019
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.			27.932.279		27.932.279	27.932.279
TOTAL ACTIVOS	**0**	**14.555.452**	**1.570.565.487**	**0**	**1.585.120.939**	**1.585.120.939**
PASIVOS						
Préstamos Bancarios.				377.360.061	377.360.061	381.223.560
Obligaciones con el público (bonos).				797.018.041	797.018.041	797.972.011
Derivados.		1.959.153			1.959.153	1.959.153
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.				1.029.716.238	1.029.716.238	1.029.716.238
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.				206.314.652	206.314.652	206.314.652
Pasivos por arrendamientos.				8.366.269	8.366.269	8.366.269
TOTAL PASIVOS	**0**	**1.959.153**	**0**	**2.418.775.261**	**2.420.734.414**	**2.425.551.883**

8.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.

8.1.- Composición del rubro.

8.1.1.- Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto.

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2025 M$	31-12-2024 M$	31-12-2025 M$	31-12-2024 M$
Deudores comerciales, neto.	550.141.591	481.003.634	40.746.997	79.155.083
Otras cuentas por cobrar, neto.	262.222.623	122.791.699	640.467.606	800.819.603
Total	**812.364.214**	**603.795.333**	**681.214.603**	**879.974.686**

8.1.2.- Detalle de otras cuentas por cobrar, neto.

Otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2025 M$	31-12-2024 M$	31-12-2025 M$	31-12-2024 M$
Por cobrar al personal				
Préstamos al personal.	1.260.189	885.522	83.276	169.711
Anticipo de remuneraciones.	368.956	278.462		
Fondos por rendir.	93.488	66.543		
Sub total	**1.722.633**	**1.230.527**	**83.276**	**169.711**
Impuestos por recuperar				
Iva crédito fiscal.		5.461.559		
Sub total	**0**	**5.461.559**	**0**	**0**
Deudores varios				
Deudores varios (*).	246.097.079	107.242.297	643.732.662	804.349.931
Anticipo Proveedores.	21.405.670	15.179.268		
Otros documentos por cobrar.	188.908	177.164		
Provisión de deterioro.	(7.191.667)	(6.499.116)	(3.348.332)	(3.700.039)
Sub total	**260.499.990**	**116.099.613**	**640.384.330**	**800.649.892**
Total	**262.222.623**	**122.791.699**	**640.467.606**	**800.819.603**

(*) Con fecha 2 de noviembre de 2019, es publicada la Ley N° 21.185, que estableció un mecanismo transitorio de estabilización de precios de generación de energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas, el cual es aplicable a las empresas que operan en el Sistema Eléctrico Nacional. Posteriormente, mediante la Ley N° 21.194, publicada el 21 de diciembre de 2019 se hizo extensiva la aplicación de dicho mecanismo a los Sistemas Medianos.

Dicha ley estipula los criterios para la determinación de los precios estabilizados que deberán ser traspasados a clientes finales, que implica que los ingresos correspondientes al diferencial entre la facturación de consumos con la tarifa estabilizada y las tarifas que correspondería aplicar de conformidad a las condiciones establecidas en los contratos con los suministradores conformarán un saldo que será retribuido a más tardar el 31 de diciembre de 2027.

Durante la vigencia de la ley de estabilización de precios, estos diferenciales han sido contabilizados en el largo plazo.

Posteriormente, con la publicación de la Ley N° 21.472, el 2 de agosto de 2022, y sus correspondientes adecuaciones indicadas en la Ley N° 21.667, publicada el 30 de abril de 2024, se estableció un fondo adicional de estabilización de tarifas y un nuevo mecanismo de estabilización transitorio de precios de la electricidad para clientes sometidos a regulación de precios.

Además, establece que la Tesorería General de la República deberá destinar los recursos del Fondo de Estabilización de Tarifas para extinguir los saldos adeudados por la Ley N° 21.185 en representación de las distribuidoras a los suministradores, o a sus cesionarios, con cargo al Fondo de Estabilización de Tarifas, lo que no implicará un cambio de deudor a efectos del cumplimiento del pago.

Entre la entrada en vigencia de la Ley N° 21.667 y el 31 de diciembre de 2027, los recursos se destinarán a la restitución de los saldos adeudados con ocasión de la Ley N° 21.185, debiéndose extinguir esta deuda a más tardar en dicha fecha. Debido a lo anterior, aquella parte de los saldos contabilizados en el ítem Deudores Varios con vencimiento inferior a 12 meses ha sido registrado como una cuenta por cobrar corriente y su saldo remanente con vencimiento hasta el 31 de diciembre de 2027, como una cuenta por cobrar de largo plazo.

Por otra parte, con fecha 7 de junio de 2024 fue publicado el Decreto N° 5T-2024 del Ministerio de Energía, que fija las fórmulas tarifarias para suministros regulados de distribución para el ejercicio noviembre de 2020 a noviembre 2024, comenzando a ser aplicado de forma inmediata.

No obstante lo anterior, conforme a lo establecido en la Ley N° 21.667, las reliquidaciones que ordena la ley sólo podrán efectuarse cuando el decreto se encuentre totalmente tramitado, es decir, cuando cuente con la toma de razón de la Contraloría General de la República, y luego que la Superintendencia de Electricidad y Combustible imparta las instrucciones respecto del plazo, forma y condiciones de dicha reliquidación. Al respecto, el 9 de abril de 2025 Contraloría dio curso al Decreto 5T-2024, no obstante al 31 de diciembre de 2025 aún se encontraban pendientes las instrucciones de reliquidación por parte de la Superintendencia, por lo que los montos registrados en el ítem Deudores Varios asociados a esta reliquidación se encuentran registrados como no corrientes, incluida la estimación de los intereses devengados a la fecha de publicación del citado decreto, conforme a lo establecido en el artículo 192° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

8.1.3.- Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto.

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2025 M$	31-12-2024 M$	31-12-2025 M$	31-12-2024 M$
Deudores comerciales, bruto.	722.604.756	621.265.902	40.746.997	79.155.083
Otras cuentas por cobrar, bruto.	269.414.290	129.290.815	643.815.938	804.519.642
Total	**992.019.046**	**750.556.717**	**684.562.935**	**883.674.725**

8.1.4.- Deterioro de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

Importe en libros de deudores comerciales, otras cuentas por cobrar deteriorados	31-12-2025 M$	31-12-2024 M$
Deudores comerciales.	(172.463.165)	(140.262.268)
Otras cuentas por cobrar.	(10.539.999)	(10.199.155)
Total	**(183.003.164)**	**(150.461.423)**

El movimiento de la provisión por deterioro de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2025 y 2024 se muestra en el siguiente cuadro:

Provisión deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos y no pagados con deterioro	31-12-2025 M$	31-12-2024 M$
Saldo inicial.	(150.461.423)	(127.622.693)
Baja de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas del período o ejercicio.	19.898.014	21.569.369
(Aumento) disminución del período o ejercicio.	(52.439.755)	(44.408.099)
Total	**(183.003.164)**	**(150.461.423)**

El valor justo de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar no difiere significativamente del valor de libros presentado. Asimismo, el valor libros de los deudores y clientes por cobrar en mora no deteriorados y deteriorados representan una aproximación razonable al valor justo de los mismos y consideran una provisión de deterioro cuando existe evidencia objetiva de que Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias no será capaz de cobrar el importe que se le adeuda, ello aún luego de aplicar las acciones de cobranza.

La exposición máxima al riesgo de crédito a la fecha de reporte es el valor en libros de cada clase de cuenta por cobrar mencionada.

Respecto a la calidad crediticia, en materia de energía eléctrica, las empresas distribuidoras se rigen por el Decreto con Fuerza de Ley Nº 1, de Minería de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, y por su Reglamento Eléctrico, Decreto Supremo Nº 327 de diciembre de 1997. En el artículo 146 de este último se regula el plazo para el pago del suministro eléctrico por parte del usuario o cliente final, no siendo éste considerado como un crédito y por otro lado, señala que en el inmueble o instalación quedarán radicadas todas las obligaciones derivadas del servicio para con la empresa suministradora. Lo anterior, sumado a que en el artículo 147 se establecen los plazos para suspensión por deudas del suministro eléctrico, se traduce en que las cuentas por cobrar provenientes de la actividad comercial del negocio eléctrico son de riesgo limitado.

Se consideran saldos de dudoso cobro, todos aquellos que se incluyen en la matriz de cálculo de pérdida esperada basado en la experiencia histórica de pérdidas crediticias de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias, ajustada por factores prospectivos específicos para los deudores y el entorno económico.

La política de provisión de incobrables de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias contempla la actualización de las variables macroeconómicas cuando lo amerite en caso de visualizar un cambio significativo.

Los castigos tributarios son realizados en la medida que las deudas son declaradas sin posibilidad alguna de recupero, de acuerdo a las normas tributarias vigentes.

8.2.- Estratificación de la cartera.

La estratificación de la cartera al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es la siguiente:

31-12-2025	Cartera al día M$	Morosidad 1-30 días M$	Morosidad 31-60 días M$	Morosidad 61-90 días M$	Morosidad 91-120 días M$	Morosidad 121-150 días M$	Morosidad 151-180 días M$	Morosidad 181-210 días M$	Morosidad 211-250 días M$	Morosidad mayor a 251 días M$	Total deudores M$	Total corrientes M$	Total no corrientes M$
Deudores comerciales, bruto.	377.871.963	76.918.233	28.229.141	16.659.948	12.248.805	13.567.335	9.652.517	9.067.650	10.295.071	208.841.090	763.351.753	722.604.756	40.746.997
Otras cuentas por cobrar, bruto.	913.230.228										913.230.228	269.414.290	643.815.938
Provisión deterioro Deudores Comerciales.	(17.132.806)	(926.128)	(1.000.096)	(3.193.622)	(3.115.560)	(4.106.318)	(3.485.341)	(3.512.815)	(4.259.477)	(131.731.002)	(172.463.165)	(172.463.165)	
Provisión deterioro otras cuentas por cobrar.	(10.539.999)										(10.539.999)	(7.191.667)	(3.348.332)
Total	**1.263.429.386**	**75.992.105**	**27.229.045**	**13.466.326**	**9.133.245**	**9.461.017**	**6.167.176**	**5.554.835**	**6.035.594**	**77.110.088**	**1.493.578.817**	**812.364.214**	**681.214.603**

31-12-2024	Cartera al día M$	Morosidad 1-30 días M$	Morosidad 31-60 días M$	Morosidad 61-90 días M$	Morosidad 91-120 días M$	Morosidad 121-150 días M$	Morosidad 151-180 días M$	Morosidad 181-210 días M$	Morosidad 211-250 días M$	Morosidad mayor a 251 días M$	Total deudores M$	Total corrientes M$	Total no corrientes M$
Deudores comerciales, bruto.	389.422.910	74.901.811	29.269.522	15.136.203	10.813.507	9.537.510	9.577.629	7.739.405	8.609.537	145.412.951	700.420.985	621.265.902	79.155.083
Otras cuentas por cobrar, bruto.	933.810.457										933.810.457	129.290.815	804.519.642
Provisión deterioro Deudores Comerciales.	(17.695.284)	(1.121.809)	(1.008.959)	(2.771.875)	(2.857.310)	(3.394.950)	(3.458.458)	(3.125.939)	(3.516.294)	(101.311.390)	(140.262.268)	(140.262.268)	
Provisión deterioro otras cuentas por cobrar.	(10.199.155)										(10.199.155)	(6.499.116)	(3.700.039)
Total	**1.295.338.928**	**73.780.002**	**28.260.563**	**12.364.328**	**7.956.197**	**6.142.560**	**6.119.171**	**4.613.466**	**5.093.243**	**44.101.561**	**1.483.770.019**	**603.795.333**	**879.974.686**

8.3.- Resumen de estratificación de la cartera deudores comerciales.

El resumen de estratificación de cartera al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

31-12-2025								
Tramos de deudas	Clientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M$	Provisión deterioro M$	Clientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M$	Provisión deterioro M$	Total cartera, bruta M$	Total provisión deterioro M$
Por vencer								
Vendida y no facturada (1).		170.731.436					170.731.436	
Por vencer (2).	488.821	102.956.898	(753.622)	268.241	104.183.629	(16.379.184)	207.140.527	(17.132.806)
Sub total por vencer	**488.821**	**273.688.334**	**(753.622)**	**268.241**	**104.183.629**	**(16.379.184)**	**377.871.963**	**(17.132.806)**
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días.	371.897	73.376.588	(834.359)	10.603	3.541.645	(91.769)	76.918.233	(926.128)
Entre 31 y 60 días.	97.142	26.732.173	(902.754)	5.554	1.496.968	(97.342)	28.229.141	(1.000.096)
Entre 61 y 90 días.	37.295	15.228.286	(2.846.002)	4.614	1.431.662	(347.620)	16.659.948	(3.193.622)
Entre 91 y 120 días.	28.134	11.164.402	(2.779.730)	4.346	1.084.403	(335.830)	12.248.805	(3.115.560)
Entre 121 y 150 días.	23.510	12.532.291	(3.748.775)	3.927	1.035.044	(357.543)	13.567.335	(4.106.318)
Entre 151 y 180 días.	20.764	8.674.765	(3.113.206)	3.279	977.752	(372.135)	9.652.517	(3.485.341)
Entre 181 y 210 días.	18.914	8.045.056	(3.089.527)	2.978	1.022.594	(423.288)	9.067.650	(3.512.815)
Entre 211 y 250 días.	24.739	9.151.779	(3.745.218)	4.471	1.143.292	(514.259)	10.295.071	(4.259.477)
Más de 250 días.	623.639	176.818.184	(109.661.486)	122.695	32.022.906	(22.069.516)	208.841.090	(131.731.002)
Sub total vencidos	**1.246.034**	**341.723.524**	**(130.721.057)**	**162.467**	**43.756.266**	**(24.609.302)**	**385.479.790**	**(155.330.359)**
Total	**1.734.855**	**615.411.858**	**(131.474.679)**	**430.708**	**147.939.895**	**(40.988.486)**	**763.351.753**	**(172.463.165)**

31-12-2024								
Tramos de deudas	Clientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M$	Provisión deterioro M$	Clientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M$	Provisión deterioro M$	Total cartera, bruta M$	Total provisión deterioro M$
Por vencer								
Vendida y no facturada (1).		160.702.055					160.702.055	
Por vencer (2).	481.941	108.147.546	(830.679)	264.499	120.573.309	(16.864.605)	228.720.855	(17.695.284)
Sub total por vencer	**481.941**	**268.849.601**	**(830.679)**	**264.499**	**120.573.309**	**(16.864.605)**	**389.422.910**	**(17.695.284)**
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días.	372.241	71.811.386	(1.035.597)	10.453	3.090.425	(86.212)	74.901.811	(1.121.809)
Entre 31 y 60 días.	95.954	27.810.067	(928.418)	5.477	1.459.455	(80.541)	29.269.522	(1.008.959)
Entre 61 y 90 días.	36.930	13.766.308	(2.458.249)	4.548	1.369.895	(313.626)	15.136.203	(2.771.875)
Entre 91 y 120 días.	27.873	9.760.766	(2.544.597)	4.283	1.052.741	(312.713)	10.813.507	(2.857.310)
Entre 121 y 150 días.	23.372	8.592.399	(3.027.460)	3.870	945.111	(367.490)	9.537.510	(3.394.950)
Entre 151 y 180 días.	20.619	8.517.670	(3.047.663)	3.234	1.059.959	(410.795)	9.577.629	(3.458.458)
Entre 181 y 210 días.	18.785	6.694.710	(2.695.103)	2.935	1.044.695	(430.836)	7.739.405	(3.125.939)
Entre 211 y 250 días.	24.597	7.495.425	(3.022.365)	4.408	1.114.112	(493.929)	8.609.537	(3.516.294)
Más de 250 días.	616.874	121.643.132	(81.318.063)	120.987	23.769.819	(19.993.327)	145.412.951	(101.311.390)
Sub total vencidos	**1.237.245**	**276.091.863**	**(100.077.515)**	**160.195**	**34.906.212**	**(22.489.469)**	**310.998.075**	**(122.566.984)**
Total	**1.719.186**	**544.941.464**	**(100.908.194)**	**424.694**	**155.479.521**	**(39.354.074)**	**700.420.985**	**(140.262.268)**

(1) Vendida y no facturada: Corresponde a la estimación de energía por facturar que ha sido suministrada hasta la fecha de cierre de los estados financieros.

(2) Por vencer: Corresponde a las facturas y boletas emitidas que al cierre de los estados financieros se encuentran sin vencer su fecha de pago.

(3) Vencidos: Corresponde a las facturas y boletas emitidas que al cierre de los estados financieros tienen como mínimo un día de morosidad con respecto a su fecha de vencimiento.

8.4.- Cartera protestada y en cobranza judicial.

La cartera protestada y en cobranza judicial al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es la siguiente, las cuales forman parte de la cartera morosa:

31-12-2025				
Cartera en cobranza judicial	Documentos por cobrar en cartera protestada, cartera no securitizada		Documentos por cobrar en cobranza judicial, cartera no securitizada	
	N°	M$	N°	M$
Cartera protestada o en cobranza judicial.	2.319	2.880.979	2.405	60.771.774
Total	**2.319**	**2.880.979**	**2.405**	**60.771.774**

31-12-2024				
Cartera en cobranza judicial	Documentos por cobrar en cartera protestada, cartera no securitizada		Documentos por cobrar en cobranza judicial, cartera no securitizada	
	N°	M$	N°	M$
Cartera protestada o en cobranza judicial.	310	2.767.419	4.247	39.545.501
Total	**310**	**2.767.419**	**4.247**	**39.545.501**

8.5.- Provisión y castigos.

El detalle de la provisión y castigo de la cartera no repactada y repactada al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es la siguiente:

Provisión y castigos	01-01-2025 31-12-2025 M$	01-01-2024 31-12-2024 M$
Provisión cartera no repactada.	(31.320.994)	(40.513.028)
Provisión cartera repactada.	(21.118.761)	(3.895.071)
Total	**(52.439.755)**	**(44.408.099)**

8.6.- Número y monto de operaciones.

El número y monto de operaciones al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente por segmento venta de energía eléctrica:

Segmentos de ventas	Operaciones N°	01-01-2025 31-12-2025 M$
Ventas de energía eléctrica Chile.	41.092.365	2.340.640.592
Total	**41.092.365**	**2.340.640.592**

Segmentos de ventas	Operaciones N°	01-01-2024 31-12-2024 M$
Ventas de energía eléctrica Chile.	40.752.986	2.666.572.532
Total	**40.752.986**	**2.666.572.532**

9.- CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS.

Las transacciones con empresas relacionadas son por lo general de pago/cobro inmediato o hasta 90 días, y no están sujetas a condiciones especiales. Estas operaciones se ajustan a lo establecido en el Título XVI de la Ley N° 18.046, sobre Sociedades Anónimas.

Los traspasos de fondos de corto plazo desde y hacia la matriz, que no correspondan a cobro o pago de servicios, se estructuran bajo un sistema de tesorería centralizada, estableciéndose para el saldo mensual una tasa de interés variable, de acuerdo a las condiciones del mercado.

Con fecha 29 de agosto de 2023, la Sociedad firmó un contrato de crédito con el controlador State Grid Chile Electricity SpA. Mediante este contrato el acreedor puso a disposición de Compañía General de Electricidad S.A. un préstamo intercompañía por un monto de M$ 18.000.000, el cual devengará una tasa de interés anual equivalente a la TAB nominal de 90 días más un spread de 40 puntos base, con vencimiento al 29 de agosto de 2025. La tasa de interés se ajustará trimestralmente. Los intereses ordinarios devengados se pagarán trimestralmente los días 29 de noviembre, 28 de febrero, 29 de mayo y 29 de agosto de cada año. El contrato no supone ni involucra la constitución de garantías de ningún tipo. Con fecha 16 de febrero de 2024 se amortizó capital por M$ 4.900.000. Con fecha 4 de diciembre de 2024 se liquida capital pendiente por M$ 13.100.000, liquidando la obligación de manera anticipada.

Con fecha 14 de diciembre de 2023, la Sociedad firmó un contrato de crédito con el controlador State Grid Chile Electricity SpA. Mediante este contrato el acreedor puso a disposición de Compañía General de Electricidad S.A. un préstamo intercompañía por un monto de M$ 19.964.000, el cual devengará una tasa de interés anual equivalente a 9,13%, con vencimiento al 12 de junio de 2024. Los intereses ordinarios devengados se pagarán trimestralmente los días 12 de marzo de 2024 y 12 de junio de 2024. El contrato no supone ni involucra la constitución de garantías de ningún tipo. Con fecha 12 de junio de 2024, la Sociedad firmó un contrato de extensión de plazo del crédito con el controlador State Grid Chile Electricity SpA., el cual devengará una tasa de interés anual equivalente a 5,486%, con vencimiento al 25 de junio de 2025. Los intereses ordinarios devengados se pagarán los días 12 de septiembre de 2024, 12 de diciembre de 2024, 12 de marzo de 2025, 12 de junio de 2025 y 25 de junio de 2025. El contrato no supone ni involucra la constitución de garantías de ningún tipo. Con fecha 24 de junio de 2025, la Sociedad firmó un contrato de extensión de plazo del crédito con el controlador State Grid Chile Electricity SpA., el cual devengará una tasa de interés anual equivalente a 5,075%, con vencimiento al 12 de junio de 2028. Los intereses ordinarios devengados se pagarán los días 12 de septiembre de 2025, 12 de diciembre de 2025, 12 de marzo de 2026, 12 de junio de 2026, 12 de septiembre de 2026, 12 de diciembre de 2026, 12 de marzo de 2027, 12 de junio de 2027, 12 de septiembre de 2027, 12 de diciembre de 2027, 12 de marzo de 2028 y 12 de junio de 2028. El contrato no supone ni involucra la constitución de garantías de ningún tipo.

Con fecha 14 de diciembre de 2023, la Sociedad firmó un contrato de crédito con el controlador State Grid Chile Electricity SpA. Mediante este contrato el acreedor puso a disposición de Compañía General de Electricidad S.A. un préstamo intercompañía por un monto de M$ 35.400.000, el cual devengará una tasa de interés anual equivalente a 9,08%, con vencimiento al 12 de junio de 2024. Los intereses ordinarios devengados se pagarán trimestralmente los días 12 de marzo de 2024 y 12 de junio de 2024. El contrato no supone ni involucra la constitución de garantías de ningún tipo. Con fecha 14 de junio de 2024, la Sociedad firmó un contrato de extensión de plazo del crédito con el controlador State Grid Chile Electricity SpA., el cual devengará una tasa de interés anual equivalente a 5,486%, con vencimiento al 26 de junio de 2025. Los intereses ordinarios devengados se pagarán los días 16 de septiembre de 2024, 16 de diciembre de 2024, 17 de marzo de 2025, 17 de junio de 2025 y 26 de junio de 2025. El contrato no supone ni involucra la constitución de garantías de ningún tipo. Con fecha 24 de junio de 2025, la Sociedad firmó un contrato de extensión de plazo del crédito con el controlador State Grid Chile Electricity SpA., el cual devengará una tasa de interés anual equivalente a 5,075%, con vencimiento al 12 de junio de 2028. Los intereses ordinarios devengados se pagarán los días 12 de septiembre de 2025, 12 de diciembre de 2025, 12 de marzo de 2026, 12 de junio de 2026, 12 de septiembre de 2026, 12 de diciembre de 2026, 12 de marzo de 2027, 12 de junio de 2027, 12 de septiembre de 2027, 12 de diciembre de 2027, 12 de marzo de 2028 y 12 de junio de 2028. El contrato no supone ni involucra la constitución de garantías de ningún tipo.

Con fecha 14 de diciembre de 2023, la Sociedad firmó un contrato de crédito con el controlador State Grid Chile Electricity SpA. Mediante este contrato el acreedor puso a disposición de Compañía General de Electricidad S.A. un préstamo intercompañía por un monto de M$ 70.720.000, el cual devengará una tasa de interés anual equivalente a 9,13%, con vencimiento al 12 de junio de 2024. Los intereses ordinarios devengados se pagarán trimestralmente los días 12 de marzo de 2024 y 12 de junio de 2024. El contrato no supone ni involucra la constitución de garantías de ningún tipo. Con fecha 14 de junio de 2024, la Sociedad firmó un contrato de extensión de plazo del crédito con el controlador State Grid Chile Electricity SpA., el cual devengará una tasa de interés anual equivalente a 5,486%, con vencimiento al 26 de junio de 2025. Los intereses ordinarios devengados se pagarán los días 16 de septiembre de 2024, 16 de diciembre de 2024, 17 de marzo de 2025, 17 de junio de 2025 y 26 de junio de 2025. El contrato no supone ni involucra la constitución de garantías de ningún tipo. Con fecha 24 de junio de 2025, la Sociedad firmó un contrato de extensión de plazo del crédito con el controlador State Grid Chile Electricity SpA., el cual devengará una tasa de interés anual equivalente a 5,075%, con vencimiento al 12 de junio de 2028. Los intereses ordinarios devengados se pagarán los días 12 de septiembre de 2025, 12 de diciembre de 2025, 12 de marzo de 2026, 12 de junio de 2026, 12 de septiembre de 2026, 12 de diciembre de 2026, 12 de marzo de 2027, 12 de junio de 2027, 12 de septiembre de 2027, 12 de diciembre de 2027, 12 de marzo de 2028 y 12 de junio de 2028. El contrato no supone ni involucra la constitución de garantías de ningún tipo.

Con fecha 15 de diciembre de 2023, la Sociedad firmó un contrato de crédito con el controlador State Grid Chile Electricity SpA. Mediante este contrato el acreedor puso a disposición de Compañía General de Electricidad S.A. un préstamo intercompañía por un monto de M$ 23.916.000, el cual devengará una tasa de interés anual equivalente a 9,13%, con vencimiento al 17 de junio de 2024. Los intereses ordinarios devengados se pagarán trimestralmente los días 15 de marzo de 2024 y 17 de junio de 2024. El contrato no supone ni involucra la constitución de garantías de ningún tipo. Con fecha 17 de junio de 2024, la Sociedad firmó un contrato de extensión de plazo del crédito con el controlador State Grid Chile Electricity SpA., el cual devengará una tasa de interés anual equivalente a 5,486%, con vencimiento al 12 de junio de 2025. Los intereses ordinarios devengados se pagarán los días 17 de septiembre de 2024, 17 de diciembre de 2024, 17 de marzo de 2025 y 12 de junio de 2025. El contrato no supone ni involucra la constitución de garantías de ningún tipo. Con fecha 11 de junio de 2025 la Sociedad firmó un contrato de extensión de plazo del crédito con el controlador State Grid Chile Electricity SpA., el cual devengará una tasa de interés anual equivalente a 5,075%, con vencimiento al 12 de junio de 2028. Los intereses ordinarios devengados se pagarán los días 12 de septiembre de 2025, 12 de diciembre de 2025, 12 de marzo de 2026, 12 de junio de 2026, 12 de septiembre de 2026, 12 de diciembre de 2026, 12 de marzo de 2027, 12 de junio de 2027, 12 de septiembre de 2027, 12 de diciembre de 2027, 12 de marzo de 2028 y 12 de junio de 2028. El contrato no supone ni involucra la constitución de garantías de ningún tipo.

Con fecha 18 de junio de 2025, la Sociedad firmó un contrato de crédito con State Grid Europe Limited. Mediante este contrato el acreedor puso a disposición de Compañía General de Electricidad S.A. un préstamo EUR $73.000.000, el cual devengará una tasa de interés Euribor para 3 meses más un spread de 40 puntos base, con vencimiento al 19 de junio de 2027. Los intereses ordinarios devengados se pagarán trimestralmente los días 19 de septiembre de 2025, 19 de diciembre de 2025, 19 de marzo de 2026, 19 de junio de 2026, 19 de septiembre de 2026, 19 de diciembre de 2026, 19 de marzo de 2027 y 19 de junio de 2027. El contrato no supone ni involucra la constitución de garantías de ningún tipo.

Con fecha 23 de septiembre de 2025, la Sociedad firmó un contrato de crédito con State Grid Europe Limited. Mediante este contrato el acreedor puso a disposición de Compañía General de Electricidad S.A. un préstamo EUR $45.000.000, el cual devengará una tasa de interés Euribor para 3 meses más un spread de 40 puntos base, con vencimiento al 20 de septiembre de 2028 Los intereses ordinarios devengados se pagarán trimestralmente los días 20 de diciembre de 2025, 20 de marzo de 2026, 20 de junio de 2026, 20 de septiembre de 2026, 20 de marzo de 2027, 20 de junio de 2027, 20 de septiembre de 2027, 20 de diciembre de 2027, 20 de marzo de 2028, 20 de junio de 2028 y 20 septiembre de 2028. El contrato no supone ni involucra la constitución de garantías de ningún tipo.

Con fecha 24 de octubre de 2025, la Sociedad firmó un contrato de crédito con State Grid Europe Limited. Mediante este contrato el acreedor puso a disposición de Compañía General de Electricidad S.A. un préstamo EUR $ 35.000.000, el cual devengará una tasa de interés Euribor para 3 meses más un spread de 40 puntos base, con vencimiento al 20 de septiembre de 2028. Los intereses ordinarios devengados se pagarán trimestralmente los días 20 de diciembre de 2025, 20 de marzo de 2026, 20 de junio de 2026, 20 de septiembre de 2026, 20 de marzo de 2027, 20 de junio de 2027, 20 de septiembre de 2027, 20 de diciembre de 2027, 20 de marzo de 2028, 20 de junio de 2028 y 20 septiembre de 2028. El contrato no supone ni involucra la constitución de garantías de ningún tipo.

Compañía General de Electricidad S.A., tiene como política informar todas las transacciones que efectúa con partes relacionadas durante el período o ejercicio, con excepción de los dividendos pagados, aportes de capital recibidos, los cuales no se entienden como transacciones.

Al 31 de diciembre de 2025 y 2024 no existen garantías otorgadas o recibidas en dichas operaciones.

9.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.

9.1.1.- Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es la siguiente:

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes		No corrientes	
							31-12-2025 M$	31-12-2024 M$	31-12-2025 M$	31-12-2024 M$
76.306.442-5	Eletrans II S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 90 días	Matriz común	CL $	1.890	2.099		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Hasta 90 días	Matriz común	CL $		71.690		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 90 días	Matriz común	CL $	62.878			
77.302.440-5	Tecnored S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 90 días	Matriz común	CL $	13.114	10.799		
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL $		56.764		
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA.	Chile	Venta de energía	Hasta 90 días	Matriz común	CL $	8.179	64.588		
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA.	Chile	Recuperación de gastos	Hasta 90 días	Matriz común	CL $	14.359	14.359		
77.332.779-3	State Grid Chile Electricity SpA.	Chile	Recuperación de gastos	Hasta 90 días	Matriz común	CL $		6.785		
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Hasta 90 días	Matriz común	CL $	1.403.112	158.631		
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL $		105.486		
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Tesorería centralizada	Hasta 90 días	Matriz común	CL $		27.092.313		
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 90 días	Matriz común	CL $	174.256			
78.512.190-2	Energy Sur Ingeniería S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL $		3.156		
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Tesorería centralizada	Hasta 90 días	Matriz común	CL $		8.714		
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Arriendo de propiedades	Hasta 90 días	Matriz común	CL $	3.948	8.050		
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 90 días	Matriz común	CL $		16		
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL $	11.254			
96.766.110-4	Energía de Casablanca S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL $		2.847		
96.813.520-1	Chilquinta Distribución S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL $		1.153		
96.813.520-1	Chilquinta Distribución S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Hasta 90 días	Matriz común	CL $		129.728		
96.813.520-1	Chilquinta Distribución S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 90 días	Matriz común	CL $	7.630			
96.866.680-0	Luz Parral S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 90 días	Matriz común	CL $		16.634		
96.884.450-4	Luz Linares S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 90 días	Matriz común	CL $	166.971	178.467		
Totales							**1.867.591**	**27.932.279**	**0**	**0**

9.1.2.- Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es la siguiente:

R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes		No corrientes	
							31-12-2025 M$	31-12-2024 M$	31-12-2025 M$	31-12-2024 M$
0-E	State Grid Europe Limited	Reino Unido	Intereses devengados	Hasta un año	Matriz común	EUR $	127.062			
0-E	State Grid Europe Limited	Reino Unido	Préstamo recibido	Más de un año	Matriz común	EUR $			162.692.540	
0-E	State Grid International Leasing Company Limited	China	Arriendo de equipos	Más de un año	Matriz común	CNH $	275.264		1.142.260	
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Tesorería centralizada	Hasta 90 días	Matriz común	CL $	4.881.573	5.655.200		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz común	CL $	1.344.193	656.943		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL $	6.818			
77.302.440-5	Tecnored S.A.	Chile	Compra de materiales	Hasta 90 días	Matriz común	CL $	124.710	680.610		
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz común	CL $	26.012			
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA.	Chile	Recuperación de gastos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL $	57.455	53.290		
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA.	Chile	Arriendo de equipos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL $	213.548			
77.332.779-3	State Grid Chile Electricity SpA.	Chile	Dividendos por pagar	Hasta 90 días	Matriz común	CL $	3.497.200	25.558.198		
77.332.779-3	State Grid Chile Electricity SpA.	Chile	Préstamo recibido	Más de un año	Matriz común	CL $		150.000.000	150.000.000	
77.332.779-3	State Grid Chile Electricity SpA.	Chile	Intereses devengados	Hasta un año	Matriz común	CL $	422.917	407.805		
77.402.186-8	Chilquinta Servicios S.A.	Chile	Arriendos intangibles	Más de un año	Matriz Común	UF	3.389.678	2.679.386	14.485.929	16.897.252
77.402.186-8	Chilquinta Servicios S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz Común	UF	14.927			
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Tesorería centralizada	Hasta 90 días	Matriz común	CL $	33.911.942			
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL $	53.066	33.882		
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz común	CL $	3.001.585	3.291.099		
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Compra de materiales	Hasta 90 días	Matriz común	CL $	1.487.959	400.987		
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Tesorería centralizada	Hasta 90 días	Matriz común	CL $	38.173			
96.884.450-4	Luz Linares S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz común	CL $	12			
96.866.680-0	Luz Parral S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz común	CL $	91.367			
77.125.502-7	State Grid Chile Holding Spa.	Chile	Tesorería centralizada	Hasta 90 días	Matriz común	CL $	22.042.781			
TOTALES							**75.008.242**	**189.417.400**	**328.320.729**	**16.897.252**

9.1.3.- Transacciones con relacionadas y sus efectos en resultados.

Se presentan las operaciones y sus efectos en resultados por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2025 y 2024.

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2025 31-12-2025		01-01-2024 31-12-2024	
						Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono
						M$	M$	M$	M$
0-E	State Grid Europe Limited	Reino Unido	Matriz común	Intereses préstamo recibido	EUR $	1.556.591	(1.556.591)		
0-E	State Grid Europe Limited	Reino Unido	Matriz común	Tipo de cambio préstamo recibido	EUR $	4.156.440	4.156.440		
0-E	State Grid Europe Limited	Reino Unido	Matriz común	Amortización ITE préstamo	EUR $	629.786			
0-E	State Grid Europe Limited	Reino Unido	Matriz común	Préstamo recibido	EUR $	168.228.450			
76.230.505-4	Eletrans S.A.	Chile	Matriz común	Cargo único troncal	CL $	3.570.054	(3.570.054)	2.079.903	(2.079.903)
76.306.442-5	Eletrans II S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL $	18.374	18.374	15.934	15.934
76.306.442-5	Eletrans II S.A.	Chile	Matriz común	Cargo único troncal	CL $	1.120.711	(1.120.711)	621.743	(621.743)
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Servicios administrativos	CL $	16.121.494	(16.121.494)	15.776.754	(15.776.754)
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Servicios comerciales	CL $	1.407.019	(1.407.019)	1.661.085	(1.661.085)
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Servicios operativos	CL $	8.072.733	(8.072.733)	6.725.119	(6.725.119)
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Servicios operativos	CL $	43.411	43.411	41.597	41.597
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Servicios administrativos	CL $	111.973	111.973	107.299	107.299
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz Común	Recuperación de gastos	CL $			223.162	
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz Común	Reembolso de gastos	CL $			112.945	
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Tesorería centralizada (cargos)	CL $	773.627			
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Tesorería centralizada (abonos)	CL $			3.590.697	
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Gastos por intereses tesorería centralizada	CL $	130.012	(130.012)	107.870	(107.870)
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Ingresos por intereses tesorería centralizada	CL $	1.880	1.880	43.874	43.874
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por arriendo de propiedades	CL $	47.471	47.471	45.487	45.487
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Servicios informáticos	CL $	3.051.402	3.051.402	2.924.022	2.924.022
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por arriendo equipos microinformáticos	CL $	17.887	17.887	18.760	18.760
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por servicio de comunicación	CL $	52.581	52.581	72.959	72.959
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz Común	Construcción de redes eléctricas	CL $	2.736.660		2.622.421	
76.680.107-2	Compañía Transmisora del Norte Grande S.A.	Chile	Matriz Común	Cargo único troncal	CL $	1.269.936	(1.269.936)	727.739	(727.739)
76.680.107-2	Compañía Transmisora del Norte Grande S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios de subtransmisión	CL $			31	31
76.763.747-0	Eletrans III S.A.	Chile	Matriz común	Cargo único troncal	CL $	1.057.001	(1.057.001)	561.658	(561.658)
76.954.578-6	Transquinta S.A.	Chile	Matriz Común	Cargo único troncal	CL $	430.070	(430.070)	355.302	(355.302)
77.125.502-7	State Grid Chile Holding Spa.	Chile	Matriz Común	Tesorería centralizada (abonos)	CL $	22.042.781			
77.125.502-7	State Grid Chile Holding Spa.	Chile	Matriz Común	Gastos por intereses tesorería centralizada	CL $	26.642	(26.642)		
77.125.502-7	State Grid Chile Holding Spa.	Chile	Matriz Común	Ingresos por intereses tesorería centralizada	CL $	485.108	485.108		
77.302.440-5	Tecnored S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de materiales y equipos	CL $	4.442.166		4.778.905	
77.302.440-5	Tecnored S.A.	Chile	Matriz Común	Operación y mantenimiento de líneas y redes	CL $	10.559	(10.559)	75.723	
77.302.440-5	Tecnored S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios de subtransmisión	CL $			2.861	(2.861)
77.302.440-5	Tecnored S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de energía	CL $	134.718	134.718	125.928	125.928

R.U.T. (continuación)	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2025 31-12-2025		01-01-2024 31-12-2024	
						Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono
						M$	M$	M$	M$
77.302.440-5	Tecnored S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios de subtransmisión	CL $	68	68		
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios de subtransmisión	CL $	533	533		
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA.	Chile	Matriz Común	Servicios comerciales	CL $	112.536	112.536	107.839	107.839
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA.	Chile	Matriz Común	Servicios operativos	CL $	86.750	86.750	83.131	83.131
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA.	Chile	Matriz Común	Servicios sistemas de información	CL $	384.890	384.890	368.820	368.820
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA.	Chile	Matriz Común	Venta de energía	CL $	874.829	874.829	680.710	680.710
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA.	Chile	Matriz Común	Venta de materiales y equipos eléctricos	CL $			37.456	37.456
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA.	Chile	Matriz Común	Arriendo de equipos	CL $	1.963.139	(1.963.139)	1.863.958	(1.863.958)
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA.	Chile	Matriz Común	Recuperación de gastos	CL $	63.311		171.334	
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA.	Chile	Matriz Común	Reembolso de gastos	CL $			1.000	
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA.	Chile	Matriz Común	Construcción de obras	CL $	21.593			
77.332.779-3	State Grid Chile Electricity SpA.	Chile	Matriz Común	Intereses préstamo recibido	CL $	7.985.676	(7.985.676)	11.080.264	(11.080.264)
77.332.779-3	State Grid Chile Electricity SpA.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios informáticos	CL $	49.823	49.823	47.743	47.743
77.332.779-3	State Grid Chile Electricity SpA.	Chile	Matriz Común	Pago préstamo	CL $			18.000.000	
77.402.186-8	Chilquinta Servicios S.A.	Chile	Matriz Común	Arriendo de intangibles	UF	4.148.917		3.980.202	
77.402.186-8	Chilquinta Servicios S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses arriendo de intangibles	UF	1.418.565	(1.418.565)	1.549.691	(1.549.691)
77.402.186-8	Chilquinta Servicios S.A.	Chile	Matriz Común	Tipo de cambio arriendo de intangibles	UF	1.107.572		875.676	
77.402.187-6	Chilquinta Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Cargo único troncal	CL $	4.828.237	(4.828.237)	3.158.294	(3.158.294)
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios operativos	CL $	136.436	(136.436)	119.937	(119.937)
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Cargo único troncal	CL $	68.789.165	(68.789.165)	72.507.701	(72.507.701)
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios administrativos	CL $	45.292	45.292	30.176	30.176
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios comerciales	CL $	169.824	169.824	149.221	149.221
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios operativos	CL $	1.363.746	1.363.746	1.290.644	1.290.644
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios sistemas de información	CL $	6.782.573	6.782.573	6.499.905	6.499.905
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por arriendo de equipos de generación	CL $	1.059.570	1.059.570	1.137.957	1.137.957
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Recuperación de gastos	CL $	52.421		13.290	
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de activo fijo para obras en curso	CL $			19.121	
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de materiales y equipos eléctricos	CL $	118.032	118.032	530.975	530.975
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios de subtransmisión	CL $	147	147	132	132
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de activo	CL $	1.377.484			
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Reembolso de gastos	CL $			39.495	
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Tesorería centralizada (abonos)	CL $	61.004.255			
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Tesorería centralizada (cargos)	CL $			68.411.575	
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz común	Ingresos por intereses tesorería centralizada	CL $	773.967	773.967	217.093	217.093
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Gastos por intereses tesorería centralizada	CL $	400.090	(400.090)	1.873.451	(1.873.451)
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Arriendo de propiedades	CL $	779.448	(779.448)	744.456	(744.456)
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de energía	CL $	1.069.278	1.069.278	681.622	681.622
77.470.427-2	Luz Parral Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Cargo único troncal	CL $	620.736	(620.736)	916.616	(916.616)

R.U.T. (continuación)	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2025 31-12-2025		01-01-2024 31-12-2024	
						Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono
						M$	M$	M$	M$
77.470.446-9	Litoral Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Cargo único troncal	CL $	61.317	(61.317)	22.051	(22.051)
78.512.190-2	Energy Sur Ingeniería S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de energía	CL $	26.711	26.711	27.268	27.268
78.512.190-2	Energy Sur Ingeniería S.A.	Chile	Matriz Común	Operación y mantenimiento de líneas y redes	CL $			23.360	(23.360)
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de materiales y equipos	CL $	8.704.476		9.327.977	
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios operativos	CL $	28.579	28.579	27.732	27.732
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz Común	Tesorería centralizada (abonos)	CL $	46.887		7.285.255	
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz Común	Ingresos por intereses tesorería centralizada	CL $	12.360	12.360	570.355	570.355
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz Común	Gastos por intereses tesorería centralizada	CL $	58.468	(58.468)		
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por arriendo de propiedades	CL $	46.720	46.720	44.771	44.771
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz Común	Operación y mantenimiento de líneas y redes	CL $	30.917.765	(30.917.765)	21.722.853	(21.722.853)
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz Común	Mantención de equipos eléctricos	CL $	45.858	(45.858)	200.543	
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de energía	CL $	249	249	372	372
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz Común	Cobro de multas	CL $	4.503	(4.503)		
91.344.000-5	Compañía Eléctrica del Litoral S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios de subtransmisión	CL $	163.625	163.625	779.196	779.196
91.344.000-5	Compañía Eléctrica del Litoral S.A.	Chile	Matriz Común	Equidad tarifaria residencial	CL $	108.119	(108.119)		
96.766.110-4	Energía de Casablanca S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios de subtransmisión	CL $	60.656	60.656	209.722	209.722
96.766.110-4	Energía de Casablanca S.A.	Chile	Matriz Común	Cargo único troncal	CL $	21	(21)		
96.813.520-1	Chilquinta Distribución S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios de subtransmisión	CL $	631.267	631.267	7.031.817	7.031.817
96.813.520-1	Chilquinta Distribución S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de energía	CL $	22.517	22.517	24.397	24.397
96.813.520-1	Chilquinta Distribución S.A.	Chile	Matriz Común	Cargo único troncal	CL $	334	(334)		
96.866.680-0	Luz Parral S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios de subtransmisión	CL $	8.035	(8.035)	18.598	(18.598)
96.866.680-0	Luz Parral S.A.	Chile	Matriz Común	Equidad tarifaria residencial	CL $	2.089.447	(2.089.447)	1.518.222	(1.518.222)
96.866.680-0	Luz Parral S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios de subtransmisión	CL $	128.619	128.619	403.335	403.335
96.866.680-0	Luz Parral S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de energía	CL $	22.566	22.566	21.366	21.366
96.884.450-4	Luz Linares S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios de subtransmisión	CL $	23.752	(23.752)	49.357	(49.357)
96.884.450-4	Luz Linares S.A.	Chile	Matriz Común	Equidad tarifaria residencial	CL $	2.722.444	(2.722.444)	1.974.020	(1.974.020)
96.884.450-4	Luz Linares S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios de subtransmisión	CL $	94.293	94.293	414.670	414.670
96.884.450-4	Luz Linares S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de energía	CL $	49.180	49.180	55.384	55.384
96.884.450-4	Luz Linares S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de energía y potencia	CL $	11	(11)	908	(908)
0-E	State Grid International Leasing Company Limited	China	Matriz común	Arriendo de equipos	CNH $	1.912.578			
0-E	State Grid International Leasing Company Limited	China	Matriz común	Intereses arriendo de equipos	CNH $	15.675	(15.675)		
0-E	State Grid International Leasing Company Limited	China	Matriz común	Tipo de cambio arriendo de equipos	CNH $	70.728	70.728		

9.2.- Directorio y gerencia de la sociedad.

Con fecha 21 de abril de 2023, se celebró la Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad en la cual, entre otros acuerdos, se procedió a la renovación total del directorio de la misma, quedando designados los siguientes directores:

Yan Dai
Bing Yu
Futao Huang
Chengzu Liu
Nicolás Eyzaguirre Guzmán

En Sesión de Directorio del 27 de abril de 2023 se procedió a la designación del Presidente, quedando compuesto el Directorio de la siguiente forma:

Yan Dai	Presidente
Bing Yu	Director
Futao Huang	Director
Chengzu Liu	Director
Nicolás Eyzaguirre Guzmán	Director

En sesión Ordinaria de Directorio de la Sociedad celebrada el 24 de abril de 2025, se dio cuenta de la renuncia al cargo de directora de doña Bing Yu y don Chengzu Liu. En la misma sesión, el Directorio acordó designar como director reemplazante a don Shang Jingfu y a doña Zhang Ran, quedando compuesto el Directorio de la siguiente forma:

Yan Dai	Presidente
Shang Jingfu	Director
Futao Huang	Director
Zhang Ran	Director
Nicolás Eyzaguirre Guzmán	Director

9.2.1.- Remuneración del Directorio.

En Junta Ordinaria de accionistas celebrada el 23 de abril de 2025, se determinó y aprobó la remuneración del directorio para el ejercicio 2025 de acuerdo a lo siguiente:

- Una remuneración fija mensual, a todo evento equivalente a 75 Unidades de Fomento para cada miembro del Directorio, correspondiéndole al Presidente el equivalente a 1,5 veces dicha cantidad.
- Una remuneración ascendente a 37,5 Unidades de Fomento por cada Sesión Ordinaria de Directorio a la que deban asistir.
- Una remuneración ascendente a 75 Unidades de Fomento por cada Sesión Extraordinaria de Directorio a la que deban asistir.

Las remuneraciones pagadas al 31 de diciembre de 2025 y 2024 son las siguientes:

Nombre	Cargo	01-01-2025 31-12-2025	01-01-2024 31-12-2024
		Dieta directorio M$	Dieta directorio M$
Nicolás Eyzaguirre Guzmán	Director	63.149	53.319
Totales		**63.149**	**53.319**

Las remuneraciones correspondientes al Directorio y Comité de Directores de subsidiarias ascendieron a M$ 99.431 al 31 de diciembre de 2025 y M$ 81.840 al 31 de diciembre de 2024.

Durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2025 y 2024 no se han pagado remuneraciones a los directores que representan al controlador, por renuncia expresa a ella.

9.2.2.- Remuneración del equipo gerencial.

Las remuneraciones con cargo a resultados del equipo gerencial de la sociedad ascienden a M$ 427.983 al 31 de diciembre de 2025 (M$ 848.076 al 31 de diciembre de 2024).

Las remuneraciones con cargo a resultados del equipo gerencial de subsidiarias ascienden a M$ 343.183 al 31 de diciembre de 2025 (M$ 343.399 al 31 de diciembre de 2024).

Compañía General de Electricidad S.A. y las subsidiarias tienen establecido, para sus ejecutivos, un plan de incentivo por cumplimiento de objetivos individuales de aportación a los resultados de las sociedades, estos incentivos están estructurados en un mínimo y máximo de remuneraciones brutas y son canceladas una vez al año.

10.- INVENTARIOS.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024 es la siguiente:

Clases de inventarios	Corriente		No corriente	
	31-12-2025 M$	31-12-2024 M$	31-12-2025 M$	31-12-2024 M$
Suministros para la producción.	3.970.070	3.883.530		
Suministros para mantención.	482.527	427.531		
Total	**4.452.597**	**4.311.061**	**0**	**0**

Al 31 de diciembre de 2025 y 2024 no hay inventarios pignorados en garantía del cumplimiento de deudas contraídas.

10.1.- Información adicional de inventarios.

Otra información de inventarios	Corrientes	
	01-01-2025 31-12-2025 M$	01-01-2024 31-12-2024 M$
Importe de reversiones de rebajas de importes de inventarios.		(86.766)
Costos de inventarios reconocidos como gastos durante el periodo o ejercicio.	(5.148.218)	(3.779.948)

Las reversiones, en caso de existir, están dadas por liquidaciones de inventarios y reversos de la provisión por deterioro dado por el incremento en el valor neto realizable.

11.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.

El detalle de este rubro es el siguiente al 31 de diciembre de 2025 y 2024.

Activos, pasivos por impuestos	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2025 M$	31-12-2024 M$	31-12-2025 M$	31-12-2024 M$
Activos por impuestos				
Pagos provisionales mensuales.	673.734	161.201		
Créditos al impuesto.	370.666	320.336		
Incentivo al desarrollo regiones extremas.	1.133.941			
Subtotal activos por impuestos	**2.178.341**	**481.537**	**0**	**0**
Pasivos por impuestos				
Impuesto a la renta de primera categoría.	(1.144.097)			
Subtotal pasivos por impuestos	**(1.144.097)**	**0**	**0**	**0**
Total activos (pasivos) por impuestos	**1.034.244**	**481.537**	**0**	**0**

12.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro es el siguiente al 31 de diciembre de 2025 y 2024.

Otros activos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2025 M$	31-12-2024 M$	31-12-2025 M$	31-12-2024 M$
Gastos pagados por anticipado.	2.898.790	2.055.611		
Boletas en garantía.	43.060			
Otros activos.	137.346	48.022	8.280	8.280
Total	**3.079.196**	**2.103.633**	**8.280**	**8.280**

Los gastos pagados por anticipado corresponden principalmente anticipos de licenciamiento de software, seguros pagados por anticipado y desembolsos por recuperar de compañías de seguros.

13.- INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN.

13.1.- Inversiones en subsidiarias.

13.1.1.- Inversión en subsidiaria contabilizada usando el método de la participación.

La valorización de las inversiones en subsidiarias consolidadas usando el método de la participación se presentan a continuación para efectos informativos.

Al 31 de diciembre de 2025.

Movimiento de inversiones en sociedades subsidiarias	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01-01-2025 M$	Participación en ganancia (pérdida) M$	Dividendos recibidos M$	Otro incremento (decremento) M$	Saldo al 31-12-2025 M$	Dividendos pagados a participaciones no controladoras M$
CGE Magallanes S.A.	Chile	CL $	99,89482 %	99,89482 %	**53.976.950**	6.076.047	(4.806.898)	12.338	**55.258.437**	**(5.056)**
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	CL $	0,11467 %	0,11467 %	**47.363**	13.139	(6.675)	26	**53.853**	**(2.993)**
Total					**54.024.313**	**6.089.186**	**(4.813.573)**	**12.364**	**55.312.290**	**(8.049)**

Al 31 de diciembre de 2024.

Movimiento de inversiones en sociedades subsidiarias	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01-01-2024 M$	Participación en ganancia (pérdida) M$	Dividendos recibidos M$	Otro incremento (decremento) M$	Saldo al 31-12-2024 M$	Dividendos pagados a participaciones no controladoras M$
CGE Magallanes S.A.	Chile	CL $	99,89482 %	99,89482 %	**53.152.126**	4.277.734	(3.405.669)	(47.241)	**53.976.950**	**(3.582)**
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	CL $	0,11467 %	0,11467 %	**45.711**	9.250	(7.500)	(98)	**47.363**	**(3.363)**
Total					**53.197.837**	**4.286.984**	**(3.413.169)**	**(47.339)**	**54.024.313**	**(6.945)**

13.1.2.- Información resumida de las subsidiarias consolidadas.

Al 31 de diciembre de 2025.

Inversiones en sociedades subsidiarias directas	Porcentaje participación	31-12-2025													
		Activos corrientes M$	Activos no corrientes M$	Total activos M$	Pasivos corrientes M$	Pasivos no corrientes M$	Total pasivos M$	Patrimonio M$	Ingresos ordinarios M$	Costo de ventas M$	Otros M$	Ganancia (pérdida) neta M$	Ganancia (pérdida) controlador M$	Resultado integral M$	Resultado Integral controlador M$
CGE Magallanes S.A.	99,89482 %	22.979.688	156.885.118	**179.864.806**	47.230.455	37.881.321	**85.111.776**	**94.753.030**	64.057.975	(40.490.180)	(12.341.606)	**11.226.189**	**6.082.444**	**11.248.583**	**6.094.795**
Total		**22.979.688**	**156.885.118**	**179.864.806**	**47.230.455**	**37.881.321**	**85.111.776**	**94.753.030**	**64.057.975**	**(40.490.180)**	**(12.341.606)**	**11.226.189**	**6.082.444**	**11.248.583**	**6.094.795**

Al 31 de diciembre de 2024.

Inversiones en sociedades subsidiarias directas	Porcentaje participación	31-12-2024													
		Activos corrientes M$	Activos no corrientes M$	Total activos M$	Pasivos corrientes M$	Pasivos no corrientes M$	Total pasivos M$	Patrimonio M$	Ingresos ordinarios M$	Costo de ventas M$	Otros M$	Ganancia (pérdida) neta M$	Ganancia (pérdida) controlador M$	Resultado integral M$	Resultado Integral controlador M$
CGE Magallanes S.A.	99,89482 %	20.765.353	154.105.525	**174.870.878**	48.293.042	35.648.204	**83.941.246**	**90.929.632**	54.436.753	(35.732.344)	(10.800.992)	**7.903.417**	**4.282.238**	**7.817.615**	**4.234.946**
Total		**20.765.353**	**154.105.525**	**174.870.878**	**48.293.042**	**35.648.204**	**83.941.246**	**90.929.632**	**54.436.753**	**(35.732.344)**	**(10.800.992)**	**7.903.417**	**4.282.238**	**7.817.615**	**4.234.946**

14.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTO DE LA PLUSVALÍA.

14.1.- Composición y movimientos de los activos intangibles.

Este rubro está compuesto principalmente por concesiones, servidumbres de paso y software computacionales. Su detalle al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

Activos Intangibles	31-12-2025		
	Valores brutos M$	Amortización acumulada M$	Valores netos M$
Programas informáticos.	106.703.933	(92.378.491)	14.325.442
Otros activos intangibles identificables.	603.226.942	(51.393)	603.175.549
Total	**709.930.875**	**(92.429.884)**	**617.500.991**

Activos Intangibles	31-12-2024		
	Valores brutos M$	Amortización acumulada M$	Valores netos M$
Programas informáticos.	107.652.621	(89.709.392)	17.943.229
Otros activos intangibles identificables.	603.226.942	(50.052)	603.176.890
Total	**710.879.563**	**(89.759.444)**	**621.120.119**

El detalle de los otros activos intangibles identificables al 31 de diciembre de 2025 y 2024 se encuentra en nota 14.1.1.

La amortización acumulada al 31 de diciembre de 2025 y 2024 alcanza a M$ (92.429.884) y M$ (89.759.444) respectivamente, la que corresponde a los activos intangibles distintos a la plusvalía con vida útil finita.

El detalle de vidas útiles aplicadas en el rubro Intangibles al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es la siguiente:

Vidas útiles estimadas o tasas de amortización utilizadas	Vida / tasa	Mínima	Máxima
Programas Informáticos.	Vida	1	5
Otros activos intangibles identificables.	Vida	20	20
Servidumbres.	Vida	Indefinida	Indefinida
Concesiones.	Vida	Indefinida	Indefinida

El movimiento de intangibles al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

Movimientos en activos intangibles	31-12-2025		
	Programas informáticos, neto M$	Otros activos intangibles identificables, neto M$	Activos intangibles identificables, neto M$
Saldo inicial al 1 de enero de 2025	**17.943.229**	**603.176.890**	**621.120.119**
Adiciones.	3.746.193		**3.746.193**
Retiros.	(1.232)		**(1.232)**
Amortización.	(7.362.748)	(1.341)	**(7.364.089)**
Cambios, total	**(3.617.787)**	**(1.341)**	**(3.619.128)**
Saldo final al 31 de diciembre de 2025	**14.325.442**	**603.175.549**	**617.500.991**

Movimientos en activos intangibles	31-12-2024		
	Programas informáticos, neto M$	Otros activos intangibles identificables, neto M$	Activos intangibles identificables, neto M$
Saldo inicial al 1 de enero de 2024	**19.118.795**	**603.168.132**	**622.286.927**
Adiciones.	7.423.198	10.104	**7.433.302**
Amortización.	(7.593.849)	(1.346)	**(7.595.195)**
Otros incrementos (disminuciones).	(1.004.915)		**(1.004.915)**
Cambios, total	**(1.175.566)**	**8.758**	**(1.166.808)**
Saldo final al 31 de diciembre de 2024	**17.943.229**	**603.176.890**	**621.120.119**

14.1.1.- El detalle del importe de activos intangibles identificables individuales significativos y su vida útil o período de amortización al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

Detalle de otros activos identificables al 31-12-2025	Importe en libros de activo individual intangible significativo M$	Explicación del periodo o ejercicio de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
Concesiones.	599.161.524	Indefinida
Servidumbres.	3.998.815	Indefinida
Servidumbres.	15.210	Definida
Total	**603.175.549**	

Detalle de otros activos identificables al 31-12-2024	Importe en libros de activo individual intangible significativo M$	Explicación del periodo o ejercicio de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
Concesiones.	599.161.524	Indefinida
Servidumbres.	3.998.815	Indefinida
Servidumbres.	16.551	Definida
Total	**603.176.890**	

El cargo a resultados del ejercicio por amortización de intangibles al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

Línea de partida en el estado de resultados que incluye amortización de activos intangibles identificables	01-01-2025 31-12-2025		01-01-2024 31-12-2024	
	Programas informáticos M$	Otros activos intangibles identificables M$	Programas informáticos M$	Otros activos intangibles identificables M$
Costo de ventas.	98.028		33.354	
Gastos de administración.	7.264.720	1.341	7.560.495	1.346
Total	**7.362.748**	**1.341**	**7.593.849**	**1.346**

14.2.- Activos intangibles con vida útil indefinida.

14.2.1.- Servidumbres.

Los derechos de servidumbre se presentan al costo. El período de explotación de dichos derechos en general no tiene límite por lo que son considerados activos con una vida útil indefinida, y en consecuencia no están sujetos a amortización.

14.2.2.- Información sobre las concesiones de servicio.

Los derechos de explotación exclusiva de clientes regulados adquiridos a través de combinaciones de negocios han sido determinados en base a los flujos netos estimados a la fecha de adquisición que se recibirán por el uso de dicho activo. Dichos intangibles no se amortizan pues poseen vida útil indefinida, ya que dicha concesión no posee un plazo de expiración.

Las concesiones para establecer operar y explotar las instalaciones de servicio público de distribución de energía eléctrica en Chile registradas, provienen de la valoración de derechos de explotación exclusiva de clientes regulados establecidos en el DFL N°4/20.018 de 2006 del Ministerio de Economía Fomento y Turismo y que fueron adquiridas a través de combinaciones de negocios. Dichas concesiones tienen vida útil indefinida y están sujetas a caducidad sólo si la calidad del servicio suministrado no corresponde a las exigencias preestablecidas en dicho cuerpo normativo o en sus reglamentos, o a las condiciones estipuladas en los decretos de concesión. Por lo tanto, la actividad de distribución de energía eléctrica en Chile constituye un negocio regulado y no una concesión de servicios en los términos de IFRIC 12.

La vida útil de todos los activos intangibles de vida útil indefinida, previamente enunciados es objeto de revisión en cada ejercicio para el que se presente información, para determinar si la consideración de vida útil indefinida sigue siendo aplicable. Estos activos se someten a pruebas de deterioro de valor anualmente.

15.- PLUSVALÍA.

El detalle de la plusvalía comprada al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es la siguiente:

Rut	Sociedad sobre la cual se mantiene la plusvalía	Fecha de generación plusvalía	Sociedad adquirente	Relación con vendedor	Movimientos 2024			Movimientos 2025	
					Saldo al 01-01-2024 M$	Otros incrementos (disminuciones) M$	Saldo al 31-12-2024 M$	Otros incrementos (disminuciones) M$	Saldo al 31-12-2025 M$
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y subsidiaria.	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	54.621.000		54.621.000		54.621.000
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	90.592.000		90.592.000		90.592.000
88.221.200-9	Edelmag S.A.	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	8.126.000		8.126.000		8.126.000
76.144.275-9	Emel Norte S.A. y subsidiarias	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	12.849.000		12.849.000		12.849.000
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	(4.741.767)		(4.741.767)		(4.741.767)
Totales					**161.446.233**	**0**	**161.446.233**	**0**	**161.446.233**

Las plusvalías registradas se originan de la combinación de negocios por la adquisición de las acciones de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias por Gas Natural Fenosa Chile S.A. (hoy Compañía General de Electricidad S.A.) en noviembre de 2014. Las sociedades sobre las cuales se mantenía la plusvalía Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y subsidiaria, CGE Distribución S.A., Emel Norte S.A. y subsidiarias producto de la reorganización societaria fueron absorbidas por Compañía General de Electricidad S.A.

16.- PROPIEDADES DE INVERSIÓN.

La composición y el movimiento de este rubro al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

16.1.- Composición y movimientos de las propiedades de inversión.

Propiedades de inversión, modelo del valor razonable	31-12-2025 M$	31-12-2024 M$
Saldo Inicial	**9.068.051**	**8.167.148**
Transferencias de (a) bienes inmuebles ocupados por el propietario.	(928.251)	200.775
Ganancias (pérdidas) por ajustes del valor razonable.	2.714.548	700.128
Total de cambios en propiedades de inversión, modelo del valor razonable	**1.786.297**	**900.903**
Total	**10.854.348**	**9.068.051**

Los elementos de propiedades de inversión (Terreno y edificios) han sido contabilizados a valor razonable en el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2025 y 2024, en base a lo previsto en la NIC 40. Dicha metodología aplicada para estos bienes se clasifica en Nivel II de la jerarquía de valor razonable, donde la información proviene de fuentes distintas a los valores de cotización del Nivel de jerarquía I, pero son observables en mercados para los activos y pasivos ya sea de manera directa (precios) o indirecta (obtenidos a partir de precios), ya que debido al método de retasación periódica los valores se obtienen de tasaciones que se llevan a cabo, a base del valor de mercado.

Las tasaciones para los efectos de determinar el valor razonable de las propiedades de inversión son evaluadas y efectuadas en forma anual. El valor razonable de las propiedades de inversión fue determinada por peritos externos independientes con una capacidad profesional reconocida y experiencia en la valorización de activos similares.

El Valor de Tasación informado por dichos profesionales corresponde a una estimación metodológica del valor de cada activo a través de un enfoque de Valor de Mercado o Valor Comercial, que reconoce un mercado definido y comparable para cada activo.

El valor de costo histórico de las propiedades de inversión al 31 de diciembre de 2025 y 2024 alcanza a M$ 3.521.353 y M$ 3.360.397 respectivamente.

16.2.- Ingresos y gastos de propiedades de inversión.

Ingresos y gastos de propiedades de inversión	01-01-2025 31-12-2025 M$	01-01-2024 31-12-2024 M$
Importe de ingresos por alquileres de propiedades de inversión.	914.667	884.870
Importes de gastos directos de operación de las propiedades de inversión generadoras de ingresos de alquileres.	5.532	16.926
Importe de gastos directos de operación de las propiedades de inversión no generadoras de ingresos de alquileres.		1.709

17.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

17.1.- Vidas útiles.

El siguiente cuadro muestra las vidas útiles técnicas para los bienes de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias.

Vida útil para la depreciación de propiedades, planta y equipo	Vida útil	
	Mínima	Máxima
Vida útil para edificios.	60	60
Vida útil para planta y equipo. (*)	20	60
Vida útil para equipamiento de tecnologías de la información.	5	8
Vida útil para instalaciones fijas y accesorios.	20	45
Vida útil para vehículos de motor.	7	7
Vida útil para otras propiedades, planta y equipo.	5	10

(*) Considera la depreciación de componentes por horas de uso para las unidades generadoras y sus repuestos.

17.2.- Detalle de los rubros.

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es la siguiente:

17.2.1.- Valores netos de propiedades, planta y equipo.

Clases de propiedades, planta y equipo, neto	31-12-2025 M$	31-12-2024 M$
Construcciones en curso.	**322.945.406**	**330.606.240**
Terrenos.	**15.061.606**	**14.053.695**
Edificios.	**14.906.743**	**15.161.886**
Planta y equipos.	**1.298.233.262**	**1.170.388.103**
Subestaciones de poder.	2.814.160	2.106.532
Líneas de transporte energía.	348.011	362.279
Subestaciones de distribución.	172.364.664	145.234.849
Líneas y redes de media y baja tensión.	1.066.987.650	966.006.652
Máquinas y equipos de generación.	21.684.229	22.390.132
Medidores.	34.034.548	34.287.659
Equipamiento de tecnología de la información.	**1.756.288**	**1.779.171**
Instalaciones fijas y accesorios.	**60.306.286**	**46.829.801**
Equipos de comunicaciones.	1.151.145	1.353.615
Herramientas.	8.637.368	6.596.763
Muebles y útiles.	2.377.176	847.165
Instalaciones y accesorios diversos.	48.140.597	38.032.258
Vehículos de motor.	**9.438.091**	**10.231.306**
Mejoras de bienes arrendados.	**1.541.958**	**362.231**
Repuestos.	**663.502**	**232.731**
Total	**1.724.853.142**	**1.589.645.164**

17.2.2.- Valores brutos de propiedades, planta y equipo.

Clases de propiedades, planta y equipo, bruto	31-12-2025 M$	31-12-2024 M$
Construcciones en curso.	**322.945.406**	**330.606.240**
Terrenos.	**15.061.606**	**14.053.695**
Edificios.	**30.213.448**	**30.224.102**
Planta y equipos.	**1.892.159.301**	**1.736.509.832**
Subestaciones de poder.	5.182.826	4.412.591
Líneas de transporte energía.	628.814	628.814
Subestaciones de distribución.	242.871.594	211.169.589
Líneas y redes de media y baja tensión.	1.508.912.494	1.379.956.217
Máquinas y equipos de generación.	62.716.559	70.324.585
Medidores.	71.847.014	70.018.036
Equipamiento de tecnología de la información.	**19.625.072**	**26.199.539**
Instalaciones fijas y accesorios.	**110.828.559**	**90.091.966**
Equipos de comunicaciones.	5.586.151	6.128.493
Herramientas.	27.066.348	23.706.004
Muebles y útiles.	7.897.301	6.172.488
Instalaciones y accesorios diversos.	70.278.759	54.084.981
Vehículos de motor.	**19.887.050**	**17.964.806**
Mejoras de bienes arrendados.	**7.317.013**	**5.813.516**
Repuestos.	**1.854.365**	**614.727**
Total	**2.419.891.820**	**2.252.078.423**

17.2.3.- Depreciación acumulada de propiedades, planta y equipo.

Depreciación acumulada y deterioro, propiedades, planta y equipo	31-12-2025 M$	31-12-2024 M$
Edificios.	**15.306.705**	**15.062.216**
Planta y equipos.	**593.926.039**	**566.121.729**
Subestaciones de poder.	2.368.666	2.306.059
Líneas de transporte energía.	280.803	266.535
Subestaciones de distribución.	70.506.930	65.934.740
Líneas y redes de media y baja tensión.	441.924.844	413.949.565
Máquinas y equipos de generación.	41.032.330	47.934.453
Medidores.	37.812.466	35.730.377
Equipamiento de tecnología de la información.	**17.868.784**	**24.420.368**
Instalaciones fijas y accesorios.	**50.522.273**	**43.262.165**
Equipos de comunicaciones.	4.435.006	4.774.878
Herramientas.	18.428.980	17.109.241
Muebles y útiles.	5.520.125	5.325.323
Instalaciones y accesorios diversos.	22.138.162	16.052.723
Vehículos de motor.	**10.448.959**	**7.733.500**
Mejoras de bienes arrendados.	**5.775.055**	**5.451.285**
Repuestos.	**1.190.863**	**381.996**
Total	**695.038.678**	**662.433.259**

17.3.- Reconciliación de cambios en propiedades, planta y equipo.

Movimiento al 31 de diciembre de 2025.

Movimiento año 2025		Construcción en curso M$	Terrenos M$	Edificios, neto M$	Planta y equipo, neto M$	Equipamiento de tecnologías de la información, neto M$	Instalaciones fijas y accesorios, neto M$	Vehículos de motor, neto M$	Mejoras de bienes arrendados, neto M$	Repuestos M$	Propiedades, planta y equipo, neto M$
Saldo inicial al 1 de enero de 2025		**330.606.240**	**14.053.695**	**15.161.886**	**1.170.388.103**	**1.779.171**	**46.829.801**	**10.231.306**	**362.231**	**232.731**	**1.589.645.164**
Cambios	Adiciones.	204.862.508			1.215.836	78.039	213.491	1.974.457			**208.344.331**
	Incrementos (disminuciones) por transferencias desde (hacia) propiedades de inversión.		1.007.911	(79.660)							**928.251**
	Retiros.	(3.794.270)		(22.591)	(11.915.616)	(4.954)	(2.989)	(37.229)			**(15.777.649)**
	Gasto por depreciación.			(474.179)	(45.124.694)	(1.075.461)	(8.029.143)	(2.982.710)	(95.577)	(52.053)	**(57.833.817)**
	Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso, propiedades, planta y equipo.	(208.712.357)		321.287	184.576.282	979.493	21.934.262	74.585	813.850	12.598	**0**
	Otros incrementos (decrementos).	(16.715)			(906.649)		(639.136)	177.682	461.454	470.226	**(453.138)**
Total cambios		**(7.660.834)**	**1.007.911**	**(255.143)**	**127.845.159**	**(22.883)**	**13.476.485**	**(793.215)**	**1.179.727**	**430.771**	**135.207.978**
Saldo final al 31 de diciembre de 2025		**322.945.406**	**15.061.606**	**14.906.743**	**1.298.233.262**	**1.756.288**	**60.306.286**	**9.438.091**	**1.541.958**	**663.502**	**1.724.853.142**

Movimiento al 31 de diciembre de 2024.

Movimiento año 2024		Construcción en curso M$	Terrenos M$	Edificios, neto M$	Planta y equipo, neto M$	Equipamiento de tecnologías de la información, neto M$	Instalaciones fijas y accesorios, neto M$	Vehículos de motor, neto M$	Mejoras de bienes arrendados, neto M$	Repuestos M$	Propiedades, planta y equipo, neto M$
Saldo inicial al 1 de enero de 2024		**298.595.960**	**14.193.233**	**15.511.644**	**1.073.193.169**	**1.877.400**	**45.853.744**	**11.938.565**	**490.505**	**293.675**	**1.461.947.895**
Cambios	Adiciones.	197.346.753			1.755.679	21.803	6.868	156.820			**199.287.923**
	Transferencias a (desde) propiedades de inversión.		(139.538)	(61.237)							**(200.775)**
	Retiros.	(7.584.892)		(32.755)	(13.392.323)	(16)	(29.182)	(125.295)			**(21.164.463)**
	Gasto por depreciación.			(479.499)	(41.889.304)	(1.053.408)	(4.053.743)	(2.554.206)	(128.274)		**(50.158.434)**
	Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso, propiedades, planta y equipo	(150.493.835)		223.733	143.968.720	933.392	4.552.568	815.422			**0**
	Otros incrementos (decrementos).	(7.257.746)			6.752.162		499.546			(60.944)	**(66.982)**
Total cambios		**32.010.280**	**(139.538)**	**(349.758)**	**97.194.934**	**(98.229)**	**976.057**	**(1.707.259)**	**(128.274)**	**(60.944)**	**127.697.269**
Saldo final al 31 de diciembre de 2024		**330.606.240**	**14.053.695**	**15.161.886**	**1.170.388.103**	**1.779.171**	**46.829.801**	**10.231.306**	**362.231**	**232.731**	**1.589.645.164**

17.4.- Política de inversiones en propiedades, planta y equipo.

Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias, han mantenido tradicionalmente una política de llevar a cabo todas las obras necesarias para satisfacer los incrementos de la demanda, conservar en buen estado las instalaciones y adaptar el sistema a los avances tecnológicos, con el objeto de cumplir cabalmente con las normas de calidad y continuidad de suministro establecidos por la regulación vigente tanto en el sector electricidad, como asimismo con los contratos comerciales suscritos con sus clientes. El monto de adiciones al 31 de diciembre de 2025 alcanzó a M$ 208.344.331 (M$ 199.287.923 al 31 de diciembre de 2024) y el valor contable de obras en curso alcanzó a un monto de M$ 322.945.406 y M$ 330.606.240 al 31 de diciembre de 2025 y 2024, respectivamente.

En el ejercicio 2025 se han actualizado las vidas útiles y valor residual de los bienes de propiedades, planta y equipo de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias, generando un menor gasto por depreciación en el ejercicio por M$ 773.919.

No existen restricciones en la titularidad de propiedades, plantas y equipos de Compañía General de Electricidad S.A y subsidiarias.

17.4.1.- Informaciones adicionales a revelar sobre propiedades, planta y equipos.

Informaciones adicionales a revelar sobre propiedades, planta y equipos	31-12-2025 M$	31-12-2024 M$
Importe en libros de propiedades, planta y equipo retiradas no mantenidas para la venta.	15.777.649	21.164.463
Importe de desembolsos sobre cuentas de propiedades, planta y equipos en proceso de construcción.	204.862.508	197.346.753

17.5.- Costo por intereses.

Durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025 y 2024 no se han capitalizado intereses por no tener activos aptos para dicho efecto.

18.- DETERIORO DE ACTIVOS.

18.1.- Prueba de deterioro de propiedad, planta y equipos, plusvalía comprada y otros activos intangibles de vida útil indefinida.

Compañía General de Electricidad S.A. evalúa anualmente o siempre y cuando existan indicadores, si la plusvalía comprada y demás activos intangibles de vida útil indefinida han sufrido algún deterioro, de acuerdo con la política contable que se describe en la Nota 3.13.- Los montos recuperables de las unidades generadoras de efectivo han sido determinados sobre la base de cálculos de sus valores en uso. En el caso de las Unidades Generadoras de Efectivo a las que se han asignado plusvalías o activos intangibles con una vida útil indefinida, el análisis de su recuperabilidad se realiza de forma sistemática anualmente al cierre de cada ejercicio, a menos que existan indicios de deterioro que impliquen una revisión previa.

El criterio utilizado para identificar las Unidades Generadoras de Efectivo se basa en las características específicas del negocio, en las normas y regulaciones operativas del mercado en que la Sociedad opera y en la organización corporativa, y como tal se ha identificado una única UGE para todo el negocio de distribución en Chile de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias.

La estimación del valor en uso ha requerido que la administración realice las estimaciones de los flujos de efectivo futuros esperados, utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

Para estimar el valor en uso, el Grupo prepara las proyecciones de flujos de caja futuros, estos han sido proyectados hasta el año 2031.

Los principales parámetros e indicadores utilizados por Compañía General de Electricidad S.A. para la determinación de valor en uso y la evaluación de un eventual deterioro son:

- Margen de energía, IPC, CPI, TC (CLP/USD), crecimiento de ventas físicas y crecimiento del número de clientes.

- Margen de servicios complementarios, se incrementan según número de clientes, IPC.

- Gastos de personal, ajustes en dotación en base a necesidades de la compañía, ajustes salariales en línea con el IPC.

- Costo O&M y Administración, los cuales se incrementan según número de clientes, IPC, variación de propiedades, planta y equipo.

A continuación, se describe con mayor detalle los enfoques utilizados para la determinación del primer punto proyectado:

1.- Los principales componentes del margen de energía son el valor agregado de distribución (VAD) y las pérdidas de energía. Para proyectar estos conceptos los principales supuestos fueron los siguientes:

   a) VAD, se consideran las tarifas del decreto 5T publicado en junio-24 indexadas con los parámetros macroeconómicos estimados, crecimiento de ventas físicas y clientes, resultados de fijaciones tarifarias estimados por el área de regulación para proceso VAD 2024-2028.

   b) Pérdidas de energía en base a estimación de los precios de compra (indexación considerando los parámetros macroeconómicos estimados y entrada de nuevos contratos de generación en base a licitaciones ya realizadas), cantidad de energía perdida considerando información histórica y nuevos planes de mejoras en pérdidas.

2.- Crecimiento ventas físicas: Las ventas físicas se proyectan en base a información histórica entre un 2,0% a un 3,0% considerando crecimientos anualizados, más crecimiento adicional por nuevos planes de mejora en pérdidas a implementar durante el periodo de las estimaciones.

3.- Crecimiento de clientes: Los clientes se proyectan en base a información histórica entre un 2,0% a un 3,0%.

Para extender las estimaciones se utilizaron los supuestos macroeconómicos (IPC, CPI, USD/CLP) extraídos desde distintas fuentes, entre las que se incluyen Bloomberg, Risk America y estimaciones internas de la Sociedad en base a información histórica.

Para el flujo terminal se utiliza una tasa de 3,0% que es la meta inflacionaria de largo plazo de Chile.

La tasa de descuento nominal después de impuesto aplicada al cierre de los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2025 fue de un 6,63%.

Como resultado de estas pruebas, Compañía General de Electricidad S.A. determinó que no existen deterioros en el rubro propiedades, planta y equipo, activos intangibles de vida útil indefinida y plusvalía al 31 de diciembre de 2025.

Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2025 se han realizado sensibilizaciones del efecto de la variación en la tasa de descuento, específicamente aumentándola y disminuyéndola en un 1%, teniendo el siguiente efecto en el valor presente de los flujos futuros M$ (993.728.553) y M$ 1.749.383.082, respectivamente.

18.2.- Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor.

Los montos reconocidos en resultados por pérdidas por deterioro al 31 de diciembre de 2025 y 2024 se detallan a continuación:

Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor	01-01-2025 31-12-2025	
	Activos financieros M$	Total M$
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo.	(52.439.755)	**(52.439.755)**

Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor	01-01-2024 31-12-2024	
	Activos financieros M$	Total M$
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo.	(44.408.099)	**(44.408.099)**

Las pérdidas por deterioro de activos financieros al 31 de diciembre de 2025 y 2024, corresponden al deterioro de cuentas por cobrar registrado en nota 8.5.

19.- IMPUESTOS DIFERIDOS.

19.1.- Activos por impuestos diferidos.

Activos por impuestos diferidos	31-12-2025 M$	31-12-2024 M$
Relativos a ingresos anticipados.	5.609.475	8.409.809
Relativos a provisiones.		10.898
Relativos a obligaciones por beneficios a los empleados.	9.595.970	9.849.396
Relativos a pérdidas fiscales.	272.447.872	207.243.449
Relativos a cuentas por cobrar.	54.607.569	40.624.584
Relativos a los inventarios.	426.268	477.141
Relativos a contratos de leasing.	8.638.687	7.544.585
Relativos a otros.	34.307	694.310
Total	**351.360.148**	**274.854.172**

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos, requieren de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. Compañía General de Electricidad S.A. estima con proyecciones futuras de utilidades que estas cubrirán el recupero de estos activos.

Los impuestos diferidos relativos a pérdidas fiscales corresponden principalmente a la base imponible negativa de Compañía General de Electricidad S.A. Estos créditos se han generado básicamente por la aplicación de un incentivo fiscal de depreciación. La recuperación de estos créditos está asegurada por no tener plazo de vencimiento y corresponden a sociedades que han venido obteniendo históricamente beneficios de manera recurrente.

19.2.- Pasivos por impuestos diferidos.

Pasivos por impuestos diferidos	31-12-2025 M$	31-12-2024 M$
Relativos a propiedades, planta y equipos.	161.019.428	139.782.832
Relativos a intangibles.	63.853.777	67.444.455
Relativos a cuentas por cobrar.	113.063.700	56.490.454
Relativos a otros.	844.157	903.123
Relativos a propiedades de inversión.	1.838.090	1.508.002
Total	**340.619.152**	**266.128.866**

19.3.- Movimientos de impuesto diferido del estado de situación financiera.

El siguiente es el movimiento de los activos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2025 y 2024:

Movimientos en activos por impuestos diferidos	31-12-2025 M$	31-12-2024 M$
Saldo inicial	**274.854.172**	**246.918.865**
Incremento (decremento) en activos impuestos diferidos.	76.505.976	27.935.307
Cambios en activos por impuestos diferidos, total	**76.505.976**	**27.935.307**
Total	**351.360.148**	**274.854.172**

El siguiente es el movimiento de los pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2025 y 2024:

Movimientos en pasivos por impuestos diferidos	31-12-2025 M$	31-12-2024 M$
Saldo inicial	**266.128.866**	**219.164.869**
Incremento (decremento) en pasivos impuestos diferidos.	74.490.286	46.963.997
Cambios en pasivos por impuestos diferidos, total	**74.490.286**	**46.963.997**
Total	**340.619.152**	**266.128.866**

19.4.- Compensación de partidas.

Los impuestos diferidos activos y pasivos se compensan cuando existe derecho legalmente ejecutable de compensar los activos tributarios corrientes contra los pasivos tributarios corrientes y cuando los impuestos a la renta diferidos activos y pasivos están relacionados con el impuesto a la renta que grava la misma autoridad tributaria a la misma entidad gravada o a diferentes entidades gravadas por las que existe la intención de liquidar los saldos sobre bases netas. Los montos compensados son los siguientes:

Concepto	31-12-2025			31-12-2024		
	Activos (pasivos) M$	Valores compensados M$	Saldos netos al cierre M$	Activos (pasivos) M$	Valores compensados M$	Saldos netos al cierre M$
Activos por impuestos diferidos.	351.360.148	(312.025.482)	39.334.666	274.854.172	(240.544.543)	34.309.629
Pasivos por impuestos diferidos.	(340.619.152)	312.025.482	(28.593.670)	(266.128.866)	240.544.543	(25.584.323)
Total	**10.740.996**	**0**	**10.740.996**	**8.725.306**	**0**	**8.725.306**

20.- OTROS PASIVOS FINANCIEROS.

El detalle de este rubro para los cierres al 31 de diciembre de 2025 y 2024:

20.1.- Clases de otros pasivos financieros.

Pasivos financieros	Moneda	31-12-2025		31-12-2024	
		Corrientes M$	No corrientes M$	Corrientes M$	No corrientes M$
Préstamos bancarios.	CL $	225.138.953	52.085.380	100.252.602	85.114.208
Préstamos bancarios.	US $	52.355.645	73.617.582	55.193.851	
Préstamos bancarios.	CNH $	79.402.470	51.757.399	28.658.031	108.141.369
Total préstamos bancarios		**356.897.068**	**177.460.361**	**184.104.484**	**193.255.577**
Obligaciones con el público (bonos)	**U.F.**	**55.078.849**	**613.883.957**	**156.568.418**	**640.449.623**
Pasivos de cobertura (Nota 7.1).	US $	2.375.397	2.496.340	134.177	
Pasivos de cobertura (Nota 7.1).	U.F.			33.971	
Pasivos de cobertura (Nota 7.1).	EUR $	126.452	4.469.564		
Pasivos de cobertura (Nota 7.1).	CNH $	2.932.900	1.908.940	1.791.005	
Pasivos de cobertura		**5.434.749**	**8.874.844**	**1.959.153**	**0**
Total		**417.410.666**	**800.219.162**	**342.632.055**	**833.705.200**

CL $: Pesos chilenos.
US $: Dólares estadounidenses.
U.F. : Unidad de fomento.
EUR $: Euros.
CNH $: Yuanes chinos.

20.2.- Préstamos bancarios - desglose de monedas y vencimientos.

Saldos al 31 de diciembre de 2025.

País	RUT Empresa Deudora	Sociedad deudora	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes				No Corrientes		
									Vencimientos			Total corrientes	Vencimientos		Total no corrientes
									hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses	31-12-2025	1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	31-12-2025
									M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL $	Al vencimiento	5,40 %	5,40 %	Sin Garantía	9.664.300			9.664.300			0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Bank of China, Agencia en Chile	CL $	Al vencimiento	6,27 %	5,37 %	Sin Garantía	2.384.290			2.384.290			0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Santander	CL $	Al vencimiento	5,94 %	5,44 %	Sin Garantía		83.111	24.998.491	25.081.602			0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Estado	CL $	Al vencimiento	5,27 %	5,27 %	Sin Garantía		2.928		2.928		10.000.000	10.000.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL $	Al vencimiento	5,61 %	5,15 %	Sin Garantía	755.333		59.998.667	60.754.000			0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Bank of China, Agencia en Chile	CL $	Al vencimiento	5,24 %	5,24 %	Sin Garantía	74.175			74.175		5.600.000	5.600.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Estado	CL $	Al vencimiento	5,36 %	5,36 %	Sin Garantía	77.124			77.124		7.400.000	7.400.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Santander	CL $	Al vencimiento	6,34 %	5,44 %	Sin Garantía		66.489	19.996.702	20.063.191			0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Scotiabank Chile	CL $	Al vencimiento	5,98 %	5,50 %	Sin Garantía		23.451.285		23.451.285			0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	HSBC Bank (Chile)	CL $	Al vencimiento	6,13 %	5,65 %	Sin Garantía		14.384.063		14.384.063			0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Bank of China Panama	US $	Al vencimiento	4,29 %	4,29 %	Sin Garantía		30.076.106		30.076.106			0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Bank of China Panama	CNH $	Al vencimiento	2,55 %	2,55 %	Sin Garantía			26.503.469	26.503.469			0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	China Development Bank	CNH $	Al vencimiento	3,22 %	2,90 %	Sin Garantía		211.750	13.013.000	13.224.750	12.938.279		12.938.279
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	China Development Bank	CNH $	Al vencimiento	3,22 %	2,90 %	Sin Garantía		20.154.751	19.519.500	39.674.251	38.819.120		38.819.120
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Estado	CL $	Al vencimiento	5,75 %	5,40 %	Sin Garantía	283.500			283.500	26.885.380		26.885.380
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL $	Al vencimiento	6,17 %	5,30 %	Sin Garantía		30.158.085		30.158.085			0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	China Construction Bank (Asia)	US $	Al vencimiento	4,55 %	4,21 %	Sin Garantía		67.052		67.052	57.123.505		57.123.505
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	China Construction Bank (Asia)	US $	Al vencimiento	5,48 %	4,53 %	Sin Garantía		83.426		83.426	16.494.077		16.494.077
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Itaú Chile	CL $	Al vencimiento	5,73 %	4,95 %	Sin Garantía		288.750	29.879.395	30.168.145			0
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	China Construction Bank, Agencia en Chile	US $	Al vencimiento	4,62 %	4,62 %	Sin Garantía	1.611.343			1.611.343			0
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL $	Al vencimiento	5,28 %	5,28 %	Sin Garantía	77.000		7.500.000	7.577.000			0
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco de Chile	CL $	Al vencimiento	5,58 %	5,58 %	Sin Garantía		16.368		16.368	2.200.000		2.200.000
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	China Construction Bank, Agencia en Chile	US $	Al vencimiento	4,75 %	4,75 %	Sin Garantía		3.434	2.001.494	2.004.928			0
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco Itaú Chile	US $	Al vencimiento	4,85 %	4,85 %	Sin Garantía	19.516		1.686.038	1.705.554			0
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco Itaú Chile	US $	Al vencimiento	4,85 %	4,85 %	Sin Garantía	12.816		1.107.209	1.120.025			0
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco Itaú Chile	US $	Al vencimiento	4,87 %	4,87 %	Sin Garantía	66.513		5.467.080	5.533.593			0
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco Itaú Chile	US $	Al vencimiento	4,46 %	4,46 %	Sin Garantía	26.076		2.733.540	2.759.616			0
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco Estado	US $	Al vencimiento	4,63 %	4,63 %	Sin Garantía		1.195.687		1.195.687			0
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco de Chile	CL $	Al vencimiento	6,38 %	5,48 %	Sin Garantía		761	998.137	998.898			0
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Scotiabank Chile	US $	Al vencimiento	4,79 %	4,79 %	Sin Garantía		651	979.132	979.783			0
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Scotiabank Chile	US $	Al vencimiento	4,91 %	4,91 %	Sin Garantía		17.407	3.644.720	3.662.127			0
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Scotiabank Chile	US $	Al vencimiento	4,91 %	4,91 %	Sin Garantía		7.398	1.549.006	1.556.404			0
Totales									15.051.986	120.269.502	221.575.580	356.897.068	154.460.361	23.000.000	177.460.361

Saldos al 31 de diciembre de 2024

País	RUT Empresa Deudora	Sociedad deudora	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes				No Corrientes		
									Vencimientos			Total corrientes	Vencimientos		Total no corrientes
									hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses	31-12-2024	1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	31-12-2024
									M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Bank of China, Agencia en Chile	CL $	Al vencimiento	6,88 %	5,97 %	Sin Garantía	2.387.000			**2.387.000**			**0**
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Santander	CL $	Al vencimiento	6,49 %	5,98 %	Sin Garantía		37.375		**37.375**	24.996.550		**24.996.550**
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	China Construction Bank	CL $	Al vencimiento	6,08 %	5,71 %	Sin Garantía		4.758	9.980.270	**9.985.028**			**0**
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL $	Al vencimiento	6,08 %	6,17 %	Sin Garantía	782.438		60.000.000	**60.782.438**			**0**
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Bank of China, Agencia en Chile	CL $	Al vencimiento	6,65 %	6,17 %	Sin Garantía	87.340		5.600.000	**5.687.340**			**0**
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BTG Pactual	CL $	Al vencimiento	7,10 %	6,20 %	Sin Garantía		11.941	7.400.000	**7.411.941**			**0**
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Santander	CL $	Al vencimiento	6,89 %	5,98 %	Sin Garantía		33.222		**33.222**	19.992.372		**19.992.372**
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Scotiabank Chile	CL $	Al vencimiento	7,01 %	6,51 %	Sin Garantía		549.009		**549.009**	22.895.092		**22.895.092**
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	HSBC Bank (Chile)	CL $	Al vencimiento	7,15 %	6,66 %	Sin Garantía		344.322		**344.322**	14.036.134		**14.036.134**
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Bank of China, Panamá	US $	Al vencimiento	7,42 %	6,40 %	Sin Garantía		34.295.117		**34.295.117**			**0**
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Bank of China, Panamá	CNH $	Al vencimiento	4,37 %	3,40 %	Sin Garantía			27.781.974	**27.781.974**			**0**
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	China Development Bank	CNH $	Al vencimiento	3,22 %	2,90 %	Sin Garantía			219.014	**219.014**		27.033.123	**27.033.123**
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	China Development Bank	CNH $	Al vencimiento	3,22 %	2,90 %	Sin Garantía			657.043	**657.043**		81.108.246	**81.108.246**
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco Crédito e Inversiones	US $	Al vencimiento	6,28 %	6,28 %	Sin Garantía	1.760.492			**1.760.492**			**0**
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL $	Al vencimiento	6,56 %	6,05 %	Sin Garantía		15.422	10.000.000	**10.015.422**			**0**
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco de Chile	CL $	Al vencimiento	6,11 %	6,11 %	Sin Garantía		17.923		**17.923**		2.200.000	**2.200.000**
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	China Construction Bank	CL $	Al vencimiento	6,12 %	5,62 %	Sin Garantía		3.695	2.000.000	**2.003.695**			**0**
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco Estado	US $	Al vencimiento	5,69 %	5,69 %	Sin Garantía	25.553		1.835.809	**1.861.362**			**0**
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco Estado	US $	Al vencimiento	5,69 %	5,69 %	Sin Garantía	16.780		1.205.561	**1.222.341**			**0**
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco Estado	US $	Al vencimiento	5,76 %	5,76 %	Sin Garantía	83.795		5.952.720	**6.036.515**			**0**
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco de Chile	US $	Al vencimiento	6,91 %	6,00 %	Sin Garantía		20.458	3.968.480	**3.988.938**			**0**
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco de Chile	US $	Al vencimiento	7,01 %	6,10 %	Sin Garantía	38.656		2.976.370	**3.015.026**			**0**
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco Estado	US $	Al vencimiento	5,97 %	5,97 %	Sin Garantía		1.322.845		**1.322.845**			**0**
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco Estado	US $	Al vencimiento	6,75 %	5,84 %	Sin Garantía		4.611	1.686.604	**1.691.215**			**0**
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco de Chile	CL $	Al vencimiento	6,95 %	6,04 %	Sin Garantía		839		**839**	994.060		**994.060**
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco BICE	CL $	Al vencimiento	6,74 %	5,84 %	Sin Garantía		811	996.237	**997.048**			**0**
Totales									**5.182.054**	**36.662.348**	**142.260.082**	**184.104.484**	**82.914.208**	**110.341.369**	**193.255.577**

20.3.- Obligaciones con el público. (Bonos)

Saldos al 31 de diciembre de 2025.

N° de Inscripción o identificación del instrumento	Serie	Monto nominal colocado vigente	Unidad de reajuste del bono	Tasa nominal anual	Tasa efectiva anual	Plazo Final	Colocación en Chile o en el extranjero	Periodicidad		Corrientes			No Corrientes						
										Vencimientos		Total corrientes	Vencimientos						Total no corrientes
								Pago de intereses	Pago de amortización	1 a 3 meses	3 a 12 meses	31-12-2025	1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 4 años	más de 4 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años	10 o más años	31-12-2025
										M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
542	BCGEI-I	3.666.666	UF	4,65%	4,76%	11-08-2029	Chile	Semestral	A partir del 02-2024	20.806.319	18.208.648	**39.014.967**	36.417.297	36.417.297	34.671.717				**107.506.311**
542	BCGEI-J	500.000	UF	4,75%	5,10%	12-01-2029	Chile	Semestral	Al Vencimiento	435.877		**435.877**			19.632.134				**19.632.134**
541	BCGEI-K	2.000.000	UF	4,00%	4,05%	02-12-2031	Chile	Semestral	Al Vencimiento		259.376	**259.376**					78.244.205		**78.244.205**
610	BCGET-D	1.590.916	UF	4,30%	4,20%	10-09-2030	Chile	Semestral	A partir del 03-2020	7.159.779	6.320.337	**13.480.116**	12.640.674	12.640.674	12.640.674	12.744.464			**50.666.486**
765	BCGED-E	4.000.000	UF	3,85%	3,89%	30-09-2034	Chile	Semestral	A partir del 03-2032		1.556.918	**1.556.918**					158.507.118		**158.507.118**
916	BCGEI-N	3.000.000	UF	2,85%	2,90%	01-12-2041	Chile	Semestral	A partir del 06-2035		287.253	**287.253**					17.026.291	101.747.413	**118.773.704**
917	BCGEI-Q	2.000.000	UF	1,70%	1,29%	20-06-2030	Chile	Semestral	Al Vencimiento		44.342	**44.342**				80.553.999			**80.553.999**
Totales										**28.401.975**	**26.676.874**	**55.078.849**	**49.057.971**	**49.057.971**	**66.944.525**	**93.298.463**	**253.777.614**	**101.747.413**	**613.883.957**

Saldos al 31 de diciembre de 2024.

N° de Inscripción o identificación del instrumento	Serie	Monto nominal colocado vigente	Unidad de reajuste del bono	Tasa nominal anual	Tasa efectiva anual	Plazo Final	Colocación en Chile o en el extranjero	Periodicidad		Corrientes			No Corrientes						
										Vencimientos		Total corrientes	Vencimientos						Total no corrientes
								Pago de intereses	Pago de amortización	1 a 3 meses	3 a 12 meses	31-12-2024	1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 4 años	más de 4 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años	10 o más años	31-12-2024
										M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
542	BCGEI-I	4.583.333	U.F.	4,65%	4,76%	11-08-2029	Chile	Semestral	A partir del 02-2024	20.747.565	17.607.652	**38.355.217**	35.215.299	35.215.299	35.215.299	33.040.290			**138.686.187**
542	BCGEI-J	500.000	U.F.	4,75%	5,10%	12-01-2029	Chile	Semestral	Al Vencimiento	421.490		**421.490**				18.908.017			**18.908.017**
541	BCGEI-K	2.000.000	U.F.	4,00%	4,05%	02-12-2031	Chile	Semestral	Al Vencimiento		250.814	**250.814**					75.446.802		**75.446.802**
610	BCGET-D	1.909.097	U.F.	4,30%	4,20%	10-09-2030	Chile	Semestral	A partir del 03-2020	7.085.809	6.111.727	**13.197.536**	12.223.422	12.223.422	12.223.422	12.223.422	12.346.762		**61.240.450**
765	BCGED-E	4.000.000	U.F.	3,85%	3,89%	30-09-2034	Chile	Semestral	A partir del 03-2032	1.505.530		**1.505.530**					153.131.035		**153.131.035**
916	BCGEI-M	666.668	U.F.	1,95%	2,21%	01-12-2025	Chile	Semestral	A partir del 06-2023		25.653.498	**25.653.498**							**0**
917	BCGEI-N	3.000.000	U.F.	2,85%	2,90%	01-12-2041	Chile	Semestral	A partir del 06-2035		277.771	**277.771**						114.870.090	**114.870.090**
916	BCGEI-P	2.000.000	U.F.	1,20%	1,02%	20-06-2025	Chile	Semestral	Al Vencimiento		76.863.684	**76.863.684**							**0**
917	BCGEI-Q	2.000.000	U.F.	1,70%	1,29%	20-06-2030	Chile	Semestral	Al Vencimiento		42.878	**42.878**					78.167.042		**78.167.042**
Totales										**29.760.394**	**126.808.024**	**156.568.418**	**47.438.721**	**47.438.721**	**47.438.721**	**64.171.729**	**319.091.641**	**114.870.090**	**640.449.623**

21.- CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2025 M$	31-12-2024 M$	31-12-2025 M$	31-12-2024 M$
Proveedores de energía y otros eléctricos (*).	496.419.628	394.730.796	219.407.434	512.598.477
Retenciones.	12.445.713	6.302.602		
Dividendos por pagar.	1.588.049	2.244.193		
Pasivos acumulados (o devengados) (**).	6.501.055	5.523.554		
Proveedores no energéticos.	84.702.135	84.906.192		
Proveedores de importación.	304.335	93.326		
Acreedores varios.	31.090.598	22.968.771		
Otros.	8.946	110.266	101.402	238.061
Total	**633.060.459**	**516.879.700**	**219.508.836**	**512.836.538**

(*) Ver Nota N° 4.4.

Los principales proveedores del ítem Proveedores de energía de la sociedad y subsidiarias son Enel Generación Chile S.A., Colbún S.A., AES Andes S.A., Engie Energía Chile S.A. y GM Holdings S.A.

La Sociedad y subsidiarias no tienen proveedores no energéticos de importancia cuyos pasivos superen el 10% de este rubro. Los principales proveedores no energéticos con saldos pendientes de pago son Ingeniería y Servicios Eisesa Limitada., OCA Global Servicios Técnicos Chile S.A., XJ International Engineering Corporation, O.E.G. Outsorcing Electrical Group Limitada, CM Holdings S.A., Entel S.A., Electricidad Serbrip Limitada, Pelom Ingeniería SpA. y Servicios Eléctricos Mavasa S.A.

21.1.- Pasivos acumulados (o devengados).

(**) Pasivos acumulados (o devengados).	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2025 M$	31-12-2024 M$	31-12-2025 M$	31-12-2024 M$
Vacaciones del personal.	5.977.016	5.220.011		
Bonificaciones de feriados.	511.844	301.846		
Participación sobre resultados.		1.264		
Aguinaldos.	12.195	433		
Total	**6.501.055**	**5.523.554**	**0**	**0**

21.2.- Información cuentas comerciales y otras cuentas por pagar con pagos al día y con plazos vencidos.

Cuentas comerciales con pagos al día (por vencer) Cuentas comerciales al día según plazo	Bienes y Servicios 31-12-2025 M$	Otros 31-12-2025 M$	Total 31-12-2025 M$
Hasta 30 días.	581.426.098	43.564.040	**624.990.138**
Entre 31 y 60 días.		6.491.552	**6.491.552**
Entre 91 y 120 días.		1.578.769	**1.578.769**
Más de 365 días.	219.407.434	101.402	**219.508.836**
Total	**800.833.532**	**51.735.763**	**852.569.295**

Cuentas comerciales con pagos al día (por vencer) Cuentas comerciales al día según plazo	Bienes y Servicios 31-12-2024 M$	Otros 31-12-2024 M$	Total 31-12-2024 M$
Hasta 30 días.	479.730.315	30.489.455	**510.219.770**
Entre 31 y 60 días.		6.659.930	**6.659.930**
Más de 365 días.	512.598.477	238.061	**512.836.538**
Total	**992.328.792**	**37.387.446**	**1.029.716.238**

Al 31 de diciembre de 2025 y 2024 no existen cuentas por pagar comerciales con plazos vencidos.

22.- OTRAS PROVISIONES.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

22.1.- Provisiones - saldos.

Clase de provisiones	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2025 M$	31-12-2024 M$	31-12-2025 M$	31-12-2024 M$
Provisión de reclamaciones legales.	43.751.209	26.666.641		
Participación en utilidades y bonos.	6.228.133	7.678.503		
Otras provisiones.		40.363		
Total	**49.979.342**	**34.385.507**	**0**	**0**

22.1.1.- Provisiones de reclamaciones legales.

Los montos corresponden a la provisión para ciertas demandas legales contra Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias por clientes o particulares afectados con los servicios prestados u otras contingencias. Los plazos para utilizar los saldos de las provisiones están acotados a los plazos normales de los procesos judiciales. Se incluyen además provisiones por multas de la autoridad eléctrica, que están en proceso de reclamación y cuya resolución para efectos de su uso también está sujeta a los plazos de dicho organismo, (detalle de juicios en Nota 34).

22.1.2.- Participación en utilidades y bonos.

La provisión para la participación de los empleados en las utilidades y de los bonos de desempeño se paga al mes siguiente de la aprobación de los estados financieros de Compañía General de Electricidad S.A. y sus subsidiarias.

22.1.3.- Otras provisiones.

Corresponden principalmente a provisiones provenientes de situaciones contingentes. Los montos constituidos cubren adecuadamente los riesgos existentes.

22.2.- Movimiento de las provisiones.

Saldos al 31 de diciembre de 2025.

Conceptos	Movimiento de provisiones			
	Por reclamaciones legales	Por part. en utilidades y bonos	Otras provisiones	Total al 31-12-2025
	M$	M$	M$	M$
Saldo al 1 de enero de 2025	**26.666.641**	**7.678.503**	**40.363**	**34.385.507**
Provisiones adicionales.	10.515.968			**10.515.968**
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	12.882.081	4.637.204		**17.519.285**
Provisión utilizada.	(5.380.214)	(6.087.574)	(40.363)	**(11.508.151)**
Reversión de provisión no utilizada.	(931.107)			**(931.107)**
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	(2.160)			**(2.160)**
Total cambio en provisiones	**17.084.568**	**(1.450.370)**	**(40.363)**	**15.593.835**
Saldo al 31 de diciembre de 2025	**43.751.209**	**6.228.133**	**0**	**49.979.342**

Saldos al 31 de diciembre de 2024.

Conceptos	Movimiento de provisiones			
	Por reclamaciones legales	Por part. en utilidades y bonos	Otras provisiones	Total al 31-12-2024
	M$	M$	M$	M$
Saldo al 1 de enero de 2024	**17.946.355**	**5.646.845**	**4.394.258**	**27.987.458**
Provisiones adicionales.	10.398.306		40.363	**10.438.669**
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	4.372.851	7.156.277		**11.529.128**
Provisión utilizada.	(6.057.454)	(5.124.619)	(4.394.258)	**(15.576.331)**
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	6.583			**6.583**
Total cambio en provisiones	**8.720.286**	**2.031.658**	**(4.353.895)**	**6.398.049**
Saldo al 31 de diciembre de 2024	**26.666.641**	**7.678.503**	**40.363**	**34.385.507**

23.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

23.1.- Detalle del rubro.

Provisión por beneficios a los empleados	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2025	31-12-2024	31-12-2025	31-12-2024
	M$	M$	M$	M$
Provisión indemnización años de servicio.			10.456.570	9.780.445
Provisión premio de antigüedad.			491.003	466.556
Provisión beneficios post-jubilatorios.			15.881.305	15.838.338
Total	**0**	**0**	**26.828.878**	**26.085.339**

23.2.- Detalle de las obligaciones post empleo y similares.

Valor presente de las obligaciones post empleo y similar	Indemnización por años de servicios		Premios por antigüedad		Beneficios post-jubilatorios	
	31-12-2025 M$	31-12-2024 M$	31-12-2025 M$	31-12-2024 M$	31-12-2025 M$	31-12-2024 M$
Valor presente obligación, saldo inicial	**9.780.445**	**8.550.147**	**466.556**	**398.129**	**15.838.338**	**15.258.375**
Costo del servicio corriente obligación plan de beneficios definidos.	589.120	477.924	19.317	34.429	11.573	14.982
Costo por intereses por obligación de plan de beneficios definidos.	624.891	627.791	31.774	32.065	952.048	1.037.554
Ganancias pérdidas actuariales obligación planes de beneficios definidos.	(701.062)	555.001		48.307	540.585	990.236
Liquidaciones obligación plan de beneficios definidos y transferencia de obligaciones por traspaso de personal desde empresas relacionadas.	163.176	(430.418)	(26.644)	(46.374)	(1.461.239)	(1.462.809)
Total cambios en provisiones	**676.125**	**1.230.298**	**24.447**	**68.427**	**42.967**	**579.963**
Total	**10.456.570**	**9.780.445**	**491.003**	**466.556**	**15.881.305**	**15.838.338**

23.3.- Balance de las obligaciones post empleo y similares.

Balance plan de beneficios	Indemnización por años de servicios		Premios por antigüedad		Beneficios post-jubilatorios	
	31-12-2025 M$	31-12-2024 M$	31-12-2025 M$	31-12-2024 M$	31-12-2025 M$	31-12-2024 M$
Obligación presente sin fondos de plan de beneficios definidos.	10.456.570	9.780.445	491.003	466.556	15.881.305	15.838.338
Total	**10.456.570**	**9.780.445**	**491.003**	**466.556**	**15.881.305**	**15.838.338**

23.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados.

Gastos reconocidos en el estado de resultados por función	Indemnización por años de servicios		Premios por antigüedad		Beneficios post-jubilatorios		Línea del estado de resultados
	01-01-2025 31-12-2025 M$	01-01-2024 31-12-2024 M$	01-01-2025 31-12-2025 M$	01-01-2024 31-12-2024 M$	01-01-2025 31-12-2025 M$	01-01-2024 31-12-2024 M$	
Costo del servicio corriente plan de beneficios definidos.	589.120	477.924	19.317	34.429	11.573	14.982	Costo de ventas - gastos de administración.
Costo por intereses plan de beneficios definidos.	624.891	627.791	31.774	32.065	952.048	1.037.554	Costos Financieros.
Total	**1.214.011**	**1.105.715**	**51.091**	**66.494**	**963.621**	**1.052.536**	

23.5.- Hipótesis actuariales.

Las principales hipótesis actuariales utilizadas al cierre de estos estados financieros han sido las siguientes:

Detalle	
Tasa de descuento real utilizada.	2,33 %
Aumento futuros de salarios.	4,40 %
Tabla de mortalidad.	RV-2020
Tasa de rotación anual.	1,65 %

Los supuestos respecto a la tasa futura de mortalidad se fijan sobre la base de asesoría actuarial de acuerdo con las estadísticas publicadas y con la experiencia en Chile.

Para el cálculo del pasivo al 31 de diciembre de 2025, se aplicó la misma metodología utilizada en el ejercicio anterior. Respecto a lo anterior, Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias contrataron a Mercer (Argentina) S.A., para la determinación de las obligaciones por beneficios definidos.

Al 31 de diciembre de 2025, la sensibilidad del valor del pasivo actuarial por beneficios definidos ante variaciones de un 1% en la tasa de descuento genera los siguientes efectos:

Sensibilización de la tasa de descuento	Disminución de 1% M$	Incremento de 1% M$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos.	2.027.029	(1.688.924)

23.6.- Flujo y plazo de los compromisos.

El flujo previsto de prestaciones para los próximos años al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es como sigue:

Promedio ponderado de las obligaciones	Indemnización por años de servicios	Premios por antigüedad	Beneficios post-jubilatorios	Total
	31-12-2025 M$	31-12-2025 M$	31-12-2025 M$	31-12-2025 M$
Años				
1 Año.	652.474	3.298	1.450.524	2.106.296
2 Años.	785.873	63.917	1.674.581	2.524.371
3 Años.	417.230	41.480	1.318.989	1.777.699
4 Años.	694.076	34.716	1.145.227	1.874.019
5 Años.	456.914	51.318	1.056.581	1.564.813
6 a 10 Años.	2.791.684	162.245	4.136.012	7.089.941
Más de 10 Años.	4.658.319	134.029	5.099.391	9.891.739
Total	**10.456.570**	**491.003**	**15.881.305**	**26.828.878**

Promedio ponderado de las obligaciones	Indemnización por años de servicios	Premios por antigüedad	Beneficios post-jubilatorios	Total
	31-12-2024 M$	31-12-2024 M$	31-12-2024 M$	31-12-2024 M$
Años				
1 Año.	857.731	12.968	1.631.031	2.501.730
2 Años.	581.023	49.595	1.349.775	1.980.393
3 Años.	818.378	58.632	1.579.526	2.456.536
4 Años.	496.003	34.978	1.220.347	1.751.328
5 Años.	601.093	29.598	1.046.567	1.677.258
6 a 10 Años.	2.785.302	149.052	4.049.959	6.984.313
Más de 10 Años.	3.640.915	131.733	4.961.133	8.733.781
Total	**9.780.445**	**466.556**	**15.838.338**	**26.085.339**

24.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2025 M$	31-12-2024 M$	31-12-2025 M$	31-12-2024 M$
Ingresos diferidos (*).	16.156.162	24.564.683		
Aportes reembolsables.	83.250	672.803		
Garantías recibidas en efectivo.	3.083.666	3.441.549		
Total	**19.323.078**	**28.679.035**	**0**	**0**

24.1.- Ingresos diferidos.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

(*) Detalle de los ingresos diferidos	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2025 M$	31-12-2024 M$	31-12-2025 M$	31-12-2024 M$
Ingresos diferidos por obras de terceros.	16.156.162	24.564.683		
Total	**16.156.162**	**24.564.683**	**0**	**0**

El movimiento de este rubro al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

Movimiento del periodo ingresos diferidos	31-12-2025 M$	31-12-2024 M$
Saldo inicial ingresos diferidos	**24.564.683**	**28.609.440**
Adiciones.	14.855.334	18.837.071
Imputación a resultados.	(23.263.855)	(22.881.828)
Total	**16.156.162**	**24.564.683**

25.- PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS.

25.1.- Obligaciones por arrendamientos.

El detalle de las obligaciones por arrendamiento y sus plazos de vencimiento al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

Pagos mínimos a pagar por arrendamiento, obligaciones por arrendamientos	31-12-2025			31-12-2024		
	Bruto M$	Interés M$	Valor presente M$	Bruto M$	Interés M$	Valor presente M$
Hasta 90 días.	1.849.067	(201.137)	1.647.930	1.482.947	(117.691)	1.365.256
Más de 90 días hasta 1 año.	5.240.717	(492.973)	4.747.744	3.636.264	(321.067)	3.315.197
Más de 1 año hasta 2 años.	4.518.033	(335.050)	4.182.983	1.758.963	(245.301)	1.513.662
Más de 2 años hasta 3 años.	1.357.049	(110.116)	1.246.933	1.231.353	(138.523)	1.092.830
Más de 3 años hasta 4 años.	663.395	(50.803)	612.592	546.534	(51.919)	494.615
Más de 4 años hasta 5 años.	349.115	(22.337)	326.778	314.438	(15.020)	299.418
Más de 5 años.	355.883	(17.234)	338.649	295.042	(9.751)	285.291
Total	**14.333.259**	**(1.229.650)**	**13.103.609**	**9.265.541**	**(899.272)**	**8.366.269**

Los gastos financieros por intereses devengados producto de estas obligaciones se revelan en ítem detallado en nota 29.

Las tasas de interés aplicadas nominal anual para contrato por tipo de bien al 31 de diciembre de 2025 y 2024 son las siguientes:

Bienes sujeto a arrendamiento	Tasas de interés	
	31-12-2025	31-12-2024
Terreno bajo arrendamientos.	6,66 %	5,51 %
Edificio en arrendamiento.	5,74 %	5,51 %
Equipamiento de tecnologías de la información bajo arrendamientos.	6,66 %	7,02 %
Instalaciones fijas y accesorios bajo arrendamiento.	5,74 %	7,02 %
Vehículos de motor, bajo arrendamiento.	7,71 %	7,71 %

25.2.- Activos por derecho de uso.

El detalle de los bienes arrendados 31 de diciembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024 es el siguiente:

	31-12-2025			31-12-2024		
Propiedades, planta y equipo en arrendamiento, neto	Valor bruto M$	Depreciación acumulada, amortización y deterioro de valor M$	Valor Neto M$	Valor bruto M$	Depreciación acumulada, amortización y deterioro de valor M$	Valor Neto M$
Terreno bajo arrendamientos.	42.199	(36.523)	5.676	59.430	(38.696)	20.734
Edificio en arrendamiento.	7.450.565	(1.525.551)	5.925.014	5.265.084	(2.771.325)	2.493.759
Planta y equipo bajo arrendamiento.	1.341.740	(78.317)	1.263.423			
Equipamiento de tecnologías de la información bajo arrendamientos.	27.398.655	(8.275.722)	19.122.933	22.320.056	(3.325.466)	18.994.590
Instalaciones fijas y accesorios bajo arrendamiento.	489.467	(225.390)	264.077	3.515.910	(2.817.021)	698.889
Vehículos de motor, bajo arrendamiento.	5.182.666	(3.453.896)	1.728.770	5.163.262	(2.355.003)	2.808.259
Total	**41.905.292**	**(13.595.399)**	**28.309.893**	**36.323.742**	**(11.307.511)**	**25.016.231**

Los activos se deprecian en el plazo remanente de los contratos. La depreciación acumulada al 31 de diciembre de 2025 alcanzó a M$ 13.595.399 (M$ 11.307.511 al 31 de diciembre de 2024).

Los principales bienes arrendados corresponden a software asociado a la medición inteligente, edificio corporativo en la comuna de Las Condes, bodegas de materiales en la Comuna de San Bernardo, Vehículos cuya flota asciende a 260 unidades utilizadas en la operación de la Sociedad, equipos y accesorios para reconectador de 27KV.

A continuación, se presentan los movimientos por clase de activos originados en el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025 y 2024:

Movimiento año 2025	Terrenos M$	Edificios M$	Planta y equipo M$	Equipamiento de tecnologías de la información M$	Instalaciones fijas y accesorios M$	Vehículos M$	Total M$
Saldo inicial al 1 de enero de 2025	**20.734**	**2.493.759**	**0**	**18.994.590**	**698.889**	**2.808.259**	**25.016.231**
Adiciones.	11.249	6.357.082	1.341.740	5.161.705	696.349	19.404	13.587.529
Retiros.		(3.398)			(116.936)		(120.334)
Gasto por depreciación.	(26.307)	(2.922.429)	(78.317)	(5.033.362)	(1.014.225)	(1.098.893)	(10.173.533)
Saldo final al 31 de diciembre de 2025	**5.676**	**5.925.014**	**1.263.423**	**19.122.933**	**264.077**	**1.728.770**	**28.309.893**

Movimiento año 2024	Terrenos M$	Edificios M$	Planta y equipo M$	Equipamiento de tecnologías de la información M$	Instalaciones fijas y accesorios M$	Vehículos M$	Total M$
Saldo inicial al 1 de enero de 2024	**16.766**	**3.276.160**	**0**	**46.859**	**1.562.746**	**3.774.182**	**8.676.713**
Adiciones.	28.075	1.912.692		22.236.950	100.967	168.281	24.446.965
Retiros.							
Gasto por depreciación.	(24.107)	(2.695.093)		(3.289.219)	(964.824)	(1.134.204)	(8.107.447)
Saldo final al 31 de diciembre de 2024	**20.734**	**2.493.759**	**0**	**18.994.590**	**698.889**	**2.808.259**	**25.016.231**

26.- PATRIMONIO NETO.

26.1.- Gestión de capital.

Los objetivos de Compañía General de Electricidad S.A. al administrar el capital son el salvaguardar la capacidad de continuar como empresa en marcha con el propósito de generar retornos a sus accionistas, beneficios a otros grupos de interés y mantener una estructura de capital óptima para reducir el costo del capital.

Consistente con la industria, Compañía General de Electricidad S.A. monitorea su capital sobre la base del ratio de apalancamiento. Este ratio se calcula dividiendo la deuda neta por el capital total. La deuda neta corresponde al total del endeudamiento (incluyendo el endeudamiento corriente y no corriente) menos el efectivo y equivalentes de efectivo. El capital total corresponde al patrimonio tal y como se muestra en el estado de situación financiera consolidado más la deuda neta.

En este sentido, Compañía General de Electricidad S.A. ha combinado distintas fuentes de financiamiento tales como: aumentos de capital, flujos de la operación, préstamos de empresas relacionadas, créditos bancarios, obligaciones con el público en su modalidad de bonos.

26.2.- Capital suscrito y pagado.

El capital suscrito y pagado al 31 de diciembre de 2025 y 2024 asciende a M$ 1.232.423.425.

26.3.- Número de acciones suscritas y pagadas.

Al 31 de diciembre de 2025 y 2024 el capital de Compañía General de Electricidad S.A., está representado por 2.019.896.893, acciones sin valor nominal, de un voto por acción.

26.4.- Dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 23 de abril de 2024, se aprobó el pago del dividendo definitivo N° 14 de $ 1,80 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2023, el cual se pagó con fecha 8 de mayo de 2024, por un total de M$ 3.635.814.

De acuerdo a la política de dividendos de la Sociedad al 31 de diciembre de 2024 se provisionó un dividendo equivalente al 30% sobre las utilidades del ejercicio por un monto de M$ 26.309.307.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 23 de abril de 2025, se aprobó el pago del dividendo definitivo N° 15 de $ 13,10 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2024, el cual se pagó con fecha 8 de mayo de 2025, por un total de M$ 26.460.649.

De acuerdo a la política de dividendos de la Sociedad al 31 de diciembre de 2025 se provisionó un dividendo equivalente al 30% sobre las utilidades del ejercicio por un monto de M$ 3.599.976.

26.5.- Reservas.

En el ítem de otras reservas dentro del patrimonio, se incluyen los siguientes conceptos:

26.5.1.- Reservas de coberturas.

Se presentan en este rubro los movimientos en el valor justo de los instrumentos derivados de cobertura de flujos de caja medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales.

26.5.2.- Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos.

Corresponde a las variaciones de los valores actuariales de la provisión por beneficios definidos de empleados.

Los saldos acumulados por la aplicación de la NIC 19 se han reconocido en otros resultados integrales, producto de lo anterior el saldo de estas reservas al 31 de diciembre de 2025 ascienden a M$ (2.663.022). (M$ (2.770.161) al 31 de diciembre de 2024), ambos netos de impuestos diferidos.

26.5.3.- Otras reservas.

En este rubro se incluyen otras reservas que se reconocen de inversiones en subsidiarias, asociadas y negocios de control conjunto.

26.6.- Participaciones no controladoras.

Las siguientes son las participaciones no controladoras al 31 de diciembre de 2025 y 2024.

Rut	Nombre de la subsidiaria	País de origen	Porcentaje de participación en subsidiarias de la participación no controladora		Participación no controladora en patrimonio	Ganancia (pérdida) atribuible a participación no controladora	Participación no controladora en patrimonio	Ganancia (pérdida) atribuible a participación no controladora
			31-12-2025	31-12-2024	31-12-2025		31-12-2024	
			%	%	M$	M$	M$	M$
88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	44,83508 %	44,83508 %	39.415.070	5.130.338	36.881.288	3.611.832
99.548.240-1	CGE Magallanes S.A.	Chile	0,10518 %	0,10518 %	25.806	6.398	24.457	4.504
Total					**39.440.876**	**5.136.736**	**36.905.745**	**3.616.336**

26.7.- Transacciones con participaciones no controladoras.

Al 31 de diciembre de 2025 y 2024 no hay transacciones con participaciones no controladoras.

Estas transacciones, de existir, se contabilizan de acuerdo con lo descrito en Nota 3.4.2, imputando la diferencia entre el monto pagado y el valor libros de la inversión adquirida a otras reservas del patrimonio neto, en el rubro "Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.".

26.8.- Reconciliación del movimiento en reservas de los otros resultados integrales.

Movimientos al 31 de diciembre de 2025.

Movimientos de otros resultados integrales al 31-12-2025	Porción atribuible a los accionistas de la controladora			Porción atribuible al interés no controlante			Total		
	Importe bruto M$	Efecto tributario M$	Importe neto M$	Importe bruto M$	Efecto tributario M$	Importe neto M$	Importe bruto M$	Efecto tributario M$	Importe neto M$
Ganancia (pérdida) después de impuestos	**0**	**0**	**11.999.920**	**0**	**0**	**5.136.736**	**0**	**0**	**17.136.656**
Reservas de cobertura de flujo de efectivo									
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujo de efectivo.	(2.870.890)	775.140	(2.095.750)				(2.870.890)	775.140	(2.095.750)
Total movimientos del periodo o ejercicio	**(2.870.890)**	**775.140**	**(2.095.750)**	**0**	**0**	**0**	**(2.870.890)**	**775.140**	**(2.095.750)**
Reservas ganancias o pérdidas actuariales planes beneficios definidos									
Ganancias (pérdidas) actuariales planes beneficios definidos.	146.766	(39.627)	107.139	13.711	(3.703)	10.008	160.477	(43.330)	117.147
Total movimientos del periodo o ejercicio	**146.766**	**(39.627)**	**107.139**	**13.711**	**(3.703)**	**10.008**	**160.477**	**(43.330)**	**117.147**
Total resultado integral			**10.011.309**			**5.146.744**			**15.158.053**

Movimientos al 31 de diciembre de 2024.

Movimientos de otros resultados integrales al 31-12-2024	Porción atribuible a los accionistas de la controladora			Porción atribuible al interés no controlante			Total		
	Importe bruto M$	Efecto tributario M$	Importe neto M$	Importe bruto M$	Efecto tributario M$	Importe neto M$	Importe bruto M$	Efecto tributario M$	Importe neto M$
Ganancia (pérdida) después de impuestos	**0**	**0**	**87.697.692**	**0**	**0**	**3.616.336**	**0**	**0**	**91.314.028**
Reservas de cobertura de flujo de caja									
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujo de efectivo.	3.100.593	(837.160)	2.263.433				3.100.593	(837.160)	2.263.433
Total movimientos del periodo o ejercicio	**3.100.593**	**(837.160)**	**2.263.433**	**0**	**0**	**0**	**3.100.593**	**(837.160)**	**2.263.433**
Reservas ganancias o pérdidas actuariales planes beneficios definidos									
Ganancias (pérdidas) actuariales planes beneficios definidos.	(1.540.855)	416.031	(1.124.824)	(52.689)	14.228	(38.461)	(1.593.544)	430.259	(1.163.285)
Total movimientos del periodo o ejercicio	**(1.540.855)**	**416.031**	**(1.124.824)**	**(52.689)**	**14.228**	**(38.461)**	**(1.593.544)**	**430.259**	**(1.163.285)**
Total resultado integral			**88.836.301**			**3.577.875**			**92.414.176**

27.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.

27.1.- Ingresos ordinarios.

Ingresos de actividades ordinarias	01-01-2025 31-12-2025 M$	01-01-2024 31-12-2024 M$
Ventas	**2.250.072.941**	**2.554.012.330**
Venta de energía, peajes y transmisión.	2.249.938.719	2.553.427.914
Venta de mercaderías, materiales y equipos.	134.222	584.416
Prestaciones de servicios	**90.518.658**	**112.431.765**
Servicios y recargos regulados.	49.060.762	50.647.948
Arriendo de equipos de medida.	7.810.965	7.733.299
Servicios de mantenimiento de equipos a clientes.	1.451.652	1.373.012
Apoyos en postación.	4.864.136	4.310.319
Servicios de construcción de obras e instalaciones eléctricas.	19.888.532	39.526.086
Otras prestaciones.	7.442.611	8.841.101
Total	**2.340.591.599**	**2.666.444.095**

Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias no tienen clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios en los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2025 y 2024.

27.2.- Otros ingresos, por función.

Otros ingresos por función	01-01-2025 31-12-2025 M$	01-01-2024 31-12-2024 M$
Arriendo de oficinas a terceros.	914.667	963.473
Otros ingresos de operación.	12.968.728	12.206.953
Total	**13.883.395**	**13.170.426**

En el ítem otros ingresos de operación se registran arriendos de propiedades y servicios prestados a empresas relacionadas fuera del perímetro de consolidación de Compañía General de Electricidad S.A. e indemnizaciones por daños a la red.

28.- COMPOSICIÓN DE RESULTADOS RELEVANTES.

Los ítems del estado de resultados por función por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2025 y 2024 que se adjunta, se descomponen como se indica en 28.1, 28.2, 28.3 y 28.4.

Gastos por naturaleza del estado de resultados por función	01-01-2025 31-12-2025 M$	01-01-2024 31-12-2024 M$
Costo de venta.	2.083.913.245	2.332.769.218
Costo de administración.	133.143.142	130.011.540
Pérdidas por deterioro de valor (ganancias por deterioro de valor y reversión de pérdidas por deterioro de valor) determinadas de acuerdo con la NIIF 9.	52.439.755	44.408.099
Total	**2.269.496.142**	**2.507.188.857**

28.1.- Gastos por naturaleza.

Apertura de gastos por naturaleza	01-01-2025 31-12-2025 M$	01-01-2024 31-12-2024 M$
Compra de energía.	1.807.835.693	2.076.226.555
Compra de gas.	16.608.914	15.153.587
Gastos de personal.	50.148.901	43.806.644
Gastos de operación y mantenimiento.	167.978.781	165.000.712
Gastos de administración.	99.112.659	96.732.184
Provisión de incobrables.	52.439.755	44.408.099
Depreciación.	68.007.350	58.265.881
Amortización.	7.364.089	7.595.195
Total	**2.269.496.142**	**2.507.188.857**

28.2.- Gastos de personal.

Gastos de personal	01-01-2025 31-12-2025 M$	01-01-2024 31-12-2024 M$
Sueldos y salarios.	43.958.595	39.354.915
Beneficios a corto plazo a los empleados.	4.138.788	3.230.240
Beneficios por terminación.	2.051.518	1.221.489
Total	**50.148.901**	**43.806.644**

28.3.- Depreciación y amortización.

Detalle	01-01-2025 31-12-2025 M$	01-01-2024 31-12-2024 M$
Depreciación y retiros		
Costo de ventas.	58.982.422	51.301.768
Gasto de administración.	9.024.928	6.964.113
Otras ganancias (pérdidas).	15.899.215	21.164.463
Total depreciación	**83.906.565**	**79.430.344**
Amortización		
Costo de ventas.	98.028	33.354
Gasto de administración.	7.266.061	7.561.841
Total amortización	**7.364.089**	**7.595.195**
Total	**91.270.654**	**87.025.539**

28.4.- Otras ganancias (pérdidas).

Detalle	01-01-2025 31-12-2025 M$	01-01-2024 31-12-2024 M$
Castigos o retiros de propiedades, planta y equipos.	(15.899.215)	(21.164.463)
Venta de chatarra.	1.163.637	1.018.918
Venta de propiedades, planta y equipo.	1.377.483	
Juicios o arbitrajes.	(22.558.249)	(12.628.121)
Remuneraciones del directorio.	(162.580)	(135.159)
Indemnizaciones percibidas.	845.715	500.456
Otras ganancias (pérdidas). (*)	2.433.553	2.153.130
Cambios en el valor razonable en propiedad de inversión.	2.714.548	700.128
Aportes de terceros para financiar obras propias.	22.936.637	22.562.880
Total	**(7.148.471)**	**(6.992.231)**

(*) Al 31 de diciembre de 2025 el ítem Otras ganancias (pérdidas) está compuesto por ingresos por recuperación de deudas castigadas por M$ 1.392.043, aportes reembolsables por M$ 586.393, indemnizaciones por M$ 401.547 y otros ingresos por M$ 53.570. Al 31 de diciembre de 2024 el ítem Otras ganancias (pérdidas) está compuesto por ingresos por recuperación de deudas castigadas por M$ 1.869.460, ingresos por multas a proveedores por M$ 381.856, y otros gastos de M$(98.186).

29.- RESULTADO FINANCIERO.

Los ítems adjuntos de ingresos financieros, costos financieros, resultados por unidades de reajustes y ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera del estado de resultados por función por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2025 y 2024 se detallan a continuación.

Resultado financiero	01-01-2025 31-12-2025 M$	01-01-2024 31-12-2024 M$
Ingresos financieros		
Intereses comerciales.	5.847.870	7.543.779
Ingresos por otros activos financieros.	12.683.028	8.351.479
Ingreso por intereses tesorería centralizada.	1.147.571	831.321
Otros ingresos financieros. (*)	25.760.255	29.630.018
Total ingresos financieros	**45.438.724**	**46.356.597**
Costos financieros		
Gastos por préstamos bancarios.	(25.002.667)	(19.996.885)
Gastos por obligaciones con el público (bonos).	(26.204.163)	(28.206.279)
Gastos por arrendamientos financieros.	(2.271.707)	(2.127.382)
Gastos por valoración derivados financieros.	(15.853.499)	(8.304.963)
Gastos por intereses tesorería centralizada.	(740.955)	(1.981.320)
Gastos por intereses préstamos empresas relacionadas.	(9.542.267)	(11.080.264)
Otros gastos. (**)	(2.277.123)	(3.223.805)
Total costos financieros	**(81.892.381)**	**(74.920.898)**
Total ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera (Nota 29.1)	**190.220**	**3.126.113**
Total resultados por unidades de reajuste (Nota 29.2)	**(24.570.068)**	**(30.004.625)**
Total	**(60.833.505)**	**(55.442.813)**

(*) El ítem otros ingresos financieros al 31 de diciembre de 2025 está compuesto por ingresos de intereses de convenios de largo plazo por M$ 2.733 e intereses de reliquidación por M$ 25.757.522. Al 31 de diciembre de 2024 está compuesto por ingresos de intereses de convenios de largo plazo por M$ 2.624.720, intereses de reliquidación por M$ 27.004.278 y otros ingresos por M$ 1.020.

(**) El ítem otros gastos de los costos financieros al 31 de diciembre de 2025 está compuesto por costos de intereses de beneficios al personal en base a NIC 19 por M$ 1.608.713, intereses de reliquidación por M$ 11.460 y por otros gastos por M$ 656.950. Al 31 de diciembre de 2024 está compuesto por costos de intereses de beneficios al personal en base a NIC 19 por M$ 1.697.410, impuesto de timbres y estampillas por M$ 1.201.671 y por otros gastos por M$ 324.724.

29.1.- Composición ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera.

Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	01-01-2025 31-12-2025 M$	01-01-2024 31-12-2024 M$
Diferencias de cambio por activos		
Efectivo y equivalentes al efectivo.	474.990	58.038
Otros activos financieros.	(14.198.906)	7.078.160
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	(40.089.768)	75.950.853
Total diferencias de cambio por activos	**(53.813.684)**	**83.087.051**
Diferencias de cambio por pasivos		
Otros pasivos financieros.	11.747.635	(9.104.981)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	38.097.666	(70.849.374)
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	4.156.440	
Otras provisiones.	2.163	(6.583)
Total diferencias de cambio por pasivos	**54.003.904**	**(79.960.938)**
Total diferencia de cambios neta	**190.220**	**3.126.113**

Los efectos en resultados de los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2025 y 2024 de los ítems Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar y Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar se deben principalmente a la diferencia de cambio experimentada en ambos, debido a mecanismo transitorio de estabilización de precios de la Ley N°21.185 expuesto en nota 4.4.

29.2.- Composición unidades de reajuste.

Resultado por unidades de reajuste	01-01-2025 31-12-2025 M$	01-01-2024 31-12-2024 M$
Unidades de reajuste por activos		
Otros activos financieros.	612.564	2.101.200
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	422.842	3.107.317
Activos por impuestos.	124.165	1.324.739
Total unidades de reajuste por activos	**1.159.571**	**6.533.256**
Unidades de reajuste por pasivos		
Otros pasivos financieros.	(24.863.031)	(34.858.692)
Pasivos por arrendamientos.	(616.854)	(1.275.909)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	(249.754)	(403.280)
Total unidades de reajuste por pasivos	**(25.729.639)**	**(36.537.881)**
Total unidades de reajuste neto	**(24.570.068)**	**(30.004.625)**

30.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.

En los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2025 y 2024 se procedió a calcular y contabilizar el impuesto a la renta con una tasa del 27%, en base a lo dispuesto por la Ley N° 20.780, publicada en el Diario Oficial con fecha 29 de septiembre de 2014. La sociedad se encuentra incorporada al sistema de tributación parcialmente integrado.

30.1.- Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.

Durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025 se originó un abono a resultados por impuesto a las ganancias ascendente a M$ 139.780 y al 31 de diciembre de 2024 un cargo por M$ 18.676.592.

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes corriente y diferida	01-01-2025 31-12-2025 M$	01-01-2024 31-12-2024 M$
Impuestos corrientes a las ganancias		
(Gasto) ingreso por impuestos corrientes.	(1.144.097)	
Ajustes al impuesto corriente de periodos anteriores.		(54.812)
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	**(1.144.097)**	**(54.812)**
Impuestos diferidos		
(Gasto) ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias.	1.233.093	(18.555.841)
Ajustes por impuestos diferidos de periodos anteriores.	50.784	(65.939)
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos , neto	**1.283.877**	**(18.621.780)**
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	**139.780**	**(18.676.592)**

30.2.- Conciliación entre el resultado por impuestos a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.

El siguiente cuadro muestra la conciliación entre el impuesto a las ganancias contabilizado y el que resultaría de aplicar la tasa efectiva por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2025 y 2024.

Conciliación del gasto por impuestos utilizando la tasa legal con el gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	01-01-2025 31-12-2025 M$	01-01-2025 31-12-2025 %	01-01-2024 31-12-2024 M$	01-01-2024 31-12-2024 %
Ganancia contable	**16.996.876**		**109.990.620**	
Total de (gasto) ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	**(4.589.157)**	**27,0 %**	**(29.697.467)**	**27,0 %**
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable. (*)	4.714.216	(27,7)%	11.050.900	(10,1)%
Efecto fiscal de pérdidas fiscales.	(36.065)	0,2 %	(52.050)	0,1 %
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y gasto por impuestos (ingreso).	50.786	(0,3)%	22.025	0,0 %
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	**4.728.937**	**(27,8)%**	**11.020.875**	**(10,0)%**
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	**139.780**	**(0,8)%**	**(18.676.592)**	**17,0 %**

El detalle del efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable es el siguiente:

(*) Detalle Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable.	01-01-2025 31-12-2025 M$	01-01-2024 31-12-2024 M$
Correcciones monetarias (Capital propio tributario - Inversiones).	12.825.862	15.501.512
Multas fiscales.	(6.122.635)	(6.121.253)
Otras diferencias permanentes.	(1.989.011)	1.670.641
Total	**4.714.216**	**11.050.900**

30.3.- Efecto en los resultados integrales por impuestos a las ganancias.

Importes antes de impuestos	01-01-2025 31-12-2025			01-01-2024 31-12-2024		
	Importe antes de impuestos M$	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias M$	Importe después de impuestos M$	Importe antes de impuestos M$	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias M$	Importe después de impuestos M$
Cobertura de flujo de efectivo.	(2.870.890)	775.140	(2.095.750)	3.100.593	(837.160)	2.263.433
Ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	160.477	(43.330)	117.147	(1.593.544)	430.259	(1.163.285)
Total		**731.810**			**(406.901)**	

31.- GANANCIAS POR ACCIÓN.

La utilidad o pérdida por acción básica se calcula dividiendo la utilidad atribuible a los accionistas de Compañía General de Electricidad S.A. entre el promedio ponderado de las acciones comunes en circulación en el año, excluyendo de existir, las acciones comunes adquiridas por la Sociedad y mantenidas como acciones de tesorería.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCIÓN	01-01-2025 31-12-2025 M$	01-01-2024 31-12-2024 M$
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	**11.999.920**	**87.697.692**
Ganancia (pérdida) por acción básica y diluidas en operaciones continuadas ($).	5,94	43,42
Cantidad de acciones	**2.019.896.893**	**2.019.896.893**

No existen transacciones o conceptos que generen efecto dilutivo.

32.- INFORMACIÓN POR SEGMENTO.

32.1.- Criterios de segmentación.

La Gerencia ha determinado los segmentos operativos sobre la base de los informes revisados por el comité ejecutivo estratégico. El comité considera el negocio desde una perspectiva asociada al tipo de servicio o producto vendido (electricidad en Chile).

Los segmentos operativos reportables derivan sus ingresos principalmente de la distribución, transmisión y generación eléctrica. En relación con las características del negocio de dichos segmentos (ver nota 2).

Los indicadores utilizados por el comité ejecutivo para la medición de desempeño y asignación de recursos a cada segmento están vinculados con el margen de cada actividad y su EBITDA (Donde Ebitda se determina como (+) Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales (+) Depreciación y retiros (+) Amortización).

La información por segmentos que se entrega al comité ejecutivo estratégico de los segmentos reportables a nivel de estado de situación, estado de resultados por función y el estado de flujo de efectivo, es la siguiente:

32.2.- Cuadros patrimoniales.

32.2.1.- Activos por segmentos.

ACTIVOS	Eléctrico Chile		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	31-12-2025 M$	31-12-2024 M$	31-12-2025 M$	31-12-2024 M$	31-12-2025 M$	31-12-2024 M$
ACTIVOS CORRIENTES						
Efectivo y equivalentes al efectivo.	28.288.013	58.863.189			**28.288.013**	**58.863.189**
Otros activos financieros.		755.548				**755.548**
Otros activos no financieros.	3.079.196	2.103.633			**3.079.196**	**2.103.633**
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	812.364.214	603.795.333			**812.364.214**	**603.795.333**
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	5.146.220	31.965.874	(3.278.629)	(4.033.595)	**1.867.591**	**27.932.279**
Inventarios.	4.452.597	4.311.061			**4.452.597**	**4.311.061**
Activos por impuestos.	1.034.244	481.537			**1.034.244**	**481.537**
Total activos corrientes	**854.364.484**	**702.276.175**	**(3.278.629)**	**(4.033.595)**	**851.085.855**	**698.242.580**
ACTIVOS NO CORRIENTES						
Otros activos financieros.	2.706.041	13.799.904			**2.706.041**	**13.799.904**
Otros activos no financieros.	8.280	8.280			**8.280**	**8.280**
Cuentas por cobrar.	681.214.603	879.974.686			**681.214.603**	**879.974.686**
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	55.312.290	54.024.313	(55.312.290)	(54.024.313)	**0**	**0**
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	617.500.991	621.120.119			**617.500.991**	**621.120.119**
Plusvalía.	161.446.233	161.446.233			**161.446.233**	**161.446.233**
Propiedades, planta y equipo.	1.724.853.142	1.589.645.164			**1.724.853.142**	**1.589.645.164**
Propiedad de inversión.	10.854.348	9.068.051			**10.854.348**	**9.068.051**
Activos por derecho de uso.	28.309.893	25.016.231			**28.309.893**	**25.016.231**
Activos por impuestos diferidos.	39.334.666	34.309.629			**39.334.666**	**34.309.629**
Total activos no corrientes	**3.321.540.487**	**3.388.412.610**	**(55.312.290)**	**(54.024.313)**	**3.266.228.197**	**3.334.388.297**
TOTAL ACTIVOS	**4.175.904.971**	**4.090.688.785**	**(58.590.919)**	**(58.057.908)**	**4.117.314.052**	**4.032.630.877**

32.2.2.- Pasivos y Patrimonio por segmentos.

PASIVOS	Eléctrico Chile		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	31-12-2025 M$	31-12-2024 M$	31-12-2025 M$	31-12-2024 M$	31-12-2025 M$	31-12-2024 M$
PASIVOS CORRIENTES						
Otros pasivos financieros.	417.410.666	342.632.055			**417.410.666**	**342.632.055**
Pasivos por arrendamientos.	6.395.674	4.680.453			**6.395.674**	**4.680.453**
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	633.060.444	516.880.107	15	(407)	**633.060.459**	**516.879.700**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	78.286.886	193.450.588	(3.278.644)	(4.033.188)	**75.008.242**	**189.417.400**
Otras provisiones.	49.979.342	34.385.507			**49.979.342**	**34.385.507**
Otros pasivos no financieros.	19.323.078	28.679.035			**19.323.078**	**28.679.035**
Total pasivos corrientes	**1.204.456.090**	**1.120.707.745**	**(3.278.629)**	**(4.033.595)**	**1.201.177.461**	**1.116.674.150**
PASIVOS NO CORRIENTES						
Otros pasivos financieros.	800.219.162	833.705.200			**800.219.162**	**833.705.200**
Pasivos por arrendamientos.	6.707.935	3.685.816			**6.707.935**	**3.685.816**
Cuentas por pagar.	219.508.836	512.836.538			**219.508.836**	**512.836.538**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	328.320.729	16.897.252			**328.320.729**	**16.897.252**
Otras provisiones.	136	426	(136)	(426)	**0**	**0**
Pasivo por impuestos diferidos.	28.593.670	25.584.323			**28.593.670**	**25.584.323**
Provisiones por beneficios a los empleados.	26.828.878	26.085.339			**26.828.878**	**26.085.339**
Total pasivos no corrientes	**1.410.179.346**	**1.418.794.894**	**(136)**	**(426)**	**1.410.179.210**	**1.418.794.468**
TOTAL PASIVOS	**2.614.635.436**	**2.539.502.639**	**(3.278.765)**	**(4.034.021)**	**2.611.356.671**	**2.535.468.618**
PATRIMONIO						
Capital emitido.	1.243.999.926	1.243.999.926	(11.576.501)	(11.576.501)	**1.232.423.425**	**1.232.423.425**
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	377.417.439	367.898.352	(34.477.112)	(33.206.627)	**342.940.327**	**334.691.725**
Otras reservas.	(99.616.615)	(97.640.357)	(9.230.632)	(9.218.279)	**(108.847.247)**	**(106.858.636)**
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.	**1.521.800.750**	**1.514.257.921**	**(55.284.245)**	**(54.001.407)**	**1.466.516.505**	**1.460.256.514**
Participaciones no controladoras.	39.468.785	36.928.225	(27.909)	(22.480)	**39.440.876**	**36.905.745**
Total patrimonio	**1.561.269.535**	**1.551.186.146**	**(55.312.154)**	**(54.023.887)**	**1.505.957.381**	**1.497.162.259**
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	**4.175.904.971**	**4.090.688.785**	**(58.590.919)**	**(58.057.908)**	**4.117.314.052**	**4.032.630.877**

32.3.- Cuadros de resultados por segmentos.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCIÓN	Eléctrico Chile		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	01-01-2025 31-12-2025 M$	01-01-2024 31-12-2024 M$	01-01-2025 31-12-2025 M$	01-01-2024 31-12-2024 M$	01-01-2025 31-12-2025 M$	01-01-2024 31-12-2024 M$
Ingresos de actividades ordinarias.	2.340.640.592	2.666.572.532	(48.993)	(128.437)	**2.340.591.599**	**2.666.444.095**
Costo de ventas.	(2.083.962.580)	(2.332.852.427)	49.335	83.209	**(2.083.913.245)**	**(2.332.769.218)**
Ganancia bruta	**256.678.012**	**333.720.105**	**342**	**(45.228)**	**256.678.354**	**333.674.877**
Otros ingresos, por función.	15.540.820	14.693.233	(1.657.425)	(1.522.807)	**13.883.395**	**13.170.426**
Gasto de administración.	(134.585.735)	(131.578.986)	1.657.083	1.567.446	**(133.143.142)**	**(130.011.540)**
Pérdidas por deterioro de valor (ganancias por deterioro de valor y reversión de pérdidas por deterioro de valor) determinadas de acuerdo con la NIIF 9.	(52.439.755)	(44.408.099)			**(52.439.755)**	**(44.408.099)**
Otras ganancias (pérdidas).	(7.148.471)	(6.992.820)		589	**(7.148.471)**	**(6.992.231)**
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.	**78.044.871**	**165.433.433**	**0**	**0**	**77.830.381**	**165.433.433**
Ingresos financieros.	45.539.378	46.479.792	(134.677)	(123.195)	**45.438.724**	**46.356.597**
Costos financieros.	(81.975.119)	(75.044.093)	134.677	123.195	**(81.892.381)**	**(74.920.898)**
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	6.089.453	4.287.081	(6.089.453)	(4.287.081)	**0**	**0**
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera.	190.213	3.126.113			**190.220**	**3.126.113**
Resultados por unidades de reajuste.	(24.570.292)	(30.004.625)			**(24.570.068)**	**(30.004.625)**
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	**23.318.504**	**114.277.701**	**(6.089.453)**	**(4.287.081)**	**16.996.876**	**109.990.620**
Beneficio (gasto) por impuestos a las ganancias.	139.780	(18.676.592)			**139.780**	**(18.676.592)**
Ganancia (pérdida)	**23.458.284**	**95.601.109**	**(6.089.453)**	**(4.287.081)**	**17.136.656**	**91.314.028**
Ganancia (pérdida) atribuible a						
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	11.999.920	91.979.930	(6.082.444)	(4.282.238)	**11.999.920**	**87.697.692**
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras.	5.143.745	3.621.179	(7.009)	(4.843)	**5.136.736**	**3.616.336**
Ganancia (pérdida)	**17.143.665**	**95.601.109**	**(6.089.453)**	**(4.287.081)**	**17.136.656**	**91.314.028**
Depreciación y retiros.	83.906.565	79.430.344			**83.906.565**	**79.430.344**
Amortización.	7.364.089	7.595.195			**7.364.089**	**7.595.195**
EBITDA	**169.315.525**	**252.458.972**	**0**	**0**	**169.101.035**	**252.458.972**

32.4.- Flujos de efectivo por segmento por método directo.

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR MÉTODO DIRECTO	Eléctrico Chile		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	01-01-2025 31-12-2025 M$	01-01-2024 31-12-2024 M$	01-01-2025 31-12-2025 M$	01-01-2024 31-12-2024 M$	01-01-2025 31-12-2025 M$	01-01-2024 31-12-2024 M$
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación.	57.626.484	296.183.125	(4.274.080)	(3.042.099)	53.352.404	293.141.026
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión.	(221.961.773)	(263.342.407)	(1.457.832)	358.427	(223.419.605)	(262.983.980)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación.	133.285.123	2.543.494	5.731.912	2.683.672	139.017.035	5.227.166
Incremento (disminución) neto en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios	**(31.050.166)**	**35.384.212**	**0**	**0**	**(31.050.166)**	**35.384.212**
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.	474.990	58.038			474.990	58.038
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	**(30.575.176)**	**35.442.250**	**0**	**0**	**(30.575.176)**	**35.442.250**
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo o ejercicio.	58.863.189	23.420.939			58.863.189	23.420.939
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo o ejercicio	**28.288.013**	**58.863.189**	**0**	**0**	**28.288.013**	**58.863.189**

33.- SALDOS EN MONEDA EXTRANJERA.

33.1.- Resumen de saldos en moneda extranjera.

Saldos al 31 de diciembre de 2025.

Resumen moneda extranjera	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M$	Corrientes			No corrientes			Total 31-12-2025 M$
			Hasta 90 días M$	De 91 días a 1 año M$	Total corrientes M$	Más de 1 año a 3 años M$	Más de 3 años a 5 años M$	Total no corrientes M$	
Activos corrientes.	US $	235.494.004	58.083.586	177.410.418	235.494.004			0	235.494.004
Activos corrientes.	EUR $	53.465	53.465		53.465			0	53.465
Activos no corrientes.	US $	237.956.960			0	237.956.960		237.956.960	237.956.960
Total activos en moneda extranjera	**M/e**	**473.504.429**	**58.137.051**	**177.410.418**	**235.547.469**	**237.956.960**	**0**	**237.956.960**	**473.504.429**
Pasivos corrientes.	US $	287.985.663	93.928.539	194.057.124	287.985.663			0	287.985.663
Pasivos corrientes.	EUR $	254.162	127.100	127.062	254.162			0	254.162
Pasivos corrientes.	CNH $	83.752.894	20.366.501	62.244.133	82.610.634		1.142.260	1.142.260	83.752.894
Pasivos no corrientes.	US $	295.521.356			0	295.521.356		295.521.356	295.521.356
Pasivos no corrientes.	EUR $	167.162.104			0	167.162.104		167.162.104	167.162.104
Pasivos no corrientes.	CNH $	53.666.339			0	53.666.339		53.666.339	53.666.339
Total pasivos en moneda extranjera	**M/e**	**888.342.518**	**114.422.140**	**256.428.319**	**370.850.459**	**516.349.799**	**1.142.260**	**517.492.059**	**888.342.518**

Saldos al 31 de diciembre de 2024

Resumen moneda extranjera	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M$	Corrientes			No corrientes			Total 31-12-2024 M$
			Hasta 90 días M$	De 91 días a 1 año M$	Total corrientes M$	Más de 1 año a 3 años M$	Más de 3 años a 5 años M$	Total no corrientes M$	
Activos corrientes.	US $	106.269.637	25.703.120	80.566.517	106.269.637			0	106.269.637
Activos corrientes.	EUR $	11.503	11.503		11.503			0	11.503
Activos no corrientes.	US $	512.179.331			0	512.179.331		512.179.331	512.179.331
Total activos en moneda extranjera	**M/e**	**618.460.471**	**25.714.623**	**80.566.517**	**106.281.140**	**512.179.331**	**0**	**512.179.331**	**618.460.471**
Pasivos corrientes.	US $	158.610.470	63.391.663	95.218.807	158.610.470			0	158.610.470
Pasivos corrientes.	EUR $	59.429	59.429		59.429			0	59.429
Pasivos corrientes.	CNH $	30.449.036		30.449.036	30.449.036			0	30.449.036
Pasivos no corrientes.	US $	493.080.805			0	493.080.805		493.080.805	493.080.805
Pasivos no corrientes.	CNH $	108.141.369			0	108.141.369		108.141.369	108.141.369
Total pasivos en moneda extranjera	**M/e**	**790.341.109**	**63.451.092**	**125.667.843**	**189.118.935**	**601.222.174**	**0**	**601.222.174**	**790.341.109**

33.2.- Saldos en moneda extranjera, activos.

Saldos al 31 de diciembre de 2025.

Detalle moneda extranjera - activos corrientes y no corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M$	Corrientes			No corrientes		Total activos 31-12-2025 M$
			Hasta 90 días M$	De 91 días a 1 año M$	Total corrientes M$	Más de 1 año a 3 años M$	Total no corrientes M$	
Efectivo y equivalentes al efectivo.	US $	21.556	21.556		21.556		0	21.556
Efectivo y equivalentes al efectivo.	EUR $	53.465	53.465		53.465		0	53.465
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	US $	235.472.448	58.062.030	177.410.418	235.472.448		0	235.472.448
Cuentas por cobrar.	US $	237.956.960			0	237.956.960	237.956.960	237.956.960
Total activos en moneda extranjera	**M/e**	**473.504.429**	**58.137.051**	**177.410.418**	**235.547.469**	**237.956.960**	**237.956.960**	**473.504.429**

Saldos al 31 de diciembre de 2024

Detalle moneda extranjera - activos corrientes y no corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante	Corrientes			No corrientes		Total activos
			Hasta 90 días	De 91 días a 1 año	Total corrientes	Más de 1 año a 3 años	Total no corrientes	31-12-2024
		M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Efectivo y equivalentes al efectivo.	US $	47.838	47.838		47.838		0	47.838
Efectivo y equivalentes al efectivo.	EUR $	11.503	11.503		11.503		0	11.503
Otros activos financieros.	US $	643.560		643.560	643.560		0	643.560
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	US $	105.578.239	25.655.282	79.922.957	105.578.239		0	105.578.239
Cuentas por cobrar.	US $	512.179.331			0	512.179.331	512.179.331	512.179.331
Total activos en moneda extranjera	**M/e**	**618.460.471**	**25.714.623**	**80.566.517**	**106.281.140**	**512.179.331**	**512.179.331**	**618.460.471**

33.3.- Saldos en moneda extranjera, pasivos.

Saldos al 31 de diciembre de 2025.

Detalle moneda extranjera - pasivos corrientes y no corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante	Corrientes			No corrientes			Total pasivos
			Hasta 90 días	De 91 días a 1 año	Total corrientes	Más de 1 año a 3 años	Más de 3 años a 5 años	Total no corrientes	31-12-2025
		M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Pasivos financieros.	US $	130.844.964	35.562.822	19.168.220	54.731.042	76.113.922		76.113.922	130.844.964
Pasivos financieros.	EUR $	4.596.016	126.452		126.452	4.469.564		4.469.564	4.596.016
Pasivos financieros.	CNH $	136.001.709	20.366.501	61.968.869	82.335.370	53.666.339		53.666.339	136.001.709
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	US $	233.157.029	58.365.717	174.791.312	233.157.029			0	233.157.029
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	EUR $	648	648		648			0	648
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	CNH $	1.417.524		275.264	275.264		1.142.260	1.142.260	1.417.524
Otras provisiones a corto plazo.	US $	97.592		97.592	97.592			0	97.592
Otras cuentas por pagar.	US $	219.407.434			0	219.407.434		219.407.434	219.407.434
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	EUR $	162.819.602		127.062	127.062	162.692.540		162.692.540	162.819.602
Total pasivos en moneda extranjera		**888.342.518**	**114.422.140**	**256.428.319**	**370.850.459**	**516.349.799**	**1.142.260**	**517.492.059**	**888.342.518**

Saldos al 31 de diciembre de 2024

Detalle moneda extranjera - pasivos corrientes y no corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante	Corrientes			No corrientes			Total pasivos
			Hasta 90 días	De 91 días a 1 año	Total corrientes	Más de 1 año a 3 años	Más de 3 años a 5 años	Total no corrientes	31-12-2024
		M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Pasivos financieros.	US $	55.328.028	37.702.484	17.625.544	55.328.028			0	55.328.028
Pasivos financieros.	CNH $	30.449.036		30.449.036	30.449.036			0	30.449.036
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	US $	103.183.230	25.689.179	77.494.051	103.183.230			0	103.183.230
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	EUR $	59.429	59.429		59.429			0	59.429
Otras provisiones a corto plazo.	US $	99.212		99.212	99.212			0	99.212
Pasivos financieros.	CNH $	108.141.369			0	108.141.369		108.141.369	108.141.369
Otras cuentas por pagar.	US $	493.080.805			0	493.080.805		493.080.805	493.080.805
Total pasivos en moneda extranjera		**790.341.109**	**63.451.092**	**125.667.843**	**189.118.935**	**601.222.174**	**0**	**601.222.174**	**790.341.109**

34.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.

34.1.- Juicios y otras acciones legales.

34.1.1.-	Nombre del juicio	:	"Benítez con CGE Distribución S.A.".
	Fecha de inicio	:	1 de agosto de 2017.
	Tribunal	:	1° Juzgado Civil de Temuco.
	Rol N°	:	1.020-2017.
	Materia	:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía	:	M$ 251.000.
	Estado	:	Etapa de prueba finalizada. Causa archivada.
34.1.2.-	Nombre del juicio	:	"Sernac con CGE Distribución S.A.".
	Fecha de inicio	:	11 de septiembre de 2017.
	Tribunal	:	11° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°	:	18.943-2017.
	Materia	:	Demanda Colectiva por efectos de los temporales de junio y julio de 2017 que afectaron a la zona centro y sur del país.
	Cuantía	:	Indeterminada.
	Estado	:	Cumplimiento incidental de la sentencia. 2 de abril de 2025. Se oficia a Banco Estado para regularizar abono. Con fecha 14 de abril de 2025. Tribunal adjunto certificado de depósito de Banco Estado.
34.1.3.-	Nombre del juicio	:	"Burgos con CGE".
	Fecha de inicio	:	15 de mayo de 2019.
	Tribunal	:	2° Juzgado Civil de Temuco.
	Rol N°	:	637-2019.
	Cuantía	:	Indeterminada.
	Materia	:	Indemnización de perjuicios.
	Estado	:	Sentencia dictada el 20 de agosto de 2024, pendiente de notificación. Con fecha 11 de marzo de 2025 se archiva el expediente. Con fecha 9 de diciembre de 2025 se solicita desarchivo, el tribunal ordena notificar en conformidad al artículo 52 dicha resolución, lo cual se lleva a cabo el día 23 de diciembre de 2025.
34.1.4.-	Nombre del juicio	:	"Servicios Profesionales S.A. con CGE".
	Fecha de inicio	:	4 de octubre de 2019.
	Tribunal	:	19° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°	:	27.454-2019.
	Cuantía	:	M$ 212.541.
	Materia	:	Cumplimiento de contrato con indemnización de perjuicios.
	Estado	:	Con fecha 26 de septiembre de 2023 fuimos notificados de la sentencia de primera instancia que acogió la demanda y condenó a CGE al pago de M$ 132.541 por saldo insoluto en el cumplimiento del contrato entre las partes y M$ 40.000 por concepto de lucro cesante. Se presentó apelación la que se encuentra pendiente en relación desde el 23 de octubre de 2023 Rol 15.691-2023.

34.1.5.-	Nombre del juicio	:	"ODECU con CGE".
	Fecha de inicio	:	17 de enero de 2020.
	Tribunal	:	20° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°	:	31.803-2019.
	Cuantía	:	Indeterminada.
	Materia	:	Demanda colectiva por Ley de Protección a los Consumidores por eventos ocurridos en el mes de febrero de 2019 en el sur de Chile.
	Estado	:	Con fecha 29 de enero de 2024 el tribunal citó a las partes a oír sentencia. Con fecha 21 de enero de 2025 se dicta sentencia que rechaza la demanda en todas sus partes. Con fecha 24 de marzo de 2025, ODECU presentó recurso de casación y apelación de la sentencia para conocimiento de la Corte de Apelaciones de Santiago, la causa se encuentra en relación. Con fecha 23 de julio de 2025 se pone en tabla la causa, con fecha 29 de julio de 2025 se suspende la vista de la causa. Se fija nueva vista de la causa para el martes 19 de agosto de 2025, con fecha 17 de agosto de 2025 ODECU solicita suspensión, sin proveído. Con fecha 5 de noviembre de 2025 Causa agregada para el día martes 11 de noviembre de 2025. Causa se encuentra pendiente de vista debido a una solicitud de certificación de la secretaría.
34.1.6.-	Nombre del juicio	:	“SACYR con CGE”.
	Fecha de inicio	:	12 de febrero de 2020.
	Tribunal	:	28° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°	:	34.995-2019.
	Materia	:	Demanda de indemnización de perjuicios.
	Cuantía	:	M$ 2.771.168.
	Estado	:	Con fecha 27 de septiembre de 2024 el tribunal emitió una sentencia, rechazando en todas sus partes la demanda principal y subsidiaria. El demandante apeló ante la Corte de Apelaciones de la sentencia, recurso que se encuentra pendiente de vista y fallo.
34.1.7.-	Nombre del juicio	:	“Pinochet con CGE”.
	Fecha de inicio	:	23 de abril de 2020.
	Tribunal	:	2° Juzgado Civil de Talca.
	Rol N°	:	1.903-2020.
	Materia	:	Indemnización de perjuicios por incendio en la comuna de San Clemente durante el año 2020.
	Cuantía	:	M$ 240.000.
	Estado	:	Sentencia de 17 de octubre de 2023 rechazó la demanda. Pendiente recurso de apelación, en relación desde el 9 de enero de 2024. ROL ICA 2242 – 2023. Con fecha 7 de noviembre de 2025 Se confirma con costas la Sentencia apelada de 17 de octubre de 2023. Con fecha 25 de noviembre de 2025 demandante deduce recurso de casación, el cual ingresa a la Corte Suprema Rol 54.352-2025 pendiente de admisibilidad.

34.1.8.-	Nombre del juicio	:	“DB Ingeniería con CGE”.
	Fecha de inicio	:	7 de agosto de 2020.
	Tribunal	:	29° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°	:	5.864-2020.
	Materia	:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía	:	M$ 8.914.060.
	Estado	:	Sentencia rechazada totalmente en primera instancia, notificada el 18 de mayo de 2023. Apelada por la contraparte con fecha 28 de abril de 2023. Se mantiene pendiente la resolución de la apelación desde el 17 de octubre de 2023. Rol ICA N° 15.249-2023.

34.1.9.-	Nombre del juicio	:	“Pontigo con CGE”.
	Fecha de inicio	:	1 de agosto de 2020.
	Tribunal	:	1° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°	:	10.345-2020.
	Materia	:	Indemnización de perjuicios por incendio El Peral.
	Cuantía	:	M$ 1.005.382.
	Estado	:	Sentencia de primera instancia dictada con fecha 29 de marzo de 2023, condena a CGE al pago de M$ 116.385 más intereses y reajustes hasta la fecha del pago efectivo. CGE presentó apelación con fecha 5 de mayo de 2023, la que se encuentra pendiente. En relación desde el 18 de mayo de 2024. Rol ICA N° 6.504-2023.

34.1.10.-	Nombre del juicio	:	“Quemchi con CGE”.
	Fecha de inicio	:	2 de octubre de 2020.
	Tribunal	:	7° Civil de Santiago.
	Rol N°	:	13.500-2020.
	Materia	:	Declarativo de derechos.
	Cuantía	:	Indeterminada. Se pretende que no se cobre a la demandante el uso de instalaciones de transmisión.
	Estado	:	Sentencia dictada el 4 de septiembre de 2024 rechaza íntegramente la demanda principal de cumplimiento de contrato y subsidiaria declarativa, pendiente de notificación a CGE. El 15 de noviembre de 2024, el demandante apeló a sentencia, ingresando a la Corte de Apelaciones con el Rol N° 19.651-2024. Autos en Relación.

34.1.11.-	Nombre del juicio	:	“Diego de Almagro Solar con CGE”.
	Fecha de inicio	:	5 de octubre de 2020.
	Tribunal	:	1° Juzgado Civil de Copiapó.
	Rol N°	:	1.814-2020.
	Materia	:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía	:	M$ 1.116.856.
	Estado	:	Con fecha 7 de diciembre de 2024 se dictó sentencia, la que fue notificada con fecha 20 de diciembre de 2024, respecto de la cual se presentó por CGE un recurso de apelación. La sentencia condena a CGE a pagar los perjuicios por Lucro Cesante derivado de la Energía y Potencia que el PMGD DAS dejó de inyectar y vender al Sistema, por la suma de M$ 928.138, por concepto de energía y M$ 73.737, a título de potencia, lo que totaliza M$ 1.001.875, monto al cual deberán sumarse los intereses y reajuste. Que CGE queda también condenada a reembolsar a la actora la suma equivalente en pesos a 593 Unidades de Fomento (M$ 22.927), más el interés corriente, y al pago de las costas de la causa. La apelación se encuentra desde el 2 de febrero de 2025, con autos en relación. Con fecha 2 de junio de 2025 se confirma por la Corte de Apelaciones de Copiapó resolución apelada. Con fecha 19 de agosto de 2025 se presenta recurso de Casación en el fondo y se solicita fianza de resultas. Corte Suprema ROL 26.193-2025. Con fecha 14 de noviembre de 2025 Ha sido girado desde la cuenta corriente jurisdiccional la suma de M$ 1.025.326; a nombre de Diego de Almagro Solar Spa.

34.1.12.-	Nombre del juicio	:	“Asociación de Consumidores y Usuarios del Maule con CGE”.
	Fecha de inicio	:	30 de noviembre de 2020.
	Tribunal	:	1° Juzgado Civil Talca.
	Rol N°	:	3.069-2020.
	Materia	:	Juicio colectivo por Ley del consumidor.
	Cuantía	:	Indeterminada.
	Estado	:	Con fecha 18 de junio de 2024 el tribunal citó a las partes a oír sentencia.

34.1.13.-	Nombre del juicio	:	“Constructora Independencia con CGE”.
	Fecha de inicio	:	11 de enero de 2021.
	Tribunal	:	Tribunal de la Libre Competencia.
	Rol N°	:	417-2021.
	Materia	:	Libre competencia.
	Cuantía	:	Indeterminada.
	Estado	:	Con fecha 13 de septiembre de 2024 fue notificada la sentencia dictada por el Tribunal de la Libre Competencia en virtud de la cual acogió parcialmente la demanda presentada por Constructora Independencia en contra de CGE, por abuso de posición dominante en la prestación y cobro de una serie de servicios accesorios al suministro eléctrico (regulados y no regulados) en la región del Maule, sancionando al pago de una multa ascendente a 178 Unidades Tributarias Anuales y ordenando adoptar como medida conductual, valorizar y determinar el precio de compra de las redes que construyen terceros y que se incorporan a la red de distribución, al menos, con el nivel de detalle que CGE informa a la SEC las obras que se ponen en servicio, según el Decreto N° 327 (artículo 215). Con fecha 28 de septiembre de 2024 CGE impugnó la sentencia con un recurso de reclamación ante la Corte Suprema, el que se encuentra pendiente de resolución, con el rol ingreso 53.045-2024. Causa en estudio.
34.1.14.-	Nombre del juicio	:	“Evergreen con CGE”.
	Fecha de inicio	:	12 de enero de 2021.
	Tribunal	:	25° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°	:	18.949-2020.
	Materia	:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía	:	M$ 3.214.493.
	Estado	:	Con fecha 26 de octubre de 2024 se dictó sentencia en primera instancia, la cual rechazó la demanda en todas sus partes y condenó a la demandada reconvencional al pago de M$ 83.198. Con fecha 22 de enero de 2025 se notificó la sentencia a CGE. La demandante y demandada reconvencional presentó un recurso de apelación y casación en la forma, el que se encuentra pendiente de resolver en la Corte de Apelaciones de Santiago. Con fecha 8 de agosto de 2025 se certifica estado Autos en relación. Rol N° 21.548 - 2024.
34.1.15.-	Nombre del juicio	:	“Sociedad Comercial Vassal con CGE”.
	Fecha de inicio	:	6 de abril de 2021.
	Tribunal	:	17° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°	:	1.415-2021.
	Materia	:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía	:	M$ 573.444.
	Estado	:	Con fecha 11 de septiembre de 2023 fue notificada la sentencia de primera instancia, la cual rechazó en todas partes la demanda. Sentencia apelada con fecha 10 de octubre de 2023 por la demandante, en relación desde el 24 de octubre de 2023 de 2023. Rol ICA N° 15.945 – 2023. En relación.

34.1.16.-	Nombre del juicio	:	“LLadser con CGE”.
	Fecha de inicio	:	16 de noviembre de 2020.
	Tribunal	:	Juzgado de Letras de Melipilla.
	Rol N°	:	2.999-2020.
	Materia	:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía	:	Indeterminada. Se alega un cobro excesivo en su cuenta de electricidad.
	Estado	:	Con fecha 18 de diciembre de 2025 se dicta sentencia que acoge parcialmente la demanda, solo en cuanto acoge la demanda de cumplimiento de contrato interpuesta por el demandante, debiendo CGE indemnizar el daño emergente que será determinado en la etapa de cumplimiento durante el periodo de diciembre de 2015 a julio de 2019. Con fecha 6 de diciembre de 2025 ambas partes interponen recursos de apelación, ambos se acumulan y se encuentran pendientes de vista y falla en Rol 2.573-2025 de la Corte de Apelaciones de San Miguel.
34.1.17.-	Nombre del juicio	:	“Inmobiliaria Nueva Esperanza con CGE”.
	Fecha de inicio	:	22 de diciembre de 2020.
	Tribunal	:	2° Juzgado de Letras de Talca.
	Rol N°	:	2.216-2020.
	Materia	:	Precario.
	Cuantía	:	Indeterminada. Solicita el retiro de 38 postes.
	Estado	:	Etapa de prueba. Causa archivada desde el 20 de septiembre de 2022.
34.1.18.-	Nombre del juicio	:	“Viveros con CGE”.
	Fecha de inicio	:	8 de julio de 2021.
	Tribunal	:	1° Juzgado Civil de Temuco.
	Rol N°	:	1.469-2021.
	Materia	:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía	:	M$ 414.252.
	Estado	:	Sentencia dictada el 4 de septiembre de 2024, con fecha 17 de febrero de 2025 se notificó CGE de la sentencia, la cual rechaza la demanda en todas sus partes, sin costas. La demandante, presentó recurso de apelación de la sentencia absolutoria, la cual se encuentra pendiente por la Corte de Apelaciones de Temuco. ROL ICA 391 – 2025. En relación. Con fecha 5 de noviembre de 2025. Se confirma la Sentencia definitiva de fecha 4 de septiembre de 2024, con fecha 22 de noviembre de 2024 la demandante interpone recurso de casación el cual ingresa a la Corte Suprema Rol 53.020-2025 encontrándose pendiente de vista y fallo.

34.1.19.-	Nombre del juicio	:	“Ventana Minerals con CGE”.
	Fecha de inicio	:	25 de agosto de 2021.
	Tribunal	:	2° Juzgado Civil de Viña del Mar.
	Rol N°	:	933-2021.
	Materia	:	Demanda de declaración de prescripción.
	Cuantía	:	M$ 164.383.
	Estado	:	Con fecha 15 de noviembre de 2024 se dictó sentencia, la que fue notificada el pasado 17 de diciembre de 2024. La sentencia declaró prescrita la factura por el total de M$ 192.827, sentencia que fue impugnada mediante recurso de apelación con fecha 19 de diciembre de 2024 por CGE. La resolución de la Corte de Apelaciones de Valparaíso se mantiene pendiente. Rol ICA N° 707 – 2025. En relación.
34.1.20.-	Nombre del juicio	:	“Asociación de Consumidores y Usuarios del Maule con CGE”.
	Fecha de inicio	:	27 de octubre de 2021.
	Tribunal	:	1° Juzgado Civil de Talca.
	Rol N°	:	1.713-2021.
	Materia	:	Juicio colectivo por Ley del Consumidor.
	Cuantía	:	Indeterminada.
	Estado	:	Actualmente se encuentra terminada la etapa probatoria. El 28 de abril de 2025 el demandante presentó escrito solicitando que se cite a las partes a oír sentencia. Con fecha 12 de junio de 2025. Tribunal da no ha lugar a citar a las partes a oír sentencia, por existir cuestiones pendientes de resolver. Se encuentra pendiente informe de perito, plazo de 20 días desde el 23 de diciembre de 2025.
34.1.21.-	Nombre del juicio	:	"Liberty con CGE".
	Fecha de inicio	:	8 de noviembre de 2021.
	Tribunal	:	7° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°	:	6.056-2021.
	Materia	:	Demanda de indemnización de perjuicios.
	Cuantía	:	UF 4.062,87.
	Estado	:	Con fecha 6 de enero de 2025 se cita a las partes a oír sentencia.
34.1.22.-	Nombre del juicio	:	“Agrícola Alaska con CGE”.
	Fecha de inicio	:	15 de diciembre de 2021.
	Tribunal	:	1° Juzgado de Curicó.
	Rol N°	:	1.837-2021.
	Materia	:	Denuncia de obra nueva.
	Cuantía	:	Indeterminada.
	Estado	:	Con fecha 30 de septiembre de 2024 se dictó sentencia, rechazando la querella posesoria de denuncia de obra nueva interpuesta por Agrícola Alaska. Con fecha 24 de octubre de 2024, se presentó recurso de apelación en contra de la sentencia definitiva, que se encuentra pendiente de vista y fallo. Rol ICA N° 2.116 – 2024. En relación.

34.1.23.-	Nombre del juicio	:	“HDI SEGUROS S.A. con CGE”.
	Fecha de inicio	:	22 de diciembre de 2021.
	Tribunal	:	17° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°	:	6.265-2021.
	Materia	:	Demanda de indemnización de perjuicios.
	Cuantía	:	M$ 211.955.
	Estado	:	Sentencia de fecha 28 de noviembre de 2023 rechazó en todas sus partes la demanda. Con fecha 11 de abril de 2024 la demandante presentó recurso de apelación, el que se encuentra en relación desde el 29 de mayo de 2024. Rol ICA N° 5.912 – 2024.

34.1.24.-	Nombre del juicio	:	“Ingeniería y Construcción Parada Limitada con CGE”.
	Fecha de inicio	:	28 de diciembre de 2021.
	Tribunal	:	2° Juzgado Civil de San Bernardo.
	Rol N°	:	2.850-2020.
	Materia	:	Demanda de indemnización de perjuicios.
	Cuantía	:	M$ 9.444.050.
	Estado	:	Citación para oír sentencia del 13 de marzo de 2024. Con fecha 8 de abril de 2025, se dictó sentencia en que se acogió la demanda en su integridad y se condenó a CGE a pagar a la demandante la suma de M$ 9.444.050. Con fecha 17 de mayo de 2025, CGE presentó apelación y casación en la forma de la sentencia. Ambas apelaciones se encuentran en la Corte de Apelaciones de San Miguel con los Roles de ingreso N° 1.050-2025 y 1.051-2025. Con fecha 11 de julio de 2025 se acumularon los roles de corte quedando vigente el N° 1.050-2025. Con fecha 18 de julio de 2025. Corte rechazó recurso de reposición deducida por la parte demandante, que declaraba inadmisible en forma conjunta el recurso de casación en la forma y el recurso de apelación interpuesto por la parte demandada.

34.1.25.-	Nombre del juicio	:	“Godoy y Otros con CGE”.
	Fecha inicio	:	4 de enero de 2022.
	Tribunal	:	1° Juzgado Civil de Diego de Almagro.
	Rol Nº	:	107-2021.
	Materia	:	Demanda colectiva por Ley de Protección a los Consumidores.
	Cuantía	:	M$ 192.000.
	Estado del juicio	:	Se dictó sentencia de fecha 27 de agosto de 2024, la cual rechazó la demanda en todas sus partes. Con fecha 17 de enero de 2025 CGE se notificó de la sentencia absolutoria, respecto de la cual la demandante había presentado apelación. Conforme lo anterior, con fecha 5 de febrero de 2025, se remitieron los antecedentes a la Corte de Apelaciones de Copiapó para que conozca de la apelación. En relación Rol N° 55-2025.

34.1.26.-	Nombre del juicio	:	“PMGD Darling SpA. con CGE”.
	Fecha inicio	:	9 de marzo de 2022.
	Tribunal	:	21° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol Nº	:	499-2022.
	Materia	:	Responsabilidad contractual e indemnización de perjuicios.
	Cuantía	:	UF 4.040 más M$ 756.444.
	Estado	:	Con fecha 9 de mayo de 2025, el tribunal dictó sentencia en primera instancia, acogiendo parcialmente la demanda, en cuanto condenó a CGE al pago de M$ 705.314. a título de daño emergente. El 23 de mayo de 2025, CGE y demandante Apelaron la sentencia. Rol ICA N° 9.130-2025. En relación.
34.1.27.-	Nombre del juicio	:	“PMGD Pepa SpA. con CGE”.
	Fecha inicio	:	9 de marzo de 2022.
	Tribunal	:	24° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol Nº	:	495-2022.
	Materia	:	Responsabilidad contractual e indemnización de perjuicios.
	Cuantía	:	UF 7.969 más M$ 795.428.
	Estado	:	Con fecha 23 de enero de 2024 fue notificada la sentencia de primera instancia que acogió la demanda, condenando a CGE al pago de UF 7.969 por concepto de daño emergente y a M$ 745.562 por concepto dine lucro cesante. Con fecha 29 de enero de 2024 se presentó recurso de apelación, que se encuentra en relación en Corte de Apelaciones, con el Rol N° 2.919-2024. En relación.
34.1.28.-	Nombre del juicio	:	“Ingenieros y Consultores Márquez Rojas Limitada”.
	Fecha de inicio	:	15 de marzo de 2022.
	Tribunal	:	27° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°	:	9.741-2021.
	Materia	:	Indemnización de Perjuicios.
	Cuantía	:	M$ 583.927.
	Estado	:	Etapa de discusión. Con fecha 11 de junio de 2024 se tuvo por contestada la demanda. Se encuentra pendiente dictación de auto de prueba. Con fecha 26 de noviembre de 2024 se realiza audiencia de conciliación la que se ve frustrada por la incomparecencia de la parte demandante. Con fecha 29 de septiembre de 2025. Recibe la causa a prueba, demandante se notifica expresamente con fecha 22 de diciembre de 2025, resolución aún no se notifica a CGE.

34.1.29.-	Nombre del juicio	:	“Agrícola Alaska con CGE”.
	Fecha de inicio	:	21 de abril de 2022.
	Tribunal	:	1° Juzgado Civil de Curicó.
	Rol N°	:	481-2022.
	Materia	:	Demanda declarativa de mera certeza.
	Cuantía	:	Indeterminada.
	Estado	:	Con fecha 11 de octubre de 2024 la jueza titular del tribunal declaró de oficio una inhabilidad por implicancia para seguir conociendo del juicio, remitiendo los antecedentes a la Corte de Apelaciones de Talca para que defina un tribunal incompetente. El motivo de esta implicancia es por la causal del art. 195 N° 8 del COT, debido a haber resuelto otro conflicto con las mismas partes en causa diversa Rol C-1.837-2021 ante ese mismo tribunal. Con fecha 20 de febrero de 2025 la Corte de Apelaciones resolvió la implicancia, teniendo por desistidos los recursos. Con fecha 9 de julio de 2025 se cita a las partes a oír sentencia. Con fecha 24 de septiembre de 2025. Sentencia. Se rechaza la demanda interpuesta por Agrícola Alaska en contra de CGE. Se rechaza la demanda subsidiaria de caducidad de servidumbre interpuesta por Agrícola Alaska en contra de CGE. Con fecha 29 de octubre de 2025. CGE presenta recurso de apelación solo en aquella parte de la sentencia que acoge la segunda demanda subsidiaria, relativa a la acción declarativa de mera certeza de no servir la concesión y la servidumbre existente para aumentar la capacidad de la línea de transmisión Teno – Rauquén. Causa se encuentra en ICA Talca Rol 2.064-2025, en donde la demandante adhiere a la apelación al fallo revocándola en aquella parte que rechazó las acciones principal y primera subsidiaria contenidas en la demanda, y declarando que se condena a la demandada al pago de las costas de la causa y del recurso, causa se encuentra en relación.

34.1.30.-	Nombre del juicio	:	“Liberty seguros con CGE”.
	Fecha de inicio	:	30 de mayo de 2022.
	Tribunal	:	2° Juzgado Civil de Rancagua.
	Rol N°	:	1.514-2022.
	Materia	:	Demanda de Indemnización de perjuicios.
	Cuantía	:	USD $ 105.003,38.
	Estado	:	Con fecha 16 de agosto de 2024 se dictó sentencia de primera instancia, la cual rechazó la demanda en todas sus partes, con expresa condena en costas. La sentencia fue apelada por la demandante y pendiente de resolución. Rol ICA N° 68 – 2025, causa se encuentra en relación.

34.1.31.-	Nombre del juicio	:	“Parra con CGE”.
	Fecha de inicio	:	18 de julio de 2022.
	Tribunal	:	Juzgado de Letras de Chanco.
	Rol N°	:	51-2022.
	Materia	:	Demanda de Indemnización de perjuicios por muerte.
	Cuantía	:	M$ 600.000.
	Estado	:	Con fecha 22 de septiembre de 2022 se acogió la excepción dilatoria de incompetencia opuesta por CGE. La contraparte apeló con fecha 28 de septiembre de 2022, confirmando la Corte de Apelaciones la sentencia con fecha 24 de noviembre de 2023. La demandante dedujo recurso de casación ante la Corte Suprema, la cual revocó la sentencia de primera instancia, rechazando la excepción dilatoria. En consecuencia, la causa debe volver a primera instancia y continuar su tramitación. Con fecha 5 de junio de 2025 se dictó el auto de prueba el que no ha sido notificado. Con fecha 9 de junio de 2025 se presenta reposición con apelación en subsidio por la parte demandante respecto del auto de prueba, solicitando se incorporen tres nuevos puntos de prueba. Con fecha 27 de noviembre de 2025 se notifica resolución que recibe la causa a prueba a CGE, se interpone recurso de reposición, encontrándose pendiente resolución de ambos recursos (demandante y demandado) por parte del tribunal.
34.1.32.-	Nombre del juicio	:	“ODECU con CGE”.
	Fecha de inicio	:	25 de octubre de 2022.
	Tribunal	:	20° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°	:	7.870-2022.
	Materia	:	Demanda colectiva por infracción a los derechos de los consumidores.
	Cuantía	:	M$ 317.199.
	Estado	:	Con fecha 20 de enero de 2025 se citó a las partes a oír sentencia. Con fecha 29 de julio de 2025 se dictó sentencia y se resolvió: I.- Que se rechazan las tachas opuestas por el demandante, sin costas. II.- Que, se acoge la demanda interpuesta por ODECU sólo en cuanto se ha Establecido que CGE Distribución S.A. ha incurrido en infracción al artículo 25 de la Ley N° 19.496. III. Que se rechaza la excepción de incompetencia. IV. Que se rechaza la excepción de inaplicabilidad de la LPDC, por aplicación del principio de especialidad. V. Que se rechaza la excepción de falta de delimitación de la demanda. VI. Que se rechaza la excepción fundamentada en el principio Non Bis in Idem. VII. Que se acoge la excepción de pago. VIII. Que, se rechaza la demanda de indemnización de perjuicios. IX. Que, se impone una multa a CGE Distribución S.A. ascendente a la suma de 1.500 UTM. X. Dese cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 58 bis de la Ley N° 19.496. XI. Que cada parte pagará sus costas. Sentencia fue notificada con fecha 20 de agosto de 2025, ODECU interpone recurso de casación en la forma y apelación, CGE adhiere a la apelación con fecha 25 de septiembre de 2025 causa Rol 16.112-2025 solicitando desestimar la demanda íntegramente, en subsidio, rebaja de la multa aplicada, causa se encuentra en relación.

34.1.33.-	Nombre del juicio	:	“Flores y otros con CGE”.
	Fecha inicio	:	19 de diciembre de 2022.
	Tribunal	:	2° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol Nº	:	14.461-2022.
	Materia	:	Demanda por daños en incendio.
	Cuantía	:	M$ 1.791.293.
	Estado	:	Con fecha 14 de noviembre de 2024 el Tribunal citó a las partes a oír sentencia. Con fecha 13 de octubre de 2025 Sentencia en contra de CGE, en que se acoge parcialmente la demanda de indemnización de perjuicios. Se rechaza la indemnización solicitada por concepto de daño patrimonial respecto de todos los demandados, por no haberse acreditado suficientemente la cuantía de los perjuicios reclamados. Se condena a CGE a pagar por concepto de indemnización por daño moral condenando al pago de CLP M$ 400.000. Con fecha 18 de noviembre de 2025 se presenta recurso de apelación, encontrándose pendiente su remisión a la Corte de Apelaciones de Santiago.
34.1.34.-	Nombre del juicio	:	“Flores con CGE”.
	Fecha inicio	:	20 de diciembre de 2022.
	Tribunal	:	9° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol Nº	:	15.133-2022.
	Materia	:	Daños por incendio.
	Cuantía	:	M$ 585.100.
	Estado	:	Con fecha 3 de junio de 2024 el tribunal citó a las partes a oír sentencia. Con fecha 16 de diciembre de 2024 se dictó sentencia de primera instancia, rechazando la demanda de indemnización de perjuicios por responsabilidad extracontractual, condenando en costas a la demandante. Con fecha 30 de mayo de 2025 la parte demandante apeló a la sentencia, encontrándose pendiente la resolución de la Corte de Apelaciones.
34.1.35.-	Nombre del juicio	:	“Inmobiliaria SAC con CGE”.
	Fecha inicio	:	21 de enero de 2023.
	Tribunal	:	Juzgado de Policía Local de Padre Hurtado.
	Rol Nº	:	187.395-PC.
	Materia	:	Infracción Ley del Consumidor e Indemnización de perjuicios.
	Cuantía	:	M$ 207.040.
	Estado	:	Con fecha 27 de junio de 2025 la Ilustrísima Corte de Apelaciones de San Miguel revoca sentencia de primera instancia resolviendo acogerla de forma parcial, a saber: I.- Se le condena al pago de una multa a beneficio fiscal de 200 (doscientas) unidades tributarias mensuales. II.- Se acoge la demanda civil de indemnización de perjuicios en contra de Compañía General de Electricidad S.A., solo en cuanto se condena a la demandada a pagar a la actora la suma de M$ 5.328 (cinco millones trescientos veintiocho mil pesos), a título de daño emergente, más los reajustes e intereses señalados en el considerando decimonoveno de esta sentencia; rechazándose en lo demás. Contra esta sentencia la contraria recurrió de Queja la cual fue desestimada plano como asimismo el recurso de reposición, se está a la espera de que baje a primera instancia y se ordene el cumplimiento de la sentencia ya ejecutoriada.

34.1.36.-	Nombre del juicio	:	“Riveros con CGE”.
	Fecha inicio	:	14 de marzo de 2023.
	Tribunal	:	11° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol Nº	:	3.630-2023.
	Materia	:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía	:	M$ 3.421.280.
	Estado	:	Con fecha 4 de marzo de 2025, se cita a las partes a oír sentencia.

34.1.37.-	Nombre del juicio	:	“Plaza con CGE”.
	Fecha inicio	:	17 de marzo de 2023.
	Tribunal	:	10° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol Nº	:	12.776-2022.
	Materia	:	Indemnización de perjuicios por responsabilidad extracontractual.
	Cuantía	:	M$ 153.740.
	Estado	:	Con fecha 9 de mayo de 2024 el tribunal citó a las partes a oír sentencia. Con fecha 30 de septiembre de 2025 Se dicto sentencia en contra de CGE, y se condena a CGE al pago por daño emergente y daño moral, con costas. Con fecha 22 de octubre de 2025. Demandante presentó apelación y solicita se eleve la cuantía de la indemnización. Ingreso corte 19.887-2025. Con fecha 13 de noviembre de 2025 CGE interpone recurso de casación en contra de la sentencia definitiva, el cual es remitido a la Corte de Apelaciones de Santiago con fecha 16 de diciembre de 2025, Rol 22.135-2025, encontrándose pendiente de resolución la Corte de Apelaciones.

34.1.38.-	Nombre del juicio	:	“Energías Ucuquer Dos S.A. con CGE y CGET”.
	Fecha inicio	:	18 de mayo de 2023.
	Tribunal	:	Tribunal de la Libre Competencia.
	Rol Nº	:	486-2023.
	Materia	:	Libre Competencia.
	Cuantía	:	M$ 912.795.
	Estado	:	Con fecha 3 de junio de 2025 se declara vencido el término probatorio, se ordena traer los autos en relación y se fija audiencia para 27 de agosto de 2025. Con fecha 12 de noviembre de 2025 tuvo lugar la vista de la causa ante el TDLC, encontrándose a la fecha la causa en estado de acuerdo, pendiente de fallo.

34.1.39.-	Nombre del juicio	:	“ODECU con CGE”.
	Fecha inicio	:	10 de abril de 2023.
	Tribunal	:	20° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol Nº	:	3.456-2023.
	Materia	:	Demanda colectiva por infracción a los derechos de los consumidores.
	Cuantía	:	Indeterminada.
	Estado	:	Con fecha 17 de julio de 2025 se cita a las partes a oír sentencia.

34.1.40.-	Nombre del juicio	:	“Frigorífico Camer Ltda. con CGE”.
	Fecha inicio	:	20 de abril de 2023.
	Tribunal	:	14° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol Nº	:	11.544-2022.
	Materia	:	Demanda de indemnización de perjuicios.
	Cuantía	:	M$ 333.317.
	Estado	:	Con fecha 13 de septiembre de 2024, se dictó sentencia de primera instancia la que acogió parcialmente la demanda, solo en cuanto condenó a CGE al cumplimiento forzado del contrato de suministro, rechazando la indemnización de perjuicios. Con fecha 12 de diciembre de 2024 se presentó un recurso de casación en la forma y apelación en contra de la sentencia. ROL ICA 2.899 – 2025. Se certifica estado en relación.
34.1.41.-	Nombre del juicio	:	“Allende con CGE”.
	Fecha inicio	:	30 de junio de 2023.
	Tribunal	:	5° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol Nº	:	7.767-2023.
	Materia	:	Demanda de indemnización de perjuicios por muerte por electrocución.
	Cuantía	:	M$ 1.250.000.
	Estado	:	Con fecha 6 de diciembre de 2024, se recibió la causa a prueba. Con fecha 28 de mayo de 2025, se notificó a CGE auto de prueba. Con fecha 29 de mayo de 2025 se presentó recurso de reposición en contra del auto de prueba. Causa se encuentra en término probatorio.
34.1.42.-	Nombre del juicio	:	“Adonis Ramos y otro con CGE”.
	Fecha inicio	:	3 de julio de 2023.
	Tribunal	:	2° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol Nº	:	6.842-2023 (acumulada al Rol N° 6.843-2023).
	Materia	:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio.
	Cuantía	:	M$ 239.980.
	Estado	:	Acumulada a la causa Rol N° 6.843-2023 del mismo tribunal desde el 26 de marzo de 2024. Con fecha 3 de diciembre se archivó el expediente.
34.1.43.-	Nombre del juicio	:	“Soto con CGE”.
	Fecha inicio	:	12 de julio de 2023.
	Tribunal	:	Juzgado de Letras de Melipilla.
	Rol Nº	:	1.301-2023.
	Materia	:	Demanda de término de contrato de arrendamiento.
	Cuantía	:	Indeterminada.
	Estado	:	Audiencia de contestación y prueba efectuada el 12 de julio de 2023, fue suspendida para evacuar traslado de excepciones opuestas, no se ha fijado fecha para nueva audiencia.

34.1.44.-	Nombre del juicio	:	“HDI Seguros con CGE”.
	Fecha inicio	:	23 de julio de 2023.
	Tribunal	:	CAM Santiago, árbitro Javier Ithurbisquy Laporte.
	Rol Nº	:	5.566-2023.
	Materia	:	Demanda de cumplimiento de contrato con indemnización de perjuicios.
	Cuantía	:	M$ 774.438.
	Estado	:	Con fecha 20 de agosto de 2024 fue notificada la sentencia arbitral que acogió la demanda y condenó a CGE al pago de UF 21.460,42. CGE presentó recurso de apelación y casación en la forma el 3 de septiembre de 2024, el que se encuentra pendiente de resolución. Rol de Corte N° 15.101-2024 en relación desde el 15 de enero de 2025. Hay un segundo Rol de Corte N° 15.100-2024 en relación desde el 15 de enero de 2025.
34.1.45.-	Nombre del juicio	:	“Arratia con CGE”.
	Fecha inicio	:	15 de septiembre de 2023.
	Tribunal	:	Árbitro Diego Munita.
	Rol Nº	:	A2-2023.
	Materia	:	Demanda de indemnización de perjuicios contractual.
	Cuantía	:	M$ 355.460.
	Estado	:	Con fecha 8 de abril de 2025 se dicta sentencia condenatoria parcial por concepto de daño emergente M$ 29.460 y daño moral M$ 6.000, con fecha 15 de abril de 2025 se presenta recurso de queja ante la Corte de Apelaciones de Santiago ROL 5.921-2025 el cual se encuentra sin resolución por parte de la Corte, por tal motivo el recurrente ha solicitado en dos oportunidades dar curso progresivo a los autos, con fecha 1 de septiembre de 2025, la Corte de Apelaciones ordena acompañar documento en que conste fecha y forma de notificación de la sentencia, lo cual fue acompañado el 2 de septiembre del presente año, a la fecha aún no se da curso a los autos.
34.1.46.-	Nombre del juicio	:	“Liberty Seguros con CGE”.
	Fecha inicio	:	27 de noviembre de 2023.
	Tribunal	:	7° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol Nº	:	13.087-2023.
	Materia	:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio.
	Cuantía	:	M$ 188.000.
	Estado	:	Con fecha 28 de abril de 2025 el tribunal citó a las partes a oír sentencia, en espera de fallo.
34.1.47.-	Nombre del juicio	:	“Rivera con CGE”.
	Fecha inicio	:	23 de enero de 2024.
	Tribunal	:	24° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol Nº	:	19.981-2023.
	Materia	:	Indemnización de perjuicios contractual.
	Cuantía	:	M$ 5.318.700.
	Estado	:	Con fecha 8 de abril de 2024 se acogió la excepción dilatoria opuesta, resolviéndose no ha lugar a la demanda. Con fecha 12 de abril de 2024 a contraparte apeló, recurso que se encuentra pendiente. La causa está en relación ante la Corte de Apelaciones. Rol N° 6.261-2024. En estado de relación.

34.1.48.-	Nombre del juicio	:	“Ingeniería y Construcción Cantagua Ltda. con CGE”.
	Fecha inicio	:	26 de enero de 2024.
	Tribunal	:	4° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol Nº	:	20.888-2023.
	Materia	:	Demanda de infracción a los derechos de los consumidores.
	Cuantía	:	M$ 476.705.
	Estado	:	Con fecha 11 de julio de 2024 se recibió la causa a prueba, el que fue notificado a CGE el 26 de diciembre de 2024. CGE presentó recurso de reposición y apelación en subsidio, el que se encuentra pendiente de resolución. Con fecha 4 de junio de 2025, CGE presentó un recurso de reposición respecto de la resolución de fecha 2 de junio del presente año al no pronunciarse sobre exhorto solicitado para rendir la prueba testimonial. Con fecha 12 de junio de 2025 se rinde prueba testimonial, con fecha 13 de junio de 2025 se resuelve reposición no ha lugar. Causa en estado de prueba.
34.1.49.-	Nombre del juicio	:	“Marcelo Triviño y otros con CGE”.
	Fecha inicio	:	26 de enero de 2024.
	Tribunal	:	24° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol Nº	:	21.687-2023.
	Materia	:	Demanda de indemnización de perjuicios extracontractual por incendio.
	Cuantía	:	M$ 1.170.000.
	Estado	:	Con fecha 14 de abril de 2024 se recibió la causa a prueba. Con fecha 21 de noviembre de 2025 el tribunal citó a las partes a oír sentencia.
34.1.50.-	Nombre del juicio	:	“Biomapsa con CGE”.
	Fecha inicio	:	11 de marzo de 2024.
	Tribunal	:	3° Juzgado Civil de Concepción.
	Rol Nº	:	885-2024.
	Materia	:	Demanda de indemnización de perjuicios extracontractual.
	Cuantía	:	M$ 1.529.494.
	Estado	:	Con fecha 11 de junio de 2025 se citó a las partes a oír sentencia. Con fecha 1 de octubre de 2025 Entren los autos para fallo.
34.1.51.-	Nombre del juicio	:	“Servicios Generales 911 con CGE”.
	Fecha inicio	:	12 de junio de 2024.
	Tribunal	:	10° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol Nº	:	7.995-2024.
	Materia	:	Demanda de cobro de pesos.
	Cuantía	:	M$ 172.719.
	Estado	:	Etapa de conciliación. Con fecha 9 de julio de 2025 se realizó audiencia de conciliación. No se logró conciliación. Con fecha 27 de agosto de 2025. Se recibe la causa a prueba.

34.1.52.-	Nombre del juicio	:	“Zocimo del Carmen Navarro con CGE”.
	Fecha inicio	:	12 de junio de 2024.
	Tribunal	:	1° Juzgado de Letras de Santa Cruz.
	Rol Nº	:	241-2024.
	Materia	:	Demanda de indemnización de perjuicios extracontractual por incendio de 2017.
	Cuantía	:	M$ 500.000.
	Estado	:	Etapa de discusión.

34.1.53.-	Nombre del juicio	:	“Conadecus con CGE Y ENEL”.
	Fecha inicio	:	2 de julio de 2024.
	Tribunal	:	16° Civil de Santiago.
	Rol Nº	:	9.229-2024.
	Materia	:	Demanda Colectiva por efectos de los temporales.
	Cuantía	:	Indeterminada.
	Estado	:	Con fecha 7 de julio de 2025 se lleva a cabo audiencia de conciliación. Con fecha 14 de agosto de 2025 se recibió la causa a prueba.

34.1.54.-	Nombre del juicio	:	“Conadecus con CGE Y ENEL”.
	Fecha inicio	:	8 de julio de 2024.
	Tribunal	:	16° Civil de Santiago.
	Rol Nº	:	8.278-2024.
	Materia	:	Demanda Colectiva por efectos de los temporales.
	Cuantía	:	Indeterminada.
	Estado	:	Con fecha 8 de agosto 2025 se llevó a cabo audiencia de conciliación. No se logró conciliación. Con fecha 20 de agosto de 2025, se recibió la causa a prueba, no notificado.

34.1.55.-	Nombre del juicio	:	“Verdugo con CGE”.
	Fecha inicio	:	9 de julio de 2024.
	Tribunal	:	1° Juzgado de Policía Local de San Bernardo.
	Rol Nº	:	2.802-05-2025.
	Materia	:	Demanda por infracción a los derechos de los consumidores.
	Cuantía	:	M$ 150.000.
	Estado	:	Autos para fallo.

34.1.56.-	Nombre del juicio	:	"Troncoso con CGE".
	Fecha inicio	:	22 de Julio de 2024.
	Tribunal	:	1° Juzgado Civil de Antofagasta.
	Rol Nº	:	2.743-2024.
	Materia	:	Demanda colectiva Derechos del Consumidor.
	Cuantía	:	Indeterminada.
	Estado	:	Con fecha 22 de abril de 2025 se recibió la causa a prueba.

34.1.57.-	Nombre del juicio	:	“Fisco de Chile con CGE”.
	Fecha inicio	:	28 de agosto de 2024.
	Tribunal	:	26° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol	:	12.479-2024.
	Materia	:	Cobro de pesos.
	Cuantía	:	M$ 391.026.
	Estado	:	Con fecha 27 de noviembre de 2025 se hace efectivo el apercibimiento. Por tanto, se tiene por no presentada diligencia probatoria de exhibición de documentos solicitada por la demandada.
34.1.58.-	Nombre del juicio	:	“Comercial Jaime Núñez SpA.”.
	Fecha inicio	:	9 de septiembre de 2024.
	Tribunal	:	19° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol	:	13.458-2024.
	Materia	:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía	:	M$ 649.583.
	Estado	:	Etapa de discusión.
34.1.59.-	Nombre del juicio	:	“Inmobiliaria Trikahue SpA. con CGE”.
	Fecha inicio	:	11 de septiembre de 2024.
	Tribunal	:	27° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol	:	12.642-2023.
	Materia	:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía	:	M$ 266.199.
	Estado	:	Etapa de discusión.
34.1.60.-	Nombre del juicio	:	“Bustos Vera con CGE S.A.”.
	Fecha inicio	:	11 de septiembre de 2024.
	Tribunal	:	21° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol	:	3.834-2024.
	Materia	:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio.
	Cuantía	:	M$ 2.254.840.
	Estado	:	Con fecha 1 de diciembre de 2025 se suspende audiencia de conciliación por no encontrarse notificadas todas las partes.
34.1.61.-	Nombre del juicio	:	“Rivas Espinoza con CGE”.
	Fecha inicio	:	11 de septiembre de 2024.
	Tribunal	:	18° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol	:	3.840-2024.
	Materia	:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio.
	Cuantía	:	M$ 637.760.
	Estado	:	Se cita a las partes a audiencia de conciliación para el día 22 de septiembre de 2025 a las 11:00 horas. Con fecha 29 de agosto de 2025. Etapa de discusión.

34.1.62.-	Nombre del juicio	:	“Inmobiliaria Trilco con CGE”.
	Fecha inicio	:	16 de septiembre de 2024.
	Tribunal	:	23° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol	:	15.288-2024.
	Materia	:	Demanda de indemnización de perjuicios.
	Cuantía	:	Indeterminado.
	Estado	:	Con fecha 8 de octubre de 2025 se recibe la causa a prueba. Con fecha 21 de octubre de 2025 la demandada presenta recurso de reposición con apelación en subsidio. Con fecha 23 de diciembre de 2025 se remiten los antecedentes a la Corte de Apelaciones de Santiago. Rol 22.577-2025.
34.1.63.-	Nombre del juicio	:	“Riebensahm con CGE”.
	Fecha inicio	:	16 de septiembre de 2024.
	Tribunal	:	21° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol	:	15.274-2024.
	Materia	:	Demanda de indemnización de perjuicios.
	Cuantía	:	Indeterminada.
	Estado	:	Etapa de discusión. Con fecha 13 de agosto de 2025, el Tribunal resuelve suspender audiencia de conciliación. Con fecha 13 de octubre de 2025 se recibe la causa a prueba.
34.1.64.-	Nombre del juicio	:	“Alcaelec con CGE”.
	Fecha inicio	:	6 de noviembre de 2024.
	Tribunal	:	5° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol	:	17.693-2024.
	Materia	:	Demanda de indemnización de perjuicios por responsabilidad contractual.
	Cuantía	:	M$ 691.974.
	Estado	:	Con fecha 13 de agosto 2025 se celebra audiencia de conciliación la que no se produce por falta de acuerdo de las partes. Con fecha 20 de octubre de 2025, Recibe la causa a prueba, la demandante presenta recurso de reposición con apelación en subsidio, el cual se encuentra a la espera de resolución a la espera de que se notifique a la demanda del auto de prueba.
34.1.65 -	Nombre del juicio	:	“Díaz con Quezada”.
	Fecha inicio	:	24 de diciembre de 2024.
	Tribunal	:	Juzgado de Letras y Garantía de Curepto.
	Rol	:	130-2024.
	Materia	:	Demanda de constitución de servidumbre eléctrica e Indemnización de Perjuicios.
	Cuantía	:	M$ 375.000.
	Estado	:	Con fecha 30 de diciembre de 2024 se tiene por contestada la demanda, llamadas las partes a conciliación esta no se produce. Con fecha 21 de agosto de 2025 Se decreta el archivo de la causa.

34.1.66.-	Nombre del juicio	:	“Gaete con CGE”.
	Fecha inicio	:	22 de enero de 2025.
	Tribunal	:	4° Juzgado Civil de Talca.
	Rol	:	2.719-2024.
	Materia	:	Demanda de precario y en subsidio demanda de constitución de servidumbre e indemnización de perjuicios.
	Cuantía	:	M$ 4.401.328.
	Estado	:	Etapa de prueba.

34.1.67.-	Nombre del juicio	:	“Quintana con CGE".
	Fecha inicio	:	26 de noviembre de 2024.
	Tribunal	:	Juzgado Civil de Cauquenes.
	Rol	:	C-776-2024.
	Materia	:	Indemnización de perjuicios por responsabilidad extracontractual derivados de un incendio.
	Cuantía	:	M$ 2.661.748.
	Estado	:	La defensa de CGE promovió un Incidente de nulidad por falta de emplazamiento válido, al notificarse la demanda a un ejecutivo que no tenía ninguna facultad de representación judicial. El incidente se encuentra pendiente de resolución. Con fecha 8 de mayo de 2025 el tribunal recibió a prueba el incidente. En etapa de prueba del incidente.

34.1.68.-	Nombre del juicio	:	“Comunidad Edificio Marina Centro con CGE”.
	Fecha inicio	:	19 de marzo de 2025.
	Tribunal	:	28° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol	:	C-10.918-2024.
	Materia	:	Indemnización de perjuicios por responsabilidad contractual y extracontractual de forma subsidiaria.
	Cuantía	:	M$ 203.944.
	Estado	:	Con fecha 9 de diciembre de 2025 se resuelve excepción dilatoria resolviendo: Que se rechaza la excepción de ineptitud del libelo del número 4 del artículo 303 del Código de Procedimiento Civil, que se condena en costas al demandado, por haber resultado totalmente vencido.

34.1.69.-	Nombre del juicio	:	"Sernac con CGE".
	Fecha inicio	:	10 de abril de 2025.
	Tribunal	:	9° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol	:	C-2.175-2025.
	Materia	:	Ley del Consumidor.
	Cuantía	:	Indeterminado.
	Estado	:	Con fecha 5 de noviembre de 2025 Se realiza audiencia de conciliación la cual no se produce.

34.1.70.-	Nombre del juicio	:	“Fuentes con CGE”.
	Fecha inicio	:	20 de mayo de 2025.
	Tribunal	:	Juzgado Civil de Letras de Quirihue.
	Rol	:	C-42-2025.
	Materia	:	Demanda indemnización de perjuicios.
	Cuantía	:	M$ 240.000.
	Estado	:	Con fecha 11 de diciembre de 2025 Se presenta recurso de reposición respecto del auto de prueba. Con fecha 12 de noviembre de 2025 se rechaza reposición.
34.1.71.-	Nombre del juicio	:	“MAG SpA con CGE”.
	Fecha inicio	:	2 de mayo de 2025.
	Tribunal	:	2° Tribunal Ambiental.
	Rol	:	D-88-2024.
	Materia	:	Demanda de responsabilidad por daño ambiental.
	Cuantía	:	M$ 2.042.943.
	Estado	:	Con fecha 25 de noviembre de 2025 se celebra audiencia de conciliación, se solicita al Tribunal presentar propuesta de bases para conciliación, frente a lo cual se resuelve: “Habiendo acordado dicho marco de acción con las partes, el Ministro señala que el Tribunal presentará una propuesta de bases que incluya los puntos indicados, sobre la cual se pueda trabajar conjuntamente para arribar a una eventual conciliación. Para dichos efectos, se citará a las partes a una continuación de audiencia de conciliación en su oportunidad”.
34.1.72.-	Nombre del juicio	:	"Olguín con CGE".
	Fecha inicio	:	1 de julio de 2025.
	Tribunal	:	2° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol	:	C-7.432-2025.
	Materia	:	Demanda de indemnización de daños y perjuicios de naturaleza extracontractual.
	Cuantía	:	M$ 5.978.292.
	Estado	:	En etapa de discusión.
34.1.73.-	Nombre del juicio	:	"Varas con CGE".
	Fecha inicio	:	9 de julio de 2025.
	Tribunal	:	27° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol	:	C-1.874-2025.
	Materia	:	Demanda Civil de Indemnización de Perjuicios por Responsabilidad Civil Contractual.
	Cuantía	:	M$ 400.000.
	Estado	:	En etapa de discusión.

34.1.74.-	Nombre del juicio	:	"Muñoz con CGE".
	Fecha inicio	:	18 de julio de 2025.
	Tribunal	:	Juzgado de Letras de Villarrica.
	Rol	:	556-2025.
	Materia	:	Demanda en defensa del interés colectivo de los consumidores.
	Cuantía	:	Indeterminada.
	Estado	:	En etapa de discusión.

34.1.75.-	Nombre del juicio	:	"Parque Fotovoltaico la Ligua con CGE S.A.".
	Fecha inicio	:	2 de septiembre de 2025.
	Tribunal	:	4° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol	:	11.725-2025.
	Materia	:	Indemnización de Perjuicios.
	Cuantía	:	M$ 354.855.
	Estado	:	Con fecha 27 de noviembre de 2025 se celebra audiencia de conciliación, la cual no se produce.

34.1.76.-	Nombre del juicio	:	"Muñoz con CGE".
	Fecha inicio	:	2 de septiembre de 2025.
	Tribunal	:	29° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol	:	15.883-2025.
	Materia	:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía	:	M$ 308.000.
	Estado	:	Etapa de discusión.

34.1.77.-	Nombre del juicio	:	"Valdés con CGE".
	Fecha inicio	:	9 de septiembre de 2025.
	Tribunal	:	1° Juzgado Civil de Talca
	Rol	:	1.713-2025.
	Materia	:	Indemnización de perjuicios por responsabilidad extracontractual.
	Cuantía	:	M$ 12.347.824.
	Estado	:	Etapa de discusión.

34.1.78.-	Nombre del juicio	:	"Transzar Limitada con CGE".
	Fecha inicio	:	16 de septiembre de 2025.
	Tribunal	:	3° Juzgado Civil de Iquique.
	Rol	:	2.734-2025.
	Materia	:	Demanda de indemnización de perjuicios por responsabilidad extracontractual.
	Cuantía	:	M$ 190.000.
	Estado	:	Con fecha 18 de noviembre de 2025 Se celebra audiencia de conciliación, la cual no se produce.

34.1.79.-	Nombre del juicio	:	"Cáceres con CGE".
	Fecha inicio	:	2 de octubre de 2025.
	Tribunal	:	Juzgado de Letras de Cauquenes.
	Rol	:	133-2025.
	Materia	:	Demanda de indemnización de perjuicios.
	Cuantía	:	M$ 481.265.
	Estado	:	Etapa de discusión.

34.1.80.-	Nombre del juicio	:	"Pacheco con CGE".
	Fecha inicio	:	3 de septiembre de 2025.
	Tribunal	:	3° Juzgado Civil de Concepción.
	Rol	:	4.644-2025.
	Materia	:	Demanda de indemnización de perjuicios.
	Cuantía	:	M$ 150.000.
	Estado	:	Etapa de discusión.

34.1.81.-	Nombre del juicio	:	"Sernac con CGE".
	Fecha inicio	:	9 de octubre de 2025.
	Tribunal	:	4° Juzgado Civil de Antofagasta.
	Rol	:	2.899-2025.
	Materia	:	Demanda en defensa del interés colectivo de los consumidores.
	Cuantía	:	Indeterminada.
	Estado	:	Etapa de discusión.

34.1.82.-	Nombre del juicio	:	"MAG SpA con CGE".
	Fecha inicio	:	30 de octubre de 2025.
	Tribunal	:	20° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol	:	10.911-2025.
	Materia	:	Demanda de indemnización de daños y perjuicios por responsabilidad extracontractual.
	Cuantía	:	M$ 2.042.943.
	Estado	:	Etapa de discusión.

34.1.83.-	Nombre del juicio	:	"Fisco de Chile con CGE".
	Fecha inicio	:	3 de noviembre de 2025.
	Tribunal	:	21° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol	:	11.367-2025.
	Materia	:	Demanda de cobro de pesos en juicio ordinario de Hacienda.
	Cuantía	:	M$ 474.554.
	Estado	:	Etapa de discusión.

34.1.84.-	Nombre del juicio	:	"Fuenzalida con CGE".
	Fecha inicio	:	14 de noviembre de 2025.
	Tribunal	:	1° Juzgado Civil de Curicó.
	Rol	:	1.836-2025.
	Materia	:	Demanda en defensa del interés colectivo de los consumidores.
	Cuantía	:	Indeterminado.
	Estado	:	Etapa de discusión.

34.1.85.-	Nombre del juicio	:	"Agroindustrial Vista Hermosa Limitada con CGE".
	Fecha inicio	:	3 de diciembre de 2025.
	Tribunal	:	10° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol	:	13.442-2025.
	Materia	:	Demanda de indemnización de perjuicios moratorios.
	Cuantía	:	M$ 5.878.716.
	Estado	:	Etapa de discusión.

34.1.86.-	Nombre del juicio	:	"Asociación De Consumidores De Santiago AC con CGE".
	Fecha inicio	:	10 de diciembre de 2025.
	Tribunal	:	20° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol	:	14.581-2025.
	Materia	:	Demanda en defensa del interés colectivo de los consumidores.
	Cuantía	:	Indeterminada.
	Estado	:	Etapa de discusión.

34.2.- Sanciones administrativas.

34.2.1.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 11.963 de fecha de 4 de mayo de 2022, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 3.300 UTM: Incumplimiento de índice SAIDI en comunas de la Región de Tarapacá. Con fecha 11 de mayo de 2022 se presentó ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles recurso de reposición el cual fue rechazado mediante Resolución N° 35.434, por lo que se presentó reclamo de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones, la que finalmente rechazó el reclamo quedando firme la multa. Actualmente se encuentra pendiente publicación de folio para pago.

34.2.2.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 11.960 de fecha 4 de mayo de 2022, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 3.800 UTM: Incumplimiento de índice SAIDI en comunas de la Región de la Araucanía. Con fecha 11 de mayo de 2022 se presentó ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles recurso de reposición el cual fue rechazado mediante Resolución N° 35.437, por lo que se presentó reclamo de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones, la que finalmente rechazó el reclamo, quedando firme la multa. Multa compensada por 1.000 UTM, pendiente de pago 2.800 UTM, aún no se sube el folio para pago.

34.2.3.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 11.957 de fecha 4 de mayo de 2022, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 24.600 UTM: Incumplimiento de índice SAIDI en comuna de la Región de Antofagasta. Con fecha 11 de mayo de 2022 se presentó ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles recurso de reposición el cual fue rechazado mediante Resolución N° 35.433, por lo que se presentó reclamo de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones, la que mediante sentencia de fecha 15 de septiembre 2023 lo rechazó. Por lo mismo, se presentó recurso ante la Corte Suprema que confirmó la sentencia de la Corte de Apelaciones, quedando firme la multa. Actualmente se encuentra en proceso de pago, no se ha subido el folio para pago.

34.2.4.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 17.944 de fecha 30 de junio de 2023, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 3.500 UTM: Mantenimiento instalaciones eléctricas, accidente con resultado de muerte en comuna de Villarrica. Con fecha 7 de julio de 2023 se presentó ante Superintendencia de Electricidad y Combustibles recurso de reposición el cual fue rechazado. Por lo mismo se presentó reclamo ante la Corte de Apelaciones, el que fue rechazado, por lo que se presentó un recurso de apelación. En ese sentido, con fecha 27 de mayo de 2025 la Corte Suprema rechazó la reclamación quedando firme la multa. Se encuentra pendiente Folio de Tesorería para pago.

34.2.5.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 21.363 de fecha 14 de diciembre de 2023, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 3.000 UTM: Incumplimiento de índice SAIDI 2021 en comunas de la Región de O'Higgins. Con fecha 21 de diciembre de 2023 se presentó ante Superintendencia de Electricidad y Combustibles recurso de reposición el cual fue rechazado. Por lo mismo, se presentó reclamo ante la Corte de Apelaciones, que lo rechazó con fecha 29 de mayo 2024, por lo que se presentó un recurso de apelación con el objeto de que resuelva la Corte Suprema, el que fue rechazado con fecha 8 de abril del año 2025. Actualmente, se encuentra a la espera de presentación de folio para pago.

34.2.6.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 21.368 de fecha 14 de diciembre de 2023, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 10.000 UTM: Incumplimiento de índice SAIDI 2021 en comunas de la Región de Atacama. Con fecha 21 de diciembre de 2023 se presentó ante Superintendencia de Electricidad y Combustibles recurso de reposición el cual fue rechazado. Por lo mismo se presentó reclamo ante la Corte de Apelaciones,el que fue rechazado. Con fecha 15 de noviembre de 2024, se presenta recurso de apelación ante la Corte Suprema, el que fue rechazado con fecha 8 de abril del año 2025. Actualmente, se encuentra a la espera de presentación de folio para pago.

34.2.7.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 25.026 de fecha 6 de mayo de 2024, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 30.000 UTM: Infracción a la medición de consumo no registrado a clientes en año 2023. Se presentó recurso de reposición ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles el día 12 de mayo de 2024.

34.2.8.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 25.190 de fecha 13 de mayo de 2024, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 40.000 UTM: Infracción a la obligación de giro exclusivo de distribución. Se presentó recurso de reposición ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles el día 20 de mayo de 2024.

34.2.9.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 27.656 de fecha 16 de septiembre de 2024, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 55.000 UTM: Incumplimiento de índice SAIDI año 2022 en comunas de la Región de O'Higgins. Con fecha 25 de septiembre de 2024 se presentó ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles el que fue rechazado mediante la Resolución Exenta N° 36.640, se presentó reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones el cual con fecha 11 de noviembre de 2025 fue rechazado, con fecha 21 de diciembre de 2025 se interpone recurso de apelación ante la Corte Suprema, pendiente de rol..

34.2.10.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 27.692 de fecha 23 de septiembre de 2024, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 7.400 UTM: Incumplimiento de índice SAIDI año 2022 en comunas de la Región Metropolitana. Con fecha 30 de septiembre de 2024 de presentó ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles el que fue rechazado mediante la Resolución Exenta N° 36.641, se presentó reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones el que fue rechazado con fecha 24 de noviembre de 2025, se interpone apelación en contra de dicha sentencia con fecha 5 de diciembre de 2025, la cual es rechazada en rol 56.126-2025 por la Corte Suprema el día 19 de diciembre de 2025.

34.2.11.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 27.693 de fecha 23 de septiembre de 2024, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 6.000 UTM: Incumplimiento de índice SAIDI año 2022 en comunas de la Región de Coquimbo. Con fecha 30 de septiembre de 2024 se presentó ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles , el que fue rechazado mediante la Resolución Exenta N° 36.638, se presentó reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones, la cual fue rechazada con fecha 11 de noviembre de 2025 interponiéndose el recurso de apelación ante la Corte Suprema Rol 53.396-2025 el cual se encuentra en estado de acuerdo.

34.2.12.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 27.723 de fecha 26 de septiembre de 2024, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 40.000 UTM: Incumplimiento de índice SAIDI año 2022 en comunas de la Región de la Araucanía. Con fecha 8 de agosto de 2025 se presenta recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Santiago. Rol CS 34.453 – 2025, el cual es confirmado con fecha 4 de septiembre de 2025. Se encuentra pendiente de pago.

34.2.13.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 27.724 de fecha 26 de septiembre de 2024, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 46.200 UTM: Incumplimiento de índice SAIDI año 2022 en comunas de la Región del Maule. Con fecha 3 de octubre de 2024 se presentó ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles el que fue rechazado mediante la Resolución Exenta N° 36.639, se presentó reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones, el cual es rechazado con fecha 16 de diciembre de 2025, encontrándose pendiente interponer recurso de apelación en contra de la sentencia.

34.2.14.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 29.385 de fecha 12 de diciembre de 2024, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 5.800 UTM: Incumplimiento en los plazos de emisión de Informe de Criterios de Conexión a 30 proyectos PMGD. Con fecha 19 de diciembre de 2024 se presentó ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles recurso de reposición el que está pendiente de resolución.

34.2.15.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 31.933 de fecha 9 de mayo de 2025, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 20.000 UTM: Incumplimiento al deber de mantenimiento en comunas de Rengo y Requínoa. Con fecha 9 de mayo de 2025 se notificó la Resolución Exenta N° 31.933, que sanciona a CGE con una multa de 20.000 UTM por incumplimiento a su deber de mantenimiento en las comunas de Rengo y Requínoa. En contra de la resolución se presenta recurso de reposición el día 16 de mayo del mismo año, alegando, entre otras cosas, la falta de proporcionalidad de la multa.

34.2.16.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 35.096 de fecha 30 de septiembre de 2025, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 3.000 UTM: Por infracción al índice SAIDI de la comuna de O´Higgins en 2023. Con fecha 7 de octubre de 2025 se presenta recurso de reposición el cual se encuentra pendiente.

34.2.17.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 35.584 de fecha 21 de octubre de 2025, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 10.000 UTM: Por infracción al índice SAIDI de la región de La Araucanía en 2023. Con fecha 28 de octubre de 2025 se presenta recurso de reposición.

34.2.18.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 35.692 de fecha 22 de octubre de 2025, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 80.000 UTM: Por los errores de facturación en la comuna de Maule-O´Higgins. Con fecha 29 de octubre de 2025 se presenta recurso de reposición el cual se encuentra pendiente.

34.2.19.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 35.693 de fecha 22 de octubre de 2025, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 5.000 UTM: Por entrega de información incompleta en CNR. Con fecha 29 de octubre de 2025 se presenta recurso de reposición.

34.2.20.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 35.981 de fecha 6 de noviembre de 2025, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 15.500 UTM: Por infracción al indicador SAIDI en la Región del Maule en el año 2023. Con fecha 13 de noviembre de 2025 se presenta recurso de reposición.

34.3.- Sanciones.

34.3.1.- De la Comisión para el Mercado Financiero.

Compañía General de Electricidad S.A., sus subsidiarias, los Directores y Ejecutivos de las empresas que componen Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias, no han sido sancionados por la Comisión para el Mercado Financiero durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2025 y 2024.

34.3.2.- De otras autoridades administrativas.

Los Directores y Ejecutivos no han sido sancionados por otras autoridades administrativas durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2025 y 2024.

La Sociedad y subsidiaria, de acuerdo a lo enunciado en la Nota 34.2 ha sido sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

34.4.- Restricciones.

Compañía General de Electricidad S.A. ha convenido con bancos, acreedores y tenedores de bonos los siguientes covenants financieros medidos sobre la base de los estados financieros:

Índice	BCGE-I	BCGE-J	BCGE-K	BCGED-E	BCGET-D	BCGEI-M	BCGEI-N	BCGEI-P	BCGEI-Q	Créditos CD B
Razón de Endeudamiento Financiero	< o = 1,25 veces	< o = 1,25 veces	< o = 1,25 veces	< o = 1,25 veces	< o = 1,10 veces	< o = 1,25 veces	< o = 1,25 veces	< o = 1,25 veces	< o = 1,25 veces	No Aplica
Activos libres de garantías reales	> o = 1,2 veces pasivos financieros sin garantías	> o = 1,2 veces pasivos financieros sin garantías	> o = 1,2 veces pasivos financieros sin garantías	> o = 1,2 veces pasivos financieros sin garantías	> o = 1,2 veces pasivos financieros sin garantías	> o = 1,2 veces saldo insoluto de los bonos con cargo a la presente línea	> o = 1,2 veces saldo insoluto de los bonos con cargo a la presente línea	> o = 1,2 veces saldo insoluto de los bonos con cargo a la presente línea	> o = 1,2 veces saldo insoluto de los bonos con cargo a la presente línea	No Aplica
Patrimonio mínimo	> UF 25.000.000	> UF 25.000.000	> UF 25.000.000	> UF 6.700.000	> UF 7.000.000	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica
Activos en el sector Eléctrico y Gas	> o = 2 veces capital insoluto de los bonos con cargo a la presente línea	> o = 2 veces capital insoluto de los bonos con cargo a la presente línea	> o = 2 veces capital insoluto de los bonos con cargo a la presente línea	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica
Razón de Endeudamiento	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	< o = 0,8 veces

Estas restricciones se definen como:

i) Series de Bono: BCGEI-I, BCGEI-J y BCGEI-K:

a) Razón de Endeudamiento Financiero: calculado como la razón entre “Deuda Financiera Neta” y “Total Patrimonio” definidas de la siguiente manera:

“Deuda Financiera Neta”:
(+) “Otros Pasivos financieros, Corrientes”

(+) “Otros Pasivos financieros, No corrientes”
(-) “Efectivo y Equivalente al Efectivo”

“Total Patrimonio”:
(+) Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora”
(+) “Participaciones no Controladoras”

b) Activos Libres de Garantías Reales: Activos libres de cualquier tipo de garantías reales relativos a los bienes presentes o futuros del emisor que sean equivalente a 1,2 veces el monto insoluto del total de pasivos financieros sin garantías mantenidas por el emisor, incluyendo entre ellas los bonos emitidos con cargo a la presente línea.

El otorgante siempre podrá otorgar y mantener garantías reales en los siguientes casos:

- Garantías que se constituyan para financiar o refinanciar o amortizar el precio de compra o costos de cualquier clase de activos adquiridos con posterioridad a la inscripción de la línea, siempre que la garantía incluya exclusivamente el o los bienes adquiridos o construidos.
- Garantías reales que se otorguen a favor de sus filiales o viceversa.
- Garantías reales otorgadas por una sociedad que posteriormente se fusione con el emisor.
- Garantías reales sobre activos adquiridos con posterioridad a la inscripción de la emisión, que se encuentre garantizadas antes de la compra.
- Prorroga o renovación de cualquiera de las garantías anteriores.

“Pasivos Financieros:
(+) “Otros Pasivos financieros, Corrientes”
(+) “Otros Pasivos financieros, No corrientes”

c) Patrimonio mínimo:

(+) ”Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora” en Unidades de Fomento al cierre de los Estados Financieros.

d) Activos en el sector Eléctrico y Gas: Mantener activos en los sectores de generación y/o distribución y/o comercialización y/o transmisión de energía eléctrica, y/o distribución y/o comercialización y/o almacenamiento y/o transporte de gas licuado o gas natural, incluyendo entre dichos activos la partida “Efectivo y Equivalentes al Efectivo” mayor o igual a 2 veces el saldo insoluto del capital de los bonos emitidos con cargo a la línea presente.

Activos en los sectores indicados:

- Los valores de las inversiones en subsidiarias usando el método de la participación y que pertenezcan a los referidos sectores.
- Los valores de las inversiones directas del emisor en asociadas e inversiones en negocios conjuntos usando el método de la participación y que pertenezcan a los referidos sectores.
- Los valores de las partidas incluidas en el rubro plusvalía de los estados financieros del emisor que correspondan a inversiones directas del emisor en subsidiarias asociadas o inversiones en negocios conjuntos que pertenezcan a los referidos sectores.

ii) Serie de Bono: BCGED-E:

a) Razón de Endeudamiento Financiero: calculado como la razón entre “Deuda Financiera Neta” y “Total Patrimonio” definidas de la siguiente manera:

"Deuda Financiera Neta":
(+) "Otros Pasivos financieros, Corrientes"
(+) "Otros Pasivos financieros, No corrientes"
(-) "Efectivo y Equivalente al Efectivo"

"Total Patrimonio":
(+) "Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora"
(+) "Participaciones no Controladoras"

b) Activos Libres de Garantías Reales: Activos libres de cualquier tipo de garantías reales relativos a los bienes presentes o futuros del emisor que sean equivalente a 1,2 veces el monto insoluto del total de pasivos financieros sin garantías mantenidas por el emisor, incluyendo entre ellas los bonos emitidos con cargo a la presente línea.

El otorgante siempre podrá otorgar y mantener garantías reales en los siguientes casos:

- Garantías que se constituyan para financiar o refinanciar o amortizar el precio de compra o costos de cualquier clase de activos adquiridos con posterioridad a la inscripción de la emisión, siempre que la garantía incluya exclusivamente el o los bienes adquiridos o construidos.
- Garantías reales que se otorguen a favor de sus filiales o viceversa.
- Garantías reales otorgadas por una sociedad que posteriormente se fusione con el emisor.
- Garantías reales sobre activos adquiridos con posterioridad a la inscripción de la emisión, que se encuentre garantizadas antes de la compra.
- Prorroga o renovación de cualquiera de las garantías anteriores.

"Pasivos Financieros":
(+) "Otros Pasivos financieros, Corrientes"
(+) "Otros Pasivos financieros, No corrientes"

c) Patrimonio mínimo:

(+) "Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora" en Unidades de Fomento al cierre de los Estados Financieros.

iii) Serie de Bono: BCGET-D

a) Razón de Endeudamiento Financiero: calculado como la razón entre "Deuda Financiera Neta" y "Total Patrimonio" definidas de la siguiente manera:

"Deuda Financiera Neta":
(+) "Otros Pasivos financieros, Corrientes"
(+) "Otros Pasivos financieros, No corrientes"
(-) "Efectivo y Equivalente al Efectivo"

"Total Patrimonio":
(+) "Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora"
(+) "Participaciones no Controladoras".

b) Activos Libres de Garantías Reales: Activos libres de cualquier tipo de garantías reales relativos a los bienes presentes o futuros del emisor que sean equivalente a 1,2 veces el monto insoluto del total de pasivos financieros sin garantías mantenidas por el emisor, incluyendo entre ellas los bonos emitidos con cargo a la presente línea.

El otorgante siempre podrá otorgar y mantener garantías reales en los siguientes casos:

- Garantías que se constituyan para financiar o refinanciar o amortizar el precio de compra o costos de cualquier clase de activos adquiridos con posterioridad a la inscripción de la emisión, siempre que la garantía incluya exclusivamente el o los bienes adquiridos o construidos.
- Garantías reales que se otorguen a favor de sus filiales o viceversa.
- Garantías reales otorgadas por una sociedad que posteriormente se fusione con el emisor.
- Garantías reales sobre activos adquiridos con posterioridad a la inscripción de la emisión, que se encuentre garantizadas antes de la compra.
- Prorroga o renovación de cualquiera de las garantías anteriores.

"Pasivos Financieros":

(+) "Otros Pasivos financieros, Corrientes"
(+) "Otros Pasivos financieros, No corrientes"

c) Patrimonio mínimo:

(+) "Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora" en Unidades de Fomento al cierre de los Estados Financieros.

iv) Series de Bono: BCGEI-M, BCGEI-N, BCGEI-P y BCGEI-Q

a) Razón de Endeudamiento Financiero: calculado como la razón entre "Deuda Financiera Neta" y "Total Patrimonio" definidas de la siguiente manera:

"Deuda Financiera Neta":
(+) "Otros Pasivos financieros, Corrientes"
(+) "Otros Pasivos financieros, No corrientes"
(-) "Efectivo y Equivalente al Efectivo"

"Total Patrimonio":
(+) "Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora"
(+) "Participaciones no Controladoras"

b) Activos Libres de Garantías Reales: Activos libres de cualquier tipo de garantías reales que sean al menos 1,2 veces el saldo insoluto de los bonos emitidos con cargo a la línea.

El otorgante siempre podrá otorgar y mantener garantías reales en los siguientes casos:

- Garantías que se constituyan para financiar o refinanciar o amortizar el precio de compra o costos de cualquier clase de activos adquiridos con posterioridad a la inscripción de la emisión, siempre que la garantía incluya exclusivamente el o los bienes adquiridos o construidos.
- Garantías reales que se otorguen a favor de sus filiales o viceversa.
- Garantías reales otorgadas por una sociedad que posteriormente se fusione con el emisor.
- Garantías reales sobre activos adquiridos con posterioridad a la inscripción de la emisión, que se encuentre garantizadas antes de la compra.
- Prorroga o renovación de cualquiera de las garantías anteriores.

v) Créditos China Development Bank

a) Razón de Endeudamiento: calculado como la razón entre "Total Pasivos" y "Total Activos" al cierre de los Estados Financieros consolidados.

Descripción de opción de rescate anticipado voluntario.

i) Series de Bono: BCGEI-I, BCGEI-J, BCGEI-K: Si durante la vigencia de la línea, el emisor dejare de ser dueño, directa o indirectamente, de más del 50% del capital con derecho a voto de CGE Distribución S.A., o dejare de mantener el control de la administración de dicha sociedad.

ii) Serie de Bono: BCGED-E: Mantener al menos un 70% del total de activos en los sectores de transmisión y/o distribución y/o comercialización de electricidad, incluyendo entre dichos activos la partida "Efectivo y Equivalentes al Efectivo", los valores incluidos en la cuenta "Plusvalía" que pertenezcan a los referidos sectores y "Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía" de los Estados Financieros del emisor.

iii) Serie de Bono: BCGET-D: Mantener al menos un 70% del total de activos en los sectores de transmisión, generación o distribución de electricidad, considerando para el cálculo de este porcentaje la suma de las partidas "Total Activos No Corrientes" más "Efectivo y Equivalentes al Efectivo" de los Estados Financieros del emisor.

iv) Serie de Bonos: BCGEI-M, BCGEI-N, BCGEI-P y BCGEI-Q: Mantener al menos un 70% del total de activos en los sectores de transmisión y/o distribución y/o comercialización de electricidad, incluyendo para el cálculo de dicho porcentaje la cuenta "Efectivo y Equivalentes al Efectivo", la cuenta "Plusvalía" que pertenezcan a los referidos sectores y la cuenta "Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía" de los Estados Financieros consolidados del emisor.

El resultado de las principales restricciones de Compañía General de Electricidad S.A. es:

Indice	Medición	Factor	Resultado	Periodicidad de medición	Procedencia
Razón de endeudamiento financiero	(Total deuda financiera - efectivo y equivalente al efectivo) / total patrimonio neto	< o = 1,1 veces	0,79 Veces	Trimestral	Bonos
Razón de Endeudamiento	Total Pasivos/Total Activos	< o = 0,8 veces	0,63 Veces	Trimestral	China Development Bank
Activos libres de garantías reales	Activos sin Garantía/total deuda financiera no garantizada	> o = 1,2 veces	3,38 Veces	Trimestral	Bonos
Activos libres de garantías reales	Activos sin Garantía/Saldo insoluto de línea N° 916	> o = 1,2 veces	314,88 Veces	Trimestral	Bonos
Activos libres de garantías reales	Activos sin Garantía/Saldo insoluto de línea N° 917	> o = 1,2 veces	20,73 Veces	Trimestral	Bonos
Patrimonio mínimo	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	> UF 25.000.000	UF 36.913.965	Trimestral	Bonos
Activos en el sector Eléctrico y Gas	Activos sector eléctrico y gas/ Capital insoluto línea bonos N° 541	> 2 veces	50,74 Veces	Trimestral	Bonos
Activos en el sector Eléctrico y Gas	Activos sector eléctrico y gas/ Capital insoluto línea bonos N° 542	> 2 veces	24,36 Veces	Trimestral	Bonos
Otros Resguardos: Causal de Rescate Anticipado Voluntario					
Causal de Rescate Anticipado Voluntario	Activos en transmisión y distribución de electricidad	> o = 70% de Activos Totales	97,93% de los Activos Totales	Trimestral	Bonos

Al cierre de los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2025, la Sociedad y todas sus subsidiarias se encuentran en cumplimiento de sus restricciones y compromisos financieros.

35.- GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.

Al cierre de los estados financieros consolidados por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2025 y 2024 la Sociedad y subsidiarias no registran garantías materiales comprometidas con terceros.

36.- DISTRIBUCIÓN DEL PERSONAL.

La distribución de personal de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias de los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es la siguiente:

Subsidiaria / área	31-12-2025				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Compañía General de Electricidad S.A.	77	1.005	137	1.219	1.175
CGE Magallanes S.A. y subsidiaria	7	59	62	128	123
Total	**84**	**1.064**	**199**	**1.347**	**1.298**

Subsidiaria / área	31-12-2024				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Compañía General de Electricidad S.A.	61	922	72	1.055	938
CGE Magallanes S.A. y subsidiaria	7	59	62	128	123
Total	**68**	**981**	**134**	**1.183**	**1.061**

37.- MEDIO AMBIENTE.

La Sociedad y sus subsidiarias, participan en el mercado de la distribución de energía eléctrica, y más allá de la naturaleza eminentemente eficiente del sector, hacen esfuerzos permanentes por mejorar su desempeño ambiental. A su vez, estas empresas cumplen y hacen seguimiento proactivo a la normativa ambiental de manera de cumplirla cabalmente en forma sostenida. Además de lo anterior, todos los proyectos eléctricos en que la empresa participa cumplen con la normativa y reglamentación existente sobre la materia, los cuales incluyen, en proyectos que así lo requieran, ser sometidos a procesos de calificación ambiental, mediante el Servicio de Evaluación Ambiental. En este mismo sentido, estas empresas han suscrito el compromiso de medir su huella de carbono, iniciativa tendiente a identificar los impactos ambientales, en materia de gases de efecto invernadero, detectar las fuentes de emisión y eventualmente comprometer planes de reducción.

El siguiente es el detalle de los desembolsos efectuados relacionados con normas de medioambiente de los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2025 y 2024.:

Al 31 de diciembre de 2025.

Identificación de la compañía que efectúa el desembolso	Nombre del proyecto	Concepto por el que se efectuó o efectuará el desembolso	Desembolso activo / gasto	Descripción del activo o Ítem de gasto	Monto del desembolso M$	Fecha de los desembolsos efectuados
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	8.057	28-02-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	3.233	03-03-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	3.651	04-03-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	626	05-03-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	3.964	10-03-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	1.252	11-03-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	939	12-03-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	104	13-03-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	4.589	17-03-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	6.258	18-03-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	1.252	24-03-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	5.633	25-03-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	2.295	26-03-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Análisis de Aceite de equipos fabricados anterior a 1982	778	31-03-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	2.816	14-04-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	730	15-04-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	2.399	21-04-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	626	22-04-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	1.773	23-04-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	1.043	24-04-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Análisis de PCB equipos fabricados anterior a 1982	195	21-04-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Análisis de PCB equipos fabricados anterior a 1982	195	24-04-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	3.964	20-05-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	522	26-05-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	3.025	27-05-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	1.982	28-05-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Análisis de PCB equipos fabricados anterior a 1982	196	20-05-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Análisis de PCB equipos fabricados anterior a 1982	196	27-05-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Análisis de PCB equipos fabricados anterior a 1982	196	28-05-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	9.440	30-06-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Análisis de PCB equipos fabricados anterior a 1982	489	30-06-2025

Identificación de la compañía que efectúa el desembolso	Nombre del proyecto	Concepto por el que se efectuó o efectuará el desembolso	Desembolso activo / gasto	Descripción del activo o Ítem de gasto	Monto del desembolso M$	Fecha de los desembolsos efectuados
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	736	07-07-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	1.893	08-07-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	6.519	29-07-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	421	30-07-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Análisis de PCB equipos fabricados anterior a 1982	1.175	31-07-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	105	05-08-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	946	06-08-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	1.893	07-08-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	105	08-08-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	105	09-08-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	105	10-08-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	421	11-08-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	2.208	12-08-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	526	13-08-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	105	14-08-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	105	15-08-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	105	16-08-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	841	20-08-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	7.255	22-08-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	5.257	25-08-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	105	26-08-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	526	27-08-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	526	04-09-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	1.051	05-09-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	3.890	22-09-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	526	23-09-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	3.470	29-09-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	2.103	30-09-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Análisis de PCB equipos fabricados anterior a 1982	592	30-09-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	3.365	02-10-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	210	03-10-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Servicio de Asesoria Ambiental (Biodiversidad)	Asesorías	Activo	Servicio de Asesoria Ambiental (Biodiversidad)	4.000	16-10-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	3.049	20-10-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	2.944	22-10-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	1.577	23-10-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	1.367	27-10-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	2.629	28-10-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Analisis de PCB equipos fabricados anterior a 1982	792	31-10-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	631	17-11-2025

Identificación de la compañía que efectúa el desembolso	Nombre del proyecto	Concepto por el que se efectuó o efectuará el desembolso	Desembolso activo / gasto	Descripción del activo o Ítem de gasto	Monto del desembolso M$	Fecha de los desembolsos efectuados
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	1.682	18-11-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	3.575	20-11-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	421	21-11-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	2.418	24-11-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	2.944	25-11-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	1.682	27-11-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	2.208	28-11-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	105	01-12-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	105	02-12-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Fortalecimiento del SGI para Huella de Carbono CGE	Asesorías	Activo	Servicio Consultoria Huella de Carbono	6.307	15-12-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	3.596	16-12-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 Proyecto Guerrico 2024	HP3 Ingreso DIA	Activo	Asesorías técnicas	40.217	20-01-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 Proyecto Guerrico 2024	Modificación planos restitución	Activo	Asesorías técnicas	282	21-01-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reporte de emisiones trimestre 4 2024	Impuestos verdes	Gasto	Asesorías técnicas	5.329	21-01-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 Proyecto Guerrico 2024	Letrero DIA	Activo	Insumo	140	29-01-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 Proyecto Guerrico 2024	Certificado de vigencia poder JR	Activo	Certificados	7	29-01-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Consumibles Sistema Mitigación Emisiones SCR	Consumo de urea sistemas de mitigación de emisiones SCR	Gasto	Insumos generación	5.579	30-01-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en Línea del CEMS - SMA	Servicio de enlace dedicado a comunicación CEMS-SMA	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	1.369	17-02-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 Proyecto Guerrico 2024	Viaje por ICSARA	Activo	Pasajes y estadía	482	25-02-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Consumibles Sistema Mitigación Emisiones SCR	Consumo de urea sistemas de mitigación de emisiones SCR	Gasto	Insumos generación	8.110	28-02-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 Proyecto Guerrico 2024	Apoyo Ambiental - 2025/02	Activo	Apoyo ambiental	656	17-03-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240008 Proyecto Eólico PUQ 2024	Apoyo Ambiental - 2025/02	Activo	Apoyo ambiental	656	17-03-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240010 Proyecto Eólico PNT 2024	Apoyo Ambiental - 2025/02	Activo	Apoyo ambiental	656	17-03-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en Línea del CEMS - SMA	Servicio de enlace dedicado a comunicación CEMS-SMA	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	460	20-03-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Manejo residuos	Manejo residuos peligrosos Central Porvenir	Gasto	Manejo de residuos peligrosos	7.079	26-03-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 Proyecto Guerrico 2024	Soporte revisión DIA	Activo	Asesorías técnicas	15.169	27-03-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Consumibles Sistema Mitigación Emisiones SCR	Consumo de urea sistemas de mitigación de emisiones SCR	Gasto	Insumos generación	17.189	27-03-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mantención equipos CEMS	Cilindros de gases patrones para calibración CEMS	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	1.891	01-04-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría jurídico ambiental	Asesoría jurídico ambiental proyectos generación 2024	Gasto	Asesorías técnicas	5.601	01-04-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en Línea del CEMS - SMA	Servicio de enlace dedicado a comunicación CEMS-SMA	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	463	07-04-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 Proyecto Guerrico 2024	HP N°1 - 50% Estudios ICSARA	Activo	Asesorías técnicas	12.445	09-04-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 Proyecto Guerrico 2024	Apoyo Ambiental - 2025/03	Activo	Apoyo ambiental	681	25-04-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240008 Parque Eólico Punta Arenas	Apoyo Ambiental - 2025/03	Activo	Apoyo ambiental	681	25-04-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240010 Parque Eólico Puerto Natales	Apoyo Ambiental - 2025/03	Activo	Apoyo ambiental	681	25-04-2025

Identificación de la compañía que efectúa el desembolso	Nombre del proyecto	Concepto por el que se efectuó o efectuará el desembolso	Desembolso activo / gasto	Descripción del activo o Ítem de gasto	Monto del desembolso M$	Fecha de los desembolsos efectuados
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría jurídico ambiental	Registro SISAT (correcciones UGE CPN y CPO)	Gasto	Asesorías técnicas	1.367	25-04-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Revisión de Datos Reportes CEMS	Servicio de verificación y corrección de datos CEMS	Gasto	Asesorías técnicas	518	30-04-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Consumibles Sistema Mitigación Emisiones SCR	Consumo de urea sistemas de mitigación de emisiones SCR	Gasto	Insumos generación	19.250	30-04-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reporte de emisiones trimestre 1 2025	Impuestos verdes	Gasto	Asesorías técnicas	5.423	01-05-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en Línea del CEMS - SMA	Servicio de enlace dedicado a comunicación CEMS-SMA	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	465	12-05-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Manejo residuos	Manejo residuos peligrosos Central Porvenir	Gasto	Manejo de residuos peligrosos	6.878	13-05-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 Proyecto Guerrico 2024	Apoyo Ambiental - 2025/04	Activo	Apoyo ambiental	757	15-05-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240008 Parque Eólico Punta Arenas	Apoyo Ambiental - 2025/04	Activo	Apoyo ambiental	757	15-05-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240010 Parque Eólico Puerto Natales	Apoyo Ambiental - 2025/04	Activo	Apoyo ambiental	757	15-05-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría jurídico ambiental	Análisis traslado UGE CAT	Gasto	Asesorías técnicas	4.310	27-05-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría jurídico ambiental	Respuesta resolución exenta N° 576 SMA	Gasto	Asesorías técnicas	2.938	27-05-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización y normalización motor portátil CAT 3512 UG N°14	Mano de obra interna	Activo	Mano de obra interna	2.034	30-05-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Consumibles Sistema Mitigación Emisiones SCR	Consumo de urea sistemas de mitigación de emisiones SCR	Gasto	Insumos generación	8.214	31-05-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Sistema mitigación de emisiones	Mantenimiento equipos de mitigación de emisiones SCR	Gasto	Asesorías técnicas	13.658	31-05-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 Proyecto Guerrico 2024	HP1 ING.CAM - 30% Inicio de trabajos	Activo	Asesorías técnicas	2.017	06-06-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 Proyecto Guerrico 2024	Apoyo Ambiental - 2025/05	Activo	Apoyo ambiental	684	12-06-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240008 Parque Eólico Punta Arenas	Apoyo Ambiental - 2025/05	Activo	Apoyo ambiental	684	12-06-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240010 Parque Eólico Puerto Natales	Apoyo Ambiental - 2025/05	Activo	Apoyo ambiental	684	12-06-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización y normalización motor portátil CAT 3512 UG N°14	Mano de obra interna	Activo	Mano de obra interna	1.990	30-06-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en Línea del CEMS - SMA	Servicio de enlace dedicado comunicación CEMS-SMA	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	466	30-06-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Consumibles Sistema Mitigación Emisiones SCR	Consumo de urea sistemas de mitigación de emisiones SCR	Gasto	Insumos generación	8.614	30-06-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en Línea del CEMS - SMA	Servicio de enlace dedicado a comunicación CEMS-SMA	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	467	10-07-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240008 Parque Eólico Punta Arenas	Apoyo Ambiental - 2025/06	Activo	Apoyo ambiental	760	14-07-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 Proyecto Guerrico 2024	Apoyo Ambiental - 2025/06	Activo	Apoyo ambiental	760	14-07-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240010 Parque Eólico Puerto Natales	Apoyo Ambiental - 2025/06	Activo	Apoyo ambiental	760	14-07-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mantención equipos CEMS	Cilindros de gases patrones para calibración CEMS	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	7.687	21-07-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 Proyecto Guerrico 2024	HP2 ING.CAM - 50% entrega ingeniería	Activo	Asesorías técnicas	3.475	24-07-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 Proyecto Guerrico 2024	HP3 ING.CAM - 20% ingeniería	Activo	Asesorías técnicas	1.382	25-07-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mantención sistema mitigación emisiones SCR	Adquisición gases patrones Nacionales SCR	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	2.979	28-07-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría jurídico ambiental	Consultas procedimiento pago impuesto a emisiones periodo 2023 CPN (junio 2025)	Gasto	Asesorías técnicas	1.470	28-07-2025

Identificación de la compañía que efectúa el desembolso	Nombre del proyecto	Concepto por el que se efectuó o efectuará el desembolso	Desembolso activo / gasto	Descripción del activo o Ítem de gasto	Monto del desembolso M$	Fecha de los desembolsos efectuados
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reporte de emisiones trimestre 2 2025	Impuestos verdes	Gasto	Asesorías técnicas	5.438	28-07-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Manejo residuos	Manejo residuos peligrosos Central Porvenir	Gasto	Manejo de residuos peligrosos	4.425	29-07-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Tres Puentes	Desarrollo estructuras para instalación de silenciadores TG N °4 y TG N°9 y mano de obra interna	Activo	Desarrollo de estructuras para instalaciones de silenciadores TG N°4 y TG N°9 y mano de obra interna	7.828	30-07-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mantención sistema mitigación emisiones SCR	Servicio calibración SCR Porvenir INERCO	Gasto	Asesorías técnicas	6.360	31-07-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Revisión de datos reportes CEMS	Revisión de datos CEMS tercer trimestre 2025	Gasto	Asesorías técnicas	393	31-07-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 Proyecto Guerrico 2024	HP N°2 - 50% Estudios ICSARA	Activo	Asesorías técnicas	12.795	07-08-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 Proyecto Guerrico 2024	Soporte ICSARA	Activo	Asesorías técnicas	1.812	14-08-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240008 Parque Eólico Punta Arenas	Apoyo Ambiental - 2025/07	Activo	Apoyo ambiental	760	19-08-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 Proyecto Guerrico 2024	Apoyo Ambiental - 2025/07	Activo	Apoyo ambiental	760	19-08-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240010 Parque Eólico Puerto Natales	Apoyo Ambiental - 2025/07	Activo	Apoyo ambiental	760	19-08-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240010 Parque Eólico Puerto Natales	Matriz de Permisos Sectoriales	Activo	Asesorías técnicas	3.475	20-08-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 Proyecto Guerrico 2024	Soporte técnico ICSARA	Activo	Asesorías técnicas	6.042	22-08-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría jurídico ambiental	Honorarios julio agosto 2025	Gasto	Asesorías técnicas	3.818	26-08-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 Proyecto Guerrico 2024	Matriz de Permisos Sectoriales	Activo	Asesorías técnicas	3.988	26-08-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Tres Puentes	Pago por estructura y mano de obra interna	Activo	Pago por estructura y mano de obra interna	3.574	30-08-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización y normalización motor portátil CAT 3512 UG N°14	Pago hito N°1 de contrato por entrega de planos de montaje con Cofama S.A. más pago de mano de obra interna	Activo	Pago hito N°1 de Contrato por entrega de planos de montaje con Cofama S.A. más pago de mano de obra interna	14.188	30-08-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Consumibles Sistema Mitigación Emisiones SCR	Consumo de urea sistemas de mitigación de emisiones SCR	Gasto	Insumos generación	8.686	31-08-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Seguimientos ambientales RCA 2024	Medición de ruido CPA	Gasto	Asesorías técnicas	1.379	01-09-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Seguimientos ambientales RCA 2024	Medición de ruido CPN	Gasto	Asesorías técnicas	1.714	01-09-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Seguimientos ambientales RCA 2024	Monitoreo calidad de aire CPA	Gasto	Asesorías técnicas	17.633	01-09-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Seguimientos ambientales RCA 2024	Monitoreo calidad de aire CPN	Gasto	Asesorías técnicas	17.633	01-09-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Manejo residuos	Manejo residuos peligrosos Central P. Natales	Gasto	Manejo de residuos peligrosos	11.857	15-09-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240008 Parque Eólico Punta Arenas	Apoyo Ambiental - 2025/08	Activo	Apoyo ambiental	766	15-09-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 Proyecto Guerrico 2024	Apoyo Ambiental - 2025/08	Activo	Apoyo ambiental	766	15-09-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240010 Parque Eólico Puerto Natales	Apoyo Ambiental - 2025/08	Activo	Apoyo ambiental	766	15-09-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240008 Parque Eólico Punta Arenas	Matriz de Permisos Sectoriales	Activo	Apoyo ambiental	1.896	20-09-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Tres Puentes	Mano de obra interna y externa	Activo	Mano de obra interna y externa	8.822	30-09-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización y normalización motor portátil CAT 3512 UG N°14	Pago servicio de ingeniería mano de obra interna y externa.	Activo	Pago servicio de ingeniería mano de obra interna y externa.	7.254	30-09-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mantención sistema mitigación emisiones SCR	Servicio calibración SCR Porvenir	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	1.072	30-09-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mantención equipos CEMS	Mantención anual CEMS	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	6.149	30-09-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Consumibles Sistema Mitigación Emisiones SCR	Consumo de urea sistemas de mitigación de emisiones SCR	Gasto	Insumos generación	50.230	30-09-2025

Identificación de la compañía que efectúa el desembolso	Nombre del proyecto	Concepto por el que se efectuó o efectuará el desembolso	Desembolso activo / gasto	Descripción del activo o Ítem de gasto	Monto del desembolso M$	Fecha de los desembolsos efectuados
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en Línea del CEMS - SMA	Servicio de enlace dedicado comunicación CEMS-SMA	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	470	14-10-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización y normalización motor portátil CAT 3512 UG N°14	Pago hito N°2 de contrato por entrega de planos de montaje con Cofama S.A. más pago de mano de obra interna	Activo	Insonorización motor portátil CAT 3512 UG N °14	14.386	28-10-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mantención equipos CEMS	Servicio de reparación Servidor CEMS	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	395	31-10-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Consumibles Sistema Mitigación Emisiones SCR	Consumo de urea sistemas de mitigación de emisiones SCR	Gasto	Insumos generación	30.397	31-10-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240010 Parque Eólico Puerto Natales	Pago DSS 50% estudio meteorológico PEPN	Activo	Asesorías técnicas	1.909	03-11-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240010 Parque Eólico Puerto Natales	GEO4D levantamiento topográfico Natales	Activo	Asesorías técnicas	4.150	03-11-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reporte de emisiones trimestre 3 2025	Impuestos verdes	Gasto	Asesorías técnicas	5.501	10-11-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en Línea del CEMS - SMA	Servicio de enlace dedicado a comunicación CEMS-SMA	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	471	11-11-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 Proyecto Guerrico 2024	Apoyo Ambiental - 2025/10	Activo	Apoyo ambiental	193	21-11-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 Proyecto Guerrico 2024	Mantex cruce y tramitación 50% final	Activo	Apoyo ambiental	3.499	21-11-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Tres Puentes	Mano de obra interna	Activo	Insonorización Central Tres Puentes	1.977	28-11-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mantención equipos CEMS	Servicio de mantenimiento anual Hardware Ambilogger	Gasto	Asesorías técnicas	2.219	30-11-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Consumibles Sistema Mitigación Emisiones SCR	Consumo de urea sistemas de mitigación de emisiones SCR	Gasto	Insumos generación	9.091	30-11-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240010 Parque Eólico Puerto Natales	DSS- Pago H2 informe meteorológico	Activo	Asesorías técnicas	1.909	06-12-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en Línea del CEMS - SMA	Servicio de enlace dedicado a comunicación CEMS-SMA	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	472	09-12-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización y normalización motor portátil CAT 3512 UG N°14	Pago hito N°3 de contrato por entrega de planos de montaje con Cofama S.A. más pago de mano de obra interna	Activo	Insonorización motor portátil CAT 3512 UG N °14	17.985	16-12-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 Proyecto Guerrico 2024	PPU Legal - asesoría DIA Sept-Oct	Activo	Asesorías técnicas	7.674	31-12-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 Proyecto Guerrico 2024	PPU Legal - asesoría DIA Nov	Activo	Asesorías técnicas	6.203	31-12-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 Proyecto Guerrico 2024	PPU Legal - asesoría DIA Dic	Activo	Asesorías técnicas	5.805	31-12-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mantención equipos CEMS	Validación anual CEMS	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	11.068	31-12-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Consumibles Sistema Mitigación Emisiones SCR	Consumo de urea sistemas de mitigación de emisiones SCR	Gasto	Insumos generación	19.661	31-12-2025
				Total	**748.142**	

Al 31 de diciembre de 2024.

Identificación de la compañía que efectúa el desembolso	Nombre del proyecto	Concepto por el que se efectuó o efectuará el desembolso	Desembolso activo / gasto	Descripción del activo o Ítem de gasto	Monto del desembolso M$	Fecha de los desembolsos efectuados
Compañía General de Electricidad S.A.	Autorizaciones sanitarias	Aprobación de Planes de Manejo de Residuos Peligrosos	Gasto	Gestión de Residuos Peligrosos	674	17-06-2024
Compañía General de Electricidad S.A.	Gestión de residuos con traza de PCB	Disposición final de residuos peligrosos con traza de PCB	Activo	Gestión de Residuos Peligrosos	16.593	01-07-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea del CEMS - SMA	Servicio de enlace dedicado comunicación CEMS-SMA	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	438	05-01-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Consumibles sistema mitigación emisiones SCR	Consumo de urea sistemas de mitigación de emisiones SCR	Gasto	Insumos generación	21.167	25-01-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Manejo datos CEMS Hitachi	Informe justificación fallas datos CEMS (cuarto trimestre 2023)	Gasto	Asesorías técnicas	530	31-01-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea del CEMS - SMA	Servicio de enlace dedicado comunicación CEMS-SMA	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	437	07-02-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reporte de emisiones trimestre 4 2023	Impuestos verdes	Gasto	Asesorías técnicas	5.098	16-02-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Consumibles sistema mitigación emisiones SCR	Consumo de urea sistemas de mitigación de emisiones SCR	Gasto	Insumos generación	30.074	25-02-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea del CEMS - SMA	Servicio de enlace dedicado comunicación CEMS-SMA	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	439	01-03-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Manejo datos CEMS Hitachi	Servicio de soporte conexión CEMS Hitachi con SMA.	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	839	21-03-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría jurídico-ambiental EdP1 (enero-febrero)	Requerimientos de información SMA	Gasto	Asesorías técnicas	1.853	25-03-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Consumibles sistema mitigación emisiones SCR	Consumo de urea sistemas de mitigación de emisiones SCR	Gasto	Insumos generación	20.973	25-03-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea del CEMS - SMA	Servicio de enlace dedicado comunicación CEMS-SMA	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	442	05-04-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reporte de emisiones trimestre 1 2024	Impuestos verdes	Gasto	Asesorías técnicas	5.163	19-04-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría jurídico-ambiental EdP2 (marzo)	Asesoría jurídico ambiental proyectos generación Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams	Gasto	Asesorías técnicas	2.346	24-04-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Consumibles sistema mitigación emisiones SCR	Consumo de urea sistemas de mitigación de emisiones SCR	Gasto	Insumos generación	20.162	25-04-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reporte emisiones unidades generadoras RETC	Registro de emisiones y transferencia de contaminantes	Gasto	Asesorías técnicas	1.489	25-04-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea del CEMS - SMA	Servicio de soporte conexión CEMS a SMA abril 2024	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	281	30-04-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea del CEMS - SMA	Servicio de soporte conexión CEMS a SMA abril 2024	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	284	30-04-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea del CEMS - SMA	Servicio de enlace dedicado comunicación CEMS-SMA	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	444	03-05-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Normalización Central Porvenir (ruido)	Segundo pago de Central Porvenir y pertinencia de Puerto Natales.	Activo	Asesorías técnicas	29.239	16-05-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Consumibles sistema mitigación emisiones SCR	Consumo de urea sistemas de mitigación de emisiones SCR	Gasto	Insumos generación	8.661	25-05-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Curso sistema de evaluación ambiental	Desarrollo de competencias técnicas	Gasto	Capacitación	750	30-05-2024

Identificación de la compañía que efectúa el desembolso (continuación)	Nombre del proyecto	Concepto por el que se efectuó o efectuará el desembolso	Desembolso activo / gasto	Descripción del activo o Ítem de gasto	Monto del desembolso M$	Fecha de los desembolsos efectuados
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea del CEMS - SMA	Servicio de soporte conexión CEMS a SMA mayo 2024	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	283	31-05-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mantención equipos CEMS	Cilindros de gases patrones para calibración CEMS	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	8.266	31-05-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Sistema mitigación de emisiones	Mantenimiento equipos de mitigación de emisiones SCR	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	3.485	31-05-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Evaluación ambiental proyecto de generación eléctrica	Activo	Pasajes y estadía	560	03-06-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea del CEMS - SMA	Servicio de enlace dedicado comunicación CEMS-SMA	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	446	08-06-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Evaluación ambiental proyecto de generación eléctrica	Activo	Asesorías técnicas	38.980	10-06-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Manejo residuos	Manejo residuos peligrosos Central Puerto Natales	Gasto	Manejo de residuos peligrosos	4.170	25-06-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Consumibles sistema mitigación emisiones SCR	Consumo de urea sistemas de mitigación de emisiones SCR	Gasto	Insumos generación	9.528	25-06-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reporte de emisiones trimestre 2 2024	Impuestos verdes	Gasto	Asesorías Técnicas	5.217	12-07-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea del CEMS - SMA	Servicio de soporte conexión CEMS a SMA junio 2024	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	284	30-06-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mantención equipos CEMS	Cilindros de gases patrones para calibración CEMS	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	3.359	30-06-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea del CEMS - SMA	Pago 50% Upgrade conexión CEMS Hitachi a la SMA	Gasto	Asesorías técnicas	1.537	30-06-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Sistema mitigación de emisiones	Mantenimiento equipos de mitigación de emisiones SCR	Gasto	Manejo de residuos peligrosos	2.749	30-06-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea del CEMS - SMA	Servicio de enlace dedicado comunicación CEMS-SMA	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	447	03-07-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Asesoría STAR 2024-07	Activo	Asesorías técnicas	1.877	22-07-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Asesoría STAR 2024-08	Activo	Asesorías técnicas	1.883	22-07-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Medición caudal 50% anticipo	Activo	Asesorías técnicas	1.398	23-07-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Consumibles sistema mitigación emisiones SCR	Consumo de urea sistemas de mitigación de emisiones SCR	Gasto	Insumos generación	8.850	25-07-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240114 piloto solar	Piloto Solar Croacia N° 444	Activo	Piloto solar Croacia N°444	9.025	29-07-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea del CEMS - SMA	Pago 50% final Upgrade conexión CEMS Hitachi a la SMA	Gasto	Asesorías técnicas	1.542	31-07-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Evaluación ambiental proyecto de generación eléctrica	Activo	Pasajes y estadía	400	05-08-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Topógrafo Tx Guerrico 2do Pago	Activo	Asesorías técnicas	9.000	05-08-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea del CEMS - SMA	Servicio de enlace dedicado comunicación CEMS-SMA	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	447	06-08-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Evaluación ambiental proyecto de generación eléctrica	Activo	Asesorías técnicas	3.008	13-08-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Sociabilización de proyecto PW	Activo	Asesorías técnicas	1.120	19-08-2024

Identificación de la compañía que efectúa el desembolso (continuación)	Nombre del proyecto	Concepto por el que se efectuó o efectuará el desembolso	Desembolso activo / gasto	Descripción del activo o Ítem de gasto	Monto del desembolso M$	Fecha de los desembolsos efectuados
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Evaluación ambiental proyecto de generación eléctrica	Activo	Pasajes y estadía	320	19-08-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Evaluación ambiental proyecto de generación eléctrica	Activo	Pasajes y estadía	124	23-08-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Evaluación ambiental proyecto de generación eléctrica	Activo	Pasajes y estadía	124	23-08-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Consumibles sistema mitigación emisiones SCR	Consumo de urea sistemas de mitigación de emisiones SCR	Gasto	Insumos generación	51.300	25-08-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea del CEMS - SMA	Servicio de enlace dedicado comunicación CEMS-SMA	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	449	01-09-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Evaluación ambiental proyecto de generación eléctrica	Activo	Asesorías técnicas	4.974	16-09-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea del CEMS - SMA	Pago 50% validación anual CEMS Hitachi a la SMA	Gasto	Asesorías técnicas	5.278	23-09-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Evaluación ambiental proyecto de generación eléctrica	Activo	Asesorías técnicas	39.691	25-09-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Consumibles sistema mitigación emisiones SCR	Consumo de urea sistemas de mitigación de emisiones SCR	Gasto	Insumos generación	8.250	25-09-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría jurídico-ambiental EdP6 (julio)	Asesoría jurídico ambiental estrategia cumplimiento disposiciones ambientales	Gasto	Asesorías técnicas	3.789	25-09-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Asesoría STAR septiembre 2024	Activo	Asesorías técnicas	1.896	30-09-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Evaluación ambiental proyecto de generación eléctrica	Activo	Pasajes y estadía	320	01-10-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Evaluación ambiental proyecto de generación eléctrica	Activo	Pasajes y estadía	204	07-10-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Manejo residuos	Manejo residuos peligrosos Central Puerto Natales	Gasto	Manejo de residuos peligrosos	5.299	10-10-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Evaluación ambiental proyecto de generación eléctrica	Activo	Pasajes y estadía	560	11-10-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Evaluación ambiental proyecto de generación eléctrica	Activo	Pasajes y estadía	101	14-10-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Caja consultas	Activo	Insumo	70	16-10-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reporte de emisiones trimestre 3 2024	Impuestos verdes	Gasto	Asesorías técnicas	5.268	25-10-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Consumibles sistema mitigación emisiones SCR	Consumo de urea sistemas de mitigación de emisiones SCR	Gasto	Insumos generación	17.315	28-10-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea del CEMS - SMA	Servicio de mantención CEMS Hitachi	Gasto	Asesorías técnicas	8.881	31-10-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea del CEMS - SMA	Pago 50% final validación anual CEMS Hitachi	Gasto	Asesorías técnicas	5.287	31-10-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Medición caudal - visita terreno 2	Activo	Asesorías técnicas	1.410	12-11-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Medición caudal - visita terreno 3	Activo	Pasajes y estadía	260	15-11-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Medición Caudal - visita terreno 4	Activo	Pasajes y estadía	186	15-11-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Consumibles sistema mitigación emisiones SCR	Consumo de urea sistemas de mitigación de emisiones SCR	Gasto	Insumos generación	17.315	26-11-2024

Identificación de la compañía que efectúa el desembolso (continuación)	Nombre del proyecto	Concepto por el que se efectuó o efectuará el desembolso	Desembolso activo / gasto	Descripción del activo o Ítem de gasto	Monto del desembolso M$	Fecha de los desembolsos efectuados
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría jurídico-ambiental EdP2 (marzo)	Asesoría jurídico ambienta respuesta Res. Ex SMA	Gasto	Asesorías técnicas	3.056	26-11-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Diseño Puente Guerrico - anticipo 70%	Activo	Asesorías técnicas	5.806	26-11-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Rendición Bocatoma y sala de generación	Activo	Insumo	235	28-11-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea del CEMS - SMA	Validación anual CEMS Hitachi (Pos mantención)	Gasto	Asesorías técnicas	5.327	30-11-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea del CEMS - SMA	Servicio de mantención CEMS Hitachi	Gasto	Asesorías técnicas	2.808	30-11-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Sistema mitigación de emisiones	Mantenimiento equipos de mitigación de emisiones SCR	Gasto	Asesorías técnicas	7.255	30-11-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Manejo residuos	Manejo residuos peligrosos Central Puerto Natales	Gasto	Manejo de residuos peligrosos	5.742	04-12-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría jurídico-ambiental (sep - oct)	Asesoría jurídico ambiental estrategia cumplimiento disposiciones ambientales (RCA)	Gasto	Asesorías técnicas	4.214	05-12-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240204 elaboración día Porvenir	Asesoría jurídico ambiental día Porvenir (revisión de informes y estrategia)	Activo	Regularización permisos ambientales Central Porvenir	3.789	18-12-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240204 elaboración día Porvenir	Asesoría jurídico ambiental día Porvenir (revisión de informes y estrategia)	Activo	Regularización permisos ambientales Central Porvenir	6.267	18-12-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240204 elaboración día Porvenir	Asesoría jurídico ambiental día Porvenir (revisión de informes y estrategia)	Activo	Regularización permisos ambientales Central Porvenir	1.879	18-12-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240203 elaboración día Puerto Natales	Asesoría jurídico ambiental día Puerto Natales (revisión de informes y estrategia)	Activo	Regularización permisos ambientales Central Puerto Natales	4.371	18-12-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240203 elaboración día Puerto Natales	DSS Elaboración consulta de pertinencia	Activo	Regularización permisos ambientales Central Puerto Natales	4.606	18-12-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240203 elaboración día Puerto Natales	Norma Gestión. Término contrato EEMG N °073/2023 (elaboración estudios ambientales)	Activo	Regularización permisos ambientales Central Puerto Natales	6.426	18-12-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240204 elaboración día Porvenir	DSS Elaboración consulta de pertinencia	Activo	Regularización permisos ambientales Central Porvenir	4.606	18-12-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240204 elaboración día Porvenir	Norma Gestión. Término contrato EEMG N °074/2023 (elaboración estudios ambientales)	Activo	Regularización permisos ambientales Central Porvenir	7.533	18-12-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Evaluación ambiental proyecto de generación eléctrica (EDP 3 de 3, estudio humedales 30%)	Activo	Asesorías técnicas	2.164	20-12-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Análisis legal día	Activo	Asesorías técnicas	3.152	23-12-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Consumibles sistema mitigación emisiones SCR	Consumo de urea sistemas de mitigación de emisiones SCR	Gasto	Insumos generación	26.010	31-12-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Sistema mitigación de emisiones	Mantenimiento compresor equipos de mitigación de emisiones SCR	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	1.453	31-12-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea del CEMS - SMA	Servicio de enlace dedicado comunicación CEMS-SMA	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	451	07-10-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea del CEMS - SMA	Servicio de enlace dedicado comunicación CEMS-SMA	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	452	11-11-2024
				Totales	**572.510**	

38.- OTRAS MATERIAS.

Los honorarios acordados por Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias a los auditores externos EY Servicios Profesionales de Auditoría y Asesorías Ltda. durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025 y 2024 son las siguientes:

Honorarios pagados a auditores	31-12-2025 M$	31-12-2024 M$
Servicios de auditoría.	277.947	309.692
Total	**277.947**	**309.692**

39.- HECHOS POSTERIORES.

De conformidad a lo establecido en el artículo 192° de la Ley General de Servicios Eléctricos, con fecha 09 de febrero de 2026, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles emitió la Resolución Exenta Electrónica N° 37.613, mediante la cual se establecen el plazo, la forma y condiciones en que las empresas concesionarias de distribución de electricidad deberán abonar o cargar a las cuentas de sus usuarios las diferencias tarifarias producidas por la entrada en vigencia del Decreto Tarifario 5T/2024. Dicho decreto fijó las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados para el cuadrienio 2020-2024, particularmente para los consumos correspondientes al periodo comprendido entre noviembre de 2020 y mayo de 2024, y fue publicado en el Diario Oficial y tomada razón por la Contraloría General de la República con fecha 21 de abril de 2025.

La Resolución establece que el proceso de reliquidación deberá iniciarse a contar del 1 de abril de 2026. En este contexto, la Compañía se encuentra ejecutando y evaluando los procesos necesarios para dar cumplimiento a lo instruido por la autoridad, incluyendo el análisis de los potenciales efectos en las cuentas a cobrar a clientes, los pasivos asociados y los flujos de efectivo futuros, los cuales serán reconocidos en el período en que se materialice su aplicación.

Entre el 31 de diciembre de 2025, fecha de cierre de los estados financieros consolidados, y su fecha de presentación, no han ocurrido otros hechos significativos de carácter financiero-contable que pudieran afectar el patrimonio de la Sociedad o la interpretación de éstos.

ANÁLISIS RAZONADO
COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A.
Por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2025

1.- RESUMEN

- Los siguientes hechos deben ser considerados para un mejor entendimiento de este análisis razonado:

  - El 2 de noviembre de 2019 fue publicada en el Diario Oficial la Ley N° 21.185, que crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes regulados, según la cual entre el 1 de julio de 2019 y el 31 de diciembre de 2020 los precios de generación que las distribuidoras traspasaron a sus clientes regulados corresponderán a los precios vigentes durante el primer semestre de 2019, denominado Precio Estabilizado a Cliente Regulado (PEC). Entre el 1 de enero de 2021 y hasta el término del mecanismo de estabilización (2027) se podrán traspasar a los clientes regulados los Precios Nudo Promedio de Largo Plazo, que en cualquier caso no podrán ser superiores al PEC ajustado por IPC. La Comisión Nacional de Energía (CNE) calculará, para cada contrato, las diferencias de facturación que se produzcan entre el precio establecido y el precio que se hubiera aplicado de acuerdo a dicho contrato, incorporándolas como un saldo en dólares en los decretos tarifarios semestrales. Dichos saldos se liquidarán en la medida que se incorporen los nuevos contratos adjudicados a un menor precio, disminuyendo así el impacto temporal en las tarifas de los clientes regulados.

    Adicionalmente, en este mismo contexto, el 2 de agosto de 2022 fue publicada la Ley N° 21.472, mediante la cual se crea un fondo de estabilización tarifaria, administrado por la Tesorería General de la República (TGR) y solventado mediante un pago adicional unitario por kilowatt hora (kWh) en el cargo por servicio público y con aportes que deberá efectuar el Ministerio de Hacienda, determinado con criterios de solidaridad y proporcionalidad de acuerdo a tramos de consumo, y se establece un mecanismo transitorio de estabilización, que tiene por objetivo impedir el alza de las cuentas eléctricas durante el año 2022 y permitir únicamente alzas graduales hasta 2032.

  - A fines del año 2019 fue publicada la Ley N° 21.194, conocida como Ley Corta de Distribución, mediante la cual se rebajó la tasa de descuento empleada para la determinación de las tarifas de distribución, se modificó el procedimiento tarifario y se congeló la componente de distribución de las tarifas finales hasta el término de su vigencia. Adicionalmente, se estableció la obligación, para las empresas distribuidoras, de constituirse como empresas de giro exclusivo a partir de enero de 2021, prorrogable fundadamente hasta enero de 2022, según la Resolución Exenta N° 176 del 29 de mayo de 2020 de la CNE cuyo texto refundido fue fijado mediante la Resolución Exenta N° 322 del 26 de agosto de 2020 de dicho organismo.

  - El 8 de agosto de 2020, fue publicada la Ley N° 21.249 dispuso beneficios excepcionales en favor de los usuarios finales de los servicios sanitarios, de electricidad y de gas de red, estableciendo la prohibición de cortar el suministro eléctrico por mora en el pago de las cuentas hasta el 31 de diciembre de 2021 y la facultad de los clientes (80% más vulnerables del Registro Social de Hogares, tercera edad, cesantes y afectados en sus ingresos, entre otros) de convenir las deudas generadas entre el 18 de marzo de 2020 y el 31 de diciembre de 2021 en hasta 48 cuotas mensuales, sin multas, ni intereses, ni gastos asociados.

  - El 11 de febrero de 2022, fue publicada en el Diario Oficial la Ley N°21.423 que establece, entre otras disposiciones, que las deudas de los usuarios cuyo consumo promedio en 2021 no supere los 250 kWh/mes, generada entre 18 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2021 serán pagadas en 48 cuotas que no podrán superar el 15% del cobro asociado al consumo promedio de 2021 y que, una vez pagadas las 48 cuotas, en caso de existir un saldo, éste se extinguirá mediante convenios celebrados por el Ministerio de Energía y las empresas distribuidoras.

- El 30 de abril de 2024, se publicó la Ley N°21.667, la cual modificó varias de las disposiciones legales precedentes para estabilizar las tarifas eléctricas. Estableciendo un fondo administrado por la TGR para estabilizar tarifas hasta 2035, reformar el Mecanismo de Protección al Cliente y definir valores de cargos para 2024-2035. Además, incluyó un subsidio transitorio para familias vulnerables de hasta US$ 120 millones anuales entre 2024 y 2026, para mitigar los aumentos en los precios de la energía.

- El 7 de junio de 2024, se publicó el Decreto N° 5T-2024 del Ministerio de Energía que fija las fórmulas tarifarias asociadas al Valor Agregado de Distribución (VAD) para clientes finales sujetos a precios regulados, por lo cual se deben aplicar los niveles tarifarios establecidos en este. Las reliquidaciones correspondientes se realizarán tras la toma de razón de la Contraloría General de la República y las instrucciones de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), de acuerdo a la Ley N° 21.667. Con fecha 9 de febrero de 2026, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles mediante Resolución Exenta N° 37613-2026, comunicó plazo, forma y condiciones en que las empresas deberán abonar o cargar el valor de las diferencias tarifarias producidas por la entrada en vigencia del decreto tarifario 2020-2024 (Decreto VAD 5T-2024), de acuerdo a lo indicado en el artículo 192° de la Ley General de Servicios Eléctricos. De acuerdo con lo instruido por la SEC, el proceso de reliquidación se realizará bajo las siguientes condiciones:

    - Saldos a cobrar a clientes (cargos): deberán dividirse en 48 cuotas mensuales, pudiendo ampliarse hasta 60 cuotas cuando la cuota mensual supere el 20% del valor promedio de las boletas del año 2025.
    - Saldos a favor de clientes (abonos): deberán devolverse en un máximo de 12 cuotas mensuales.
    - Los cargos o abonos deberán comenzar a reflejarse en las boletas emitidas a partir de abril de 2026.
    - Las empresas deberán informar a la SEC, antes del 25 de febrero de 2026, el detalle individual de los montos de deuda o abono y su respectiva cuota mensual.

- Al 31 de diciembre de 2025, el EBITDA consolidado de la Compañía General de Electricidad S.A. (CGE) fue de MM$169.101, lo que representa una disminución del 33,0% en relación con el mismo período del año anterior. La disminución se asocia principalmente a la menor base de comparación debido al reconocimiento de efectos extraordinarios en 2024 relacionados a la publicación de la Ley N°21.667 y las tarifas definitivas del VAD correspondientes al período 2020-2024. Consecuentemente, se registró una ganancia atribuible a los propietarios de la controladora de MM$12.000, evidenciando una disminución con respecto a la ganancia de MM$87.698 alcanzada al cierre del mismo período del año anterior.

- Las ventas físicas de energía a los clientes finales sometidos a fijación de precios llegaron a 11.039 GWh, con una disminución de 2,18% respecto al mismo periodo del 2024. Además, para la energía operada, que incluye los clientes de peaje, se observa una disminución de 0,67% respecto al ejercicio del año anterior, alcanzando los 16.832 GWh. Por otro lado, el índice de pérdidas de electricidad de los últimos 12 meses a diciembre de 2025 fue de 12,59%, evidenciando un aumento en comparación con el 10,98% a diciembre de 2024.

- Las inversiones consolidadas de la compañía ascendieron a MM$212.091, focalizadas en el crecimiento orgánico de distribución, renovación de equipos y mejoras en calidad de suministro para cumplimiento de la norma técnica del sector, e iniciativas orientadas al control de pérdidas de energía.

- El número de clientes al 31 de diciembre de 2025 creció un 1,93% respecto al mismo periodo del año anterior, alcanzando los 3.427.329 clientes.

2.- RESULTADOS DE EXPLOTACIÓN CONSOLIDADO

Estado de Resultados Consolidado MM$	dic.-25	dic.-24	Var. dic.-25/dic.-24	
			MM$	%
Margen de Energía	425.494	462.048	(36.554)	-7,9%
Margen de Servicios Asociados	56.175	82.121	(25.946)	-31,6%
Costos operacionales y Otros Ingresos/Egresos	(312.568)	(291.710)	(20.858)	7,2%
EBITDA	**169.101**	**252.459**	**(83.358)**	**-33,0%**
Depreciación y Amortizaciones	(91.271)	(87.026)	(4.245)	4,9%
Resultado de Explotación	**77.830**	**165.433**	**(87.603)**	**-53,0%**

EBITDA Consolidado

El EBITDA de la compañía registró una disminución de MM$83.358 con respecto al mismo periodo del año anterior, debido a los siguientes factores:

- Disminución en el margen de energía por MM$36.554, explicado principalmente por la menor base de comparación debido a los efectos en la venta y compra de energía derivados de la publicación Ley N°21.667 incorporados en el estado de resultados en el ejercicio anterior. Además, la disminución se explica por menores ingresos por Consumos No Registrados (CNR) y mayores pérdidas por energía y potencia con respecto al cierre de diciembre 2024. Dichos efectos en el margen fueron parcialmente compensados por la incorporación de las tarifas preliminares del VAD 2024-2028 en el estado de resultados.

- Disminución en el margen de servicios asociados por MM$25.946, explicado principalmente por la menor base de comparación respecto al ejercicio anterior debido al reconocimiento de ingresos relacionados a corte y reposición durante el año 2024.

- Mayor efecto negativo de costos operacionales y otros ingresos/egresos por MM$20.858, el que obedece en su mayoría a una mayor provisión de incobrables por MM$8.032 y mayores gastos de personal por MM$6.346, además de un mayor gasto en lectura, facturación y cobranzas por MM$3.790, relacionado principalmente a un mayor costo de lectura por IPC y al crecimiento de clientes.

Depreciación y Amortización del período

La depreciación y amortización del período presentó un aumento de MM$4.245, el que obedece principalmente a un mayor activo fijo en comparación al ejercicio del año anterior, lo que a su vez se compensa parcialmente por mayores castigos y retiros de propiedades, planta y equipos.

Resultado de Explotación

El resultado de explotación de CGE disminuyó en MM$87.603 respecto al cierre de diciembre de 2024, explicado en gran medida por la disminución del EBITDA en MM$83.358, sumado a la mayor depreciación y amortización descritas anteriormente.

3.- ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO

Estado de Resultados Consolidado MM$	dic.-25	dic.-24	Var. dic.-25/dic.-24	
			MM$	%
Margen de Energía	425.494	462.048	(36.554)	-7,9%
Margen de Servicios Asociados	56.175	82.121	(25.946)	-31,6%
Costos operacionales y Otros Ingresos/Egresos	(312.568)	(291.710)	(20.858)	7,2%
EBITDA	**169.101**	**252.459**	**(83.358)**	**-33,0%**
Depreciación y Amortizaciones	(91.271)	(87.026)	(4.245)	4,9%
Resultado de Explotación	**77.830**	**165.433**	**(87.603)**	**-53,0%**
Gasto Financiero Neto	(36.454)	(28.564)	(7.889)	27,6%
Diferencias de Cambio	190	3.126	(2.936)	-93,9%
Resultado por Unidades de Reajuste	(24.570)	(30.005)	5.435	-18,1%
Resultado Fuera de Explotación	**(60.834)**	**(55.443)**	**(5.391)**	9,7%
Resultado Antes de Impuestos	**16.997**	**109.991**	**(92.994)**	**-84,5%**
Impuesto a las Ganancias	140	(18.677)	18.816	-100,7%
Interés Minoritario	(5.137)	(3.616)	(1.520)	42,0%
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora	**12.000**	**87.698**	**(75.698)**	**-86,3%**

Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora

Al 31 de diciembre de 2025, se registró una ganancia atribuible a los controladores por MM$12.000, siendo inferior en comparación con la ganancia de MM$87.698 registrada en el ejercicio del año 2024. Esta diferencia se explica por el menor resultado de explotación de MM$87.603 comentado anteriormente, además de un menor resultado fuera de explotación de MM$5.391, siendo dichos efectos compensados en forma parcial por una variación positiva del resultado por impuesto a las ganancias de MM$18.816.

Resultado Fuera de Explotación

Con respecto al resultado fuera de explotación, este presentó una variación negativa de MM$5.391 con respecto al ejercicio del año anterior, el que se explica principalmente por:

- La variación negativa del gasto financiero neto por MM$7.889, que se explica principalmente por un aumento en el gasto por valoración de derivados financieros por MM$7.549 asociado a un mayor stock de deuda en moneda extranjera con cobertura. Asimismo, se registró un aumento en el gasto por préstamos bancarios por MM$5.006, también relacionado con un mayor nivel de deuda bancaria durante el ejercicio 2025. Efectos que fueron compensados parcialmente por un aumento en los ingresos por otros activos financieros por MM$4.332, correspondientes a los intereses de la parte activa de los derivados relacionados a la deuda en moneda extranjera con cobertura.

- La variación negativa por diferencias de cambio de MM$2.936, explicado principalmente por la ausencia en 2025 del efecto extraordinario positivo registrado en junio de 2024, tras la publicación de la Ley N° 21.667, respecto de los saldos asociados al mecanismo de estabilización. En dicho período se reconoció un impacto favorable por tipo de cambio en las cuentas por cobrar y pagar comerciales denominadas en dólares, lo que generó una base de comparación más alta en 2024 y, en consecuencia, una disminución interanual.

- La variación positiva del resultado por unidades de reajuste por MM$5.435, la cual obedece al efecto positivo en los pasivos financieros por MM$9.996, como producto de un menor IPC y menor exposición en deuda en UF con respecto al ejercicio del año anterior. Este efecto se compensó en forma parcial por el efecto negativo en deudores comerciales y otras cuentas por cobrar por MM$2.627, atribuible al ajuste por IPC aplicado en marzo de 2024 a las cuentas por cobrar asociadas a los saldos derivados del mecanismo de estabilización de precios correspondiente al período enero–octubre de 2020, además del impacto negativo de MM$1.029 en otros activos financieros, explicado principalmente por el menor saldo del bono serie M denominado en UF, el cual cuenta con un instrumento de cobertura en CLP.

Impuesto a las Ganancias

Al 31 de diciembre de 2025, el impuesto a las ganancias tuvo un efecto positivo de MM$18.816 en comparación al mismo período del año anterior, lo que en gran medida se relaciona al menor resultado antes de impuestos del presente año.

4.- ANÁLISIS DEL ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

Activos

Activos	dic.-25	dic.-24	Var. dic.-25/dic.-24	
			MM$	%
Activos Corrientes				
Efectivo y Equivalente al Efectivo	28.288	58.863	(30.575)	-51,9%
Deudores Comerciales y otras Cuentas por Cobrar	812.364	603.795	208.569	34,5%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	1.868	27.932	(26.065)	-93,3%
Otros activos corrientes	8.566	7.652	914	11,9%
Total Activos Corrientes	**851.086**	**698.243**	**152.843**	**21,9%**
Activos No Corrientes				
Cuentas por cobrar	681.215	879.975	(198.760)	-22,6%
Plusvalía	161.446	161.446	0	—%
Propiedades, Planta y Equipos	1.724.853	1.589.645	135.208	8,5%
Otros Activos no Corrientes	698.714	703.322	(4.608)	-0,7%
Total Activos No Corrientes	**3.266.228**	**3.334.388**	**(68.160)**	**-2,0%**
Total Activos	**4.117.314**	**4.032.631**	**84.683**	**2,1%**

Al 31 de diciembre de 2025, el total de activos presenta un aumento de MM$84.683 con respecto a diciembre de 2024, producto de las siguientes variaciones:

- El total de activos corrientes presentó una variación positiva de MM$152.843, explicada fundamentalmente por un aumento de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar por MM$208.569, relacionado en mayor medida al traspaso desde el largo plazo de los saldos relacionados al mecanismo de estabilización de precios (PEC 1), sumado al traspaso de convenios desde el largo plazo. Dicho efecto fue atenuado parcialmente por una disminución del efectivo y equivalente al efectivo por MM$30.575, cuya variación se detalla en el análisis de flujo

de efectivo del presente documento. Además, se registra una disminución de las cuentas por cobrar con relacionadas por MM$26.065, la cual se asocia en su mayoría a la disminución del saldo acreedor en el Cash Pooling con la empresa relacionada CGE Transmisión S.A.

- La disminución del total activos no corrientes por MM$68.160, como resultado principalmente de una disminución de las cuentas por cobrar de largo plazo por MM$198.760, explicado principalmente por los movimientos de los saldos derivados del mecanismo de estabilización de precios (PEC 1) al corto plazo, sumado al traslado desde el largo plazo de convenios con clientes, efecto que fue compensado parcialmente por el incremento del saldo de las cuentas por cobrar relacionadas al VAD. Este efecto fue compensado en forma parcial por el incremento en Propiedades, Planta y Equipos por MM$135.208, el cual se explica mayormente por las adiciones al activo fijo, y a su vez atenuadas por la depreciación del ejercicio.

Pasivo y Patrimonio

Pasivos	dic.-25	dic.-24	Var. dic.-25/dic.-24	
			MM$	%
Pasivos Corrientes				
Pasivos financieros	417.411	342.632	74.779	21,8%
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	633.060	516.880	116.181	22,5%
Cuentas por pagar a relacionadas	75.008	189.417	(114.409)	-60,4%
Otros pasivos no financieros	75.698	67.745	7.953	11,7%
Total Pasivos Corrientes	**1.201.177**	**1.116.674**	**84.503**	**7,6%**
Pasivos No Corrientes				
Pasivos financieros	800.219	833.705	(33.486)	-4,0%
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	328.321	16.897	311.423	1843,0%
Pasivos por impuestos diferidos	28.594	25.584	3.009	11,8%
Otros pasivos no financieros	253.046	542.608	(289.562)	-53,4%
Total Pasivos No Corrientes	**1.410.179**	**1.418.794**	**(8.615)**	**-0,6%**
Total Pasivos	**2.611.357**	**2.535.469**	**75.888**	**3,0%**
Participaciones no Controladoras	39.441	36.906	2.535	6,9%
Patrimonio de los propietarios de la Controladora	1.466.517	1.460.257	6.260	0,4%
Patrimonio	**1.505.957**	**1.497.162**	**8.795**	**0,6%**
Total Pasivos y Patrimonio	**4.117.314**	**4.032.631**	**84.683**	**2,1%**

El total pasivos y patrimonio registró una variación positiva de MM$84.683 con respecto a diciembre de 2024, explicado por:

- Aumento del total pasivos corrientes por MM$84.503, el que obedece en gran medida al incremento de las cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar por MM$116.181, asociado principalmente al traspaso desde el largo al corto plazo de los saldos relacionados al mecanismo de estabilización y mayores obligaciones con proveedores varios. Adicionalmente, se registró un aumento de los pasivos financieros de corto plazo por

MM$74.779, relacionado mayormente al incremento de deuda bancaria y el traspaso de deuda del largo al corto plazo, lo que a su vez fue atenuado por amortizaciones de bonos durante el ejercicio. Estos efectos se atenuaron en forma parcial por la reducción de las cuentas por pagar a relacionadas en MM$114.409, lo que se debe en general al traspaso del corto al largo plazo de deuda intercompañía con la matriz State Grid Chile Electricity, efecto que a su vez se compensa por el incremento del saldo deudor en el Cash Pooling con la empresa relacionada CGE Transmisión S.A.

- Por otro lado, el total de pasivos no corrientes disminuyó en MM$8.615, el cual se explica principalmente por reducción de otros pasivos no financieros por MM$289.562, relacionados en su mayoría al traspaso hacia el corto plazo de los saldos asociados al mecanismo de estabilización de precios. Lo anterior, sumado a la reducción de los pasivos financieros de largo plazo por MM$33.486, la cual se asocia al traspaso de deuda financiera del largo al corto plazo. Estos efectos se compensaron en forma parcial por el incremento de las cuentas por pagar a entidades relacionadas por MM$311.423, relacionado principalmente a la renovación contractual de la deuda intercompañia y a nuevos financiamientos de esta misma naturaleza.

- El patrimonio aumentó en MM$8.795, el que se explica por las ganancias del ejercicio de MM$12.000, compensado parcialmente por los dividendos del ejercicio de MM$3.751.

Indicadores Financieros

La evolución de los indicadores financieros más representativos de la Sociedad fue la siguiente:

Indicadores		Unidad	dic.-25	dic.-24	Var %
Liquidez	Liquidez Corriente	Veces	0,71	0,63	13,3%
	Razón Ácida	Veces	0,70	0,62	13,4%
Endeudamiento	Pasivo Total / Patrimonio Neto	Veces	1,73	1,69	2,4%
	Deuda Financiera Neto / Patrimonio Neto	Veces	0,79	0,75	5,8%
	Pasivo Total / Activo Total	Veces	0,63	0,63	0,9%
	Deuda Financiera neta/ Patrimonio Neto	Veces	0,79	0,75	5,8%
	Deuda Financiera neta / EBITDA*	Veces	7,03	4,43	58,9%
	Cobertura de Gastos Financieros Netos*	Veces	4,64	8,84	-47,5%
Composición de Pasivos	Pasivo Corto Plazo / Pasivo Total	%	46,00	44,04	4,4%
	Pasivo Largo Plazo / Pasivo Total	%	54,00	55,96	-3,5%
	Deuda Bancaria / Pasivo Total	%	20,83	14,88	39,9%
	Obligaciones con el Público / Pasivo Total	%	25,62	31,51	-18,7%
Rentabilidad	Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora 12 meses / Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	%	0,82	6,01	-86,4%
	EBITDA*/Activo Total	%	4,11	6,26	-34,4%
	EBITDA 12 meses	MM$	169.101	252.459	-33,0%

* (Últimos 12 meses)

- Se observa un aumento de los indicadores de **Liquidez Corriente** y **Razón Ácida** debido principalmente al aumento de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar de corto plazo, mencionado anteriormente.

- En términos de endeudamiento, el ratio **Deuda Financiera Neta sobre EBITDA** ve un aumento con respecto a diciembre de 2024, lo que obedece fundamentalmente a la disminución del EBITDA del período explicado

anteriormente. Con respecto a la **Cobertura de Gastos Financieros Netos,** se ve una disminución con respecto a diciembre de 2024 producto del menor EBITDA y el incremento de los gastos financieros netos durante el ejercicio.

- La **Composición de Pasivos** se observa un aumento del ratio **Deuda Bancaria/Pasivo Total** debido a nuevos financiamientos bancarios gestionados durante el ejercicio.

- Con respecto a los indicadores de rentabilidad, la **ganancia atribuible a los propietarios de la controladora de 12 meses/patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora** disminuye principalmente debido al menor resultado del ejercicio que se explica en su mayoría por el menor EBITDA mencionado anteriormente.

5.- ANÁLISIS DEL ESTADO CONSOLIDADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO

Flujo de Efectivo **MM$**	**dic.-25**	**dic.-24**	**Var. dic.-25/dic.-24** **MM$**	**%**
Flujo originado por actividades de la operación	53.352	293.141	(239.789)	-81,8%
Flujo originado por actividades de inversión	(223.420)	(262.984)	39.564	-15,0%
Flujo originado por actividades de financiamiento	139.017	5.227	133.790	-
Flujo neto total del período	**(31.050)**	**35.384**	**(66.434)**	**-187,8%**
Saldo inicial de efectivo	58.863	23.421	35.442	151,3%
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalente al efectivo	475	58	417	718,4%
Saldo final	**28.288**	**58.863**	**(30.575)**	-51,9%

Durante el período al cierre de diciembre de 2025, se registró un flujo neto negativo de MM$31.050, el que representa una disminución de MM$66.434 respecto al flujo registrado al cierre de diciembre de 2024, donde se obtuvo un flujo positivo de MM$35.384. Lo anterior es consecuencia de:

- **Disminución de MM$239.789 en el flujo originado por actividades de la operación** asociado principalmente a un mayor flujo negativo por MM$221.756, producto del efecto neto entre mayores pagos a proveedores y mayores cobros por ventas y prestación de servicios. Adicionalmente, se registraron mayores pagos a y por cuenta de empleados por MM$4.632.

- **Disminución de las salidas de efectivo relacionadas al flujo por actividades de inversión por MM$39.564,** explicado principalmente por mayores flujos relacionados a préstamos con relacionadas por MM$46.908, además de menores compras de activos intangibles por MM$4.388. Lo anterior, se compensa parcialmente por mayores compras de propiedades, planta y equipo por MM$10.777.

- **Aumento de MM$133.790 en el flujo originado por actividades de financiamiento,** la cual obedece en su mayoría a mayores flujos provenientes de préstamos con entidades relacionadas por MM$279.176, asociados en su mayoría a financiamientos con la matriz State Grid, sumado a mayores intereses recibidos por MM$10.710. Lo anterior, se compensa en forma parcial con respecto al ejercicio anterior por mayores pagos de préstamos por MM$84.018, menores flujos asociados a importes de procedentes de préstamos bancarios por MM$29.837, menores dividendos pagados por MM$22.526 y menores intereses pagados por MM$17.375.

6.- ÁREAS DE NEGOCIOS DE CGE

Compañía General de Electricidad S.A es una empresa que por sí y por medio de su subsidiaria Edelmag posee una presencia significativa en el sector electricidad, especialmente en distribución de energía eléctrica.

Distribución de Electricidad

En Chile, CGE participa en el negocio de distribución de energía eléctrica directamente y por medio de su subsidiaria Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. (Edelmag), que en conjunto abastecen a 3.427.329 clientes entre la Región de Arica y Parinacota y la Región de la Araucanía al cierre de diciembre de 2025, incluyendo parte de la Región Metropolitana, y la Región de Magallanes.

Las ventas físicas de energía a los clientes sometidos a fijación de precios en Chile alcanzaron a 11.039 GWh al cierre de diciembre de 2025, con una disminución de 2,18% respecto al ejercicio de 2024. En cuanto a la energía operada, que incluye los clientes de peaje, se observa una disminución de un 0,67% respecto al ejercicio del año anterior, alcanzando los 16.832 GWh.

Empresa	Ventas Físicas (GWh)			Ventas Físicas Regulados (GWh)			Ventas Físicas Operadas (GWh)			Nº Clientes		
	dic.-25	dic.-24	Var. %	dic.-25	dic.-24	Var. %	dic.-25	dic.-24	Var. %	dic.-25	dic.-24	Var. %
CGE	10.733	11.030	-2,7%	10.696	10.948	-2,3%	16.481	16.602	-0,7%	3.352.867	3.289.822	1,9%
EDELMAG	351	344	2,0%	343	336	2,0%	351	344	2,0%	74.462	72.472	2,7%
Total Chile	**11.084**	**11.374**	**-2,5%**	**11.039**	**11.285**	**-2,2%**	**16.832**	**16.946**	**-0,7%**	**3.427.329**	**3.362.294**	**1,9%**

El índice de pérdidas de electricidad de los últimos 12 meses a diciembre de 2025 fue de 12,59%, evidenciando un aumento en comparación con el 10,98% de diciembre de 2024.

Generación de energía eléctrica

CGE participa en la actividad de generación de electricidad en Chile en el Sistema de Magallanes, a través de Empresa Eléctrica de Magallanes S.A., la que posee una capacidad instalada en sus centrales generadoras térmicas a gas natural y petróleo diésel de 121,3 MW.

7.- ANÁLISIS DE RIESGOS DEL NEGOCIO

Riesgos Financieros

A pesar de que los negocios en que participa Compañía General de Electricidad S.A. son fundamentalmente en pesos, se ha determinado como política mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los flujos de sus deudas financieras, con el objetivo de minimizar una eventual exposición al riesgo de variación del tipo de cambio y la unidad de reajuste. A nivel corporativo se definen, coordinan y controlan las estructuras financieras de las empresas que conforman Compañía General de Electricidad S.A, en orden de prevenir y mitigar los principales riesgos financieros.

Riesgo de Tipo de Cambio y Unidades de Reajuste

En este ámbito, se ha determinado como política mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los flujos de sus pasivos financieros, con el objetivo de minimizar la exposición al riesgo de variaciones en el tipo de cambio. La denominación de la deuda financiera al 31 de diciembre de 2025 que no está cubierta con ningún instrumento de cobertura fue de un 54,94% en Unidades de Fomento, un 22,77% en pesos chilenos y un 1,82% en moneda extranjera.

En comparación al 31 de diciembre de 2024, estos valores fueron de 65,57% en Unidades de Fomento, 15,76% en pesos chilenos y 1,78% en moneda extranjera.

Con el objetivo de cubrir los riesgos asociados a la variación de la Unidad de Fomento (UF) y moneda extranjera, existen derivados de cobertura UF / CL$, US$ / CL$ y CNH$ / CL$ para la deuda financiera. Tras la aplicación de estas coberturas, el porcentaje total de la deuda financiera en CLP al 31 de diciembre de 2025 alcanza el 43,25% y de 32,65% al 31 de diciembre de 2024.

Para dimensionar el efecto de la variación de la UF en el resultado financiero, se realizó una sensibilización de esta unidad de reajuste en la deuda financiera, determinando que ante un alza de un 1% en el valor de la UF al 31 de diciembre de 2025, el resultado financiero habría disminuido en MM$6.690 y lo contrario hubiera sucedido ante una disminución de 1% en la UF. Comparativamente, al 31 de diciembre de 2024, el resultado financiero habría disminuido en MM$7.714 y lo contrario habría sucedido ante una disminución de un 1% en la UF.

Al 31 de diciembre de 2025, CGE cuenta con deuda financiera en moneda extranjera a través de su subsidiaria Edelmag, la cual se encuentra afecta al riesgo de variación de tipo de cambio. Se estima que el impacto de un alza de un 1% en la tasa de cambio del peso chileno con respecto al dólar estadounidense al cierre del periodo, habría generado un impacto negativo en el resultado financiero por MM$221 en la sociedad y un impacto positivo de la misma magnitud ante una disminución equivalente del tipo de cambio. En comparación, al 31 de diciembre de 2024, este impacto se estimaba en MM$209.

Edelmag sigue una estrategia de cobertura natural al mantener una estructura financiera donde los activos y pasivos en dólares estadounidenses están en proporciones similares. Estos activos corresponden principalmente a las cuentas por cobrar en moneda extranjera derivadas del mecanismo transitorio de estabilización de precios en los negocios de generación y distribución de energía, mientras que los pasivos incluyen tanto las cuentas por pagar en dólares asociadas a dicho mecanismo como la deuda bancaria en moneda extranjera mencionada anteriormente. Esta estrategia permite mitigar en gran parte los efectos de la volatilidad cambiaria sobre su resultado financiero. Adicionalmente, el resultado operacional de la compañía presenta cierto grado de indexación al dólar, lo que contribuye a reducir la exposición neta al riesgo cambiario.

Riesgo de tasa de interés

CGE posee una baja exposición al riesgo asociado a las fluctuaciones de las tasas de interés en el mercado, ya que, al 31 de diciembre de 2025, el 30,20% de la deuda financiera a nivel consolidado (capital vigente adeudado) se encuentra estructurada a tasa variable. En comparación, al 31 de diciembre de 2024, este porcentaje era de 17,51%.

Al efectuar un análisis de sensibilidad sobre la porción de deuda que se encuentra estructurada a tasa variable, el efecto en el resultado antes de impuestos bajo un escenario en que las tasas fueran 100 puntos base superior a las vigentes sería de MM$3.584 de mayor gasto por intereses y de MM$2.043 al cierre del ejercicio anterior.

Riesgo de Liquidez y Estructura de Pasivos Financieros

La deuda financiera de CGE a nivel consolidado, al 31 de diciembre de 2025, se ha estructurado en un 66,97% a largo plazo, mediante bonos y créditos bancarios (capital vigente adeudado), si consideramos la deuda con empresas relacionadas este porcentaje alcanza un 73,87%. En comparación, al 31 de diciembre de 2024, este porcentaje era 71,81% y 63,63%, respectivamente. Continuamente se efectúan proyecciones de flujos de caja, análisis de la situación financiera, entorno económico y análisis del mercado de deuda con el objeto de, en caso de requerirlo, contratar nuevos financiamientos o reestructurar créditos existentes a plazos que sean coherentes con la capacidad de generación de flujos de los diversos negocios en que participa CGE. Sin perjuicio de lo anterior, se cuenta con líneas bancarias de corto plazo aprobadas, que permiten reducir ostensiblemente el riesgo de liquidez a nivel de matriz o de

cualquiera de sus filiales. Además, se cuenta con un “Cash Support Agreement” firmado entre Compañía General de Electricidad S.A. y su relacionada State Grid International Development (SGID).

Riesgo de crédito deudores comerciales

En el sector de distribución de electricidad, principal negocio de CGE, el riesgo de crédito ha sido históricamente bajo, debido a la importancia del suministro eléctrico en el diario vivir y la facultad de suspensión de este, establecida en la Ley General de Servicios Eléctricos, después una cantidad acotada de días contada desde el vencimiento de una cuenta impaga. Adicionalmente, contribuye a lo anterior la radicación de la deuda en la propiedad del usuario del servicio eléctrico, contemplada en la normativa, siendo necesario el pago de ella para la reposición del suministro. Otro factor que permite reducir el riesgo de crédito es la elevada atomización de la cartera de clientes, cuyos montos adeudados individualmente no son significativos con relación al total de ingresos operacionales.

Cabe mencionar, que la rotación de cuentas por cobrar se vio afectada por los atrasos de la entrada en vigencia de los decretos semestrales que fijan los precios de nudo promedio, además del retraso de la publicación de las tarifas definitivas del Valor Agregado de Distribución correspondiente al cuadrienio 2020-2024. Lo anterior sumado al mecanismo transitorio de estabilización de precios de generación de energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas. Esta situación generó montos relevantes en las cuentas por cobrar, que son en parte compensadas por aumentos en las cuentas por pagar.

Riesgos regulatorios

Eventuales cambios regulatorios pueden generar efectos de diversa índole en los resultados de la compañía. Actualmente, las materias que están en desarrollo y que se están monitoreando constantemente son las siguientes:

- Implementación de la Ley N° 21.194, conocida como Ley Corta de Distribución, publicada el 21 de diciembre de 2019, particularmente en lo relacionado con la extensión a las empresas de los Sistemas Medianos del mecanismo de estabilización de precios de generación definido en la Ley N°21.185 y con la aplicación del mecanismo de estabilización de los niveles de precios asociados al valor agregado por concepto de costos de distribución.

- A contar del 7 de junio de 2024, fecha de publicación del Decreto N° 5T-2024 del Ministerio de Energía que fija las fórmulas tarifarias aplicables a clientes finales sujetos a fijación de precios regulados, se deben aplicar los niveles tarifarios contenidos en este. Sin perjuicio de lo anterior, de acuerdo con lo establecido en la Ley N° 21.667, las reliquidaciones que corresponda efectuar se podrán realizar con posterioridad a la toma de razón de la Contraloría General de República, lo que ocurrió el 9 de abril de 2025.

- Con fecha 9 de febrero de 2026, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles mediante Resolución Exenta N° 37613-2026, comunicó plazo, forma y condiciones en que las empresas deberán abonar o cargar el valor de las diferencias tarifarias producidas por la entrada en vigencia del decreto tarifario 2020-2024 (Decreto VAD 5T-2024), de acuerdo a lo indicado en el artículo 192° de la Ley General de Servicios Eléctricos. De acuerdo a lo instruido por la SEC, el proceso de reliquidación se realizará bajo las siguientes condiciones:

    - Saldos a cobrar a clientes (cargos): deberán dividirse en 48 cuotas mensuales, pudiendo ampliarse hasta 60 cuotas cuando la cuota mensual supere el 20% del valor promedio de las boletas del año 2025.

    - Saldos a favor de clientes (abonos): deberán devolverse en un máximo de 12 cuotas mensuales.

- Los cargos o abonos deberán comenzar a reflejarse en las boletas emitidas a partir de abril de 2026.
- Las empresas deberán informar a la SEC, antes del 25 de febrero de 2026, el detalle individual de los montos de deuda o abono y su respectiva cuota mensual.

- Proceso de tarificación de distribución correspondiente a cuadrienio 2024-2028, el cual ya se ha iniciado, habiéndose efectuado la correspondiente determinación de áreas típicas de distribución y la selección de empresas de referencia. Además, el 30 de mayo de 2023, la Comisión Nacional de Energía comunicó las Bases Técnicas Definitivas del proceso, las cuales incluyen los dictámenes del Panel de Expertos respecto de las observaciones presentadas por las empresas concesionarias de distribución y el resto de los participantes del proceso. Por otra parte, el 26 de octubre de 2023 la Comisión Nacional de Energía adjudicó la realización de los estudios a la empresa consultora INECON, Ingenieros y Economistas Consultores, cuyo contrato de servicios fue aprobado por la Contraloría General de la República el 4 de enero de 2024, estableciendo en ese día la fecha oficial de inicio de los estudios.

- El 4 de marzo de 2024, el consultor INECON entregó a la Comisión Nacional de Energía el Informe de Avance N °1 del citado estudio, respecto del cual el Comité de supervisión y las empresas distribuidoras enviaron sus observaciones el 25 de marzo de 2024. Posteriormente, el 25 de junio de 2024 el consultor entregó a la Comisión Nacional de Energía el Informe de Avance N°2, respecto del cual el Comité de supervisión y las empresas distribuidoras enviaron sus observaciones el 24 de julio de 2024. Luego, el 13 de septiembre de 2024 el consultor entregó el Informe Final, para el cual el Comité de supervisión y las empresas distribuidoras enviaron sus observaciones el 22 de octubre de 2024 y, finalmente, el 27 de diciembre de 2024 el consultor entregó el Informe Final Definitivo, el cual, luego de las observaciones entregadas por el Comité de supervisión y las empresas distribuidoras, del 16 de enero de 2025 y 21 de marzo de 2025, se encuentra en revisión por parte del consultor.

- El 10 de octubre de 2025, la Comisión Nacional de Energía publicó el Informe Técnico Preliminar asociado al Proceso de tarificación de distribución correspondiente a cuadrienio 2024-2028, respecto del cual las empresas distribuidoras enviaron sus observaciones el 24 de noviembre de 2025. A la fecha la Comisión Nacional de Energía se encuentra en revisión de las mencionadas observaciones.

- Respecto al proceso de tarificación de generación y transmisión de los Sistemas Medianos correspondiente al cuadrienio 2022-2026, el día 4 de septiembre de 2023, Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. formalizó a la Comisión Nacional de Energía de sus desacuerdos respecto del Informe Técnico Final del Estudio de Planificación y Tarificación de los sistemas medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, aprobado el 11 de agosto de 2023, mediante Resolución Exenta N° 364-2023, de la Comisión Nacional de Energía. Tras ello, mediante Oficio Ordinario N° 597-2023, del 6 de septiembre de 2023, la Comisión remitió al Panel de Expertos las materias en que no se logró acuerdo con la empresa, las que fueron resueltas por el Panel el 28 de noviembre de 2023, tras lo cual, el 12 de enero de 2024, la Comisión Nacional de Energía comunicó a Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. la Resolución Exenta N° 16-2024, mediante la cual aprobó el Informe Técnico Definitivo. Luego, el 4 de julio de 2025 fue publicado el Decreto 8T-2024 del Ministerio de Energía, que fija los respectivos precios de generación y transmisión con lo que se cierra el proceso para el cuadrienio 2022-2026.

- El día 11 de agosto de 2025 la Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. recibe la resolución Exenta N° 470 de la Comisión Nacional de Energía donde se aprueban las bases preliminares para la realización de los estudios de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Puerto Cisnes, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó, y Hornopirén, para el cuadrienio 2026-2030, con la que da inicio al Proceso de tarificación de generación y transmisión de los Sistemas Medianos.

- Proyecto de Ley sobre Portabilidad Eléctrica, ingresado en el mes de septiembre de 2020 al Congreso Nacional, cuyos objetivos principales son habilitar a todos los usuarios finales para que puedan elegir su suministrador de electricidad (comercializador) e incorporar la figura del gestor de información.

- La Ley N° 21.249, publicada el 8 de agosto de 2020, dispuso beneficios excepcionales en favor de los usuarios finales de los servicios sanitarios, de electricidad y de gas de red, estableciendo principalmente: a) la prohibición de cortar el suministro eléctrico por mora en el pago de las cuentas durante 90 días y; b) que, a solicitud de los clientes (vulnerables, tercera edad, cesantes y afectados en sus ingresos, entre otros), las deudas generadas entre el 18 de marzo de 2020 y los 90 días posteriores al 8 de agosto de 2020 se deberán prorratear en hasta 12 cuotas mensuales, sin multas, ni intereses, ni gastos asociados. El 5 de enero de 2021 fue publicada la Ley N° 21.301, que básicamente extendió en 180 días adicionales los efectos de la Ley N° 21.249. Luego, el 22 de mayo de 2021, fue publicada la Ley N° 21.340, la que: a) prorrogó nuevamente los efectos de la Ley N° 21.249, esta vez hasta el 31 de diciembre de 2021; b) amplió los beneficiarios para la postergación de las deudas desde el 60% más vulnerable al 80% y; c) amplió a 48 las cuotas para la postergación de pagos.

- Posteriormente, la Ley N° 21.423, publicada el 11 de febrero de 2022, extendió hasta el 31 de marzo de 2022 el plazo para que los clientes señalados previamente se acojan al mecanismo de prorrateo de las deudas. Sin perjuicio de lo anterior, la vigencia de la Ley N° 21.249 expiró el 31 de diciembre de 2021 y sus efectos se complementarán con los de la Ley N° 21.423, limitándose principalmente a aquellos clientes que cumplen las condiciones para optar el mecanismo de prorrateo de las deudas y no cumplan las condiciones para ser beneficiarios de esta última.

- Adicionalmente, la Ley N° 21.423, que regula el prorrateo y pago de deudas durante la pandemia y establece subsidios, disponiendo principalmente que a) las deudas de los usuarios beneficiarios de la suspensión del corte de suministro por falta de pago, de acuerdo con la Ley de Servicios Básicos, generadas durante el período comprendido entre el 18 de marzo de 2020 y el 31 de diciembre de 2021, cuyo consumo promedio del año 2021 no sea superior a 250 kWh/mes, serán pagadas en cuotas mensuales y sucesivas, determinadas dividiendo el monto total de lo adeudado por 48, no pudiendo incorporarse multas, intereses, ni gastos; b) dicha cuota no podrá exceder el 15% del cobro asociado al consumo promedio del año 2021; c) una vez pagadas las 48 cuotas, en caso de existir un saldo de la deuda, éste se extinguirá mediante convenios celebrados por el Ministerio de Obras Públicas o el Ministerio de Energía, según corresponda, con las empresas sanitarias o las empresas y cooperativas eléctricas, respectivamente, los que deberán ser aprobados por el correspondiente acto administrativo. Además, se agrega que el saldo de la deuda que se hubiere extinguido en virtud de los referidos convenios se considerará como gasto aceptado tributariamente; d) se establecerán subsidios automáticos para estos usuarios por un máximo de 48 meses, correspondientes al valor de las cuotas calculadas, los cuales deben ser descontados mensualmente por las empresas a los correspondientes usuarios. Una vez efectuados los descuentos, las empresas deben acreditar mensualmente ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) los montos descontados, a efectos de que ésta autorice el pago del monto mediante resolución exenta, la que será remitida a la Tesorería General de la República para que proceda al pago y; e) el procedimiento de pago de los subsidios y las demás normas necesarias para la implementación de dicha ley fueron determinados mediante decreto supremo exento número 130 de 17 de junio de 2022 del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial con fecha 23 de junio de 2022.

- Ley N° 21.472, publicada el 2 de agosto de 2022, mediante la cual se crea un fondo de estabilización tarifaria, administrado por la Tesorería General de la República y solventado mediante un pago adicional unitario por kilowatt hora (kWh) en el cargo por servicio público y con aportes que deberá efectuar el Ministerio de Hacienda, determinado con criterios de solidaridad y proporcionalidad de acuerdo a tramos de consumo, y se establece un mecanismo transitorio de estabilización, que tiene por objetivo impedir el alza de las cuentas eléctricas durante el año 2022 y permitir únicamente alzas graduales hasta 2032.

- Ley N° 21.667, publicada el 30 de abril de 2024, mediante la cual se modifica diversos cuerpos legales en materia de estabilización tarifaria, cuyos objetivos principales son a) definir que el Fondo de Estabilización de Tarifas tiene por objeto estabilizar las tarifas de los clientes regulados y pagar los saldos originados por las Leyes N° 21.185 y N° 21.472, que será administrado por la Tesorería General de la República (TGR) y que su vigencia y los cargos que lo financian no excederán del 31 de diciembre de 2035; b) reformular los tramos y monto del Mecanismo de Protección al Cliente (MPC); c) definir los valores del Cargo MPC para los ejercicios 2024 a 2027 y

2028 a 2035; d) establecer las reglas para descongelar gradualmente la estabilización de las tarifas del Valor Agregado de Distribución; y e) establecer un subsidio transitorio de hasta US$ 120 millones anuales, para los años 2024 a 2026, dirigido a familias de menores recursos, con el fin de paliar los aumentos en el período en que los precios de energía experimentarán las mayores alzas.

- Proyecto de Ley que perfecciona los sistemas medianos (Boletín N° 16.627-08) establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos, ingresado por el Ejecutivo a la Cámara de Diputados y Diputadas el 30 de enero de 2024.

  El citado Proyecto de Ley contiene cuatro ejes: 1) Revisión y ajuste a la definición y categorización de los sistemas medianos y aislados (se aborda transición de un tipo de sistema a otro); 2) Actualización del procedimiento de planificación que considera el desarrollo óptimo de las inversiones, seguridad de los sistemas y propender a la incorporación de energías renovables y almacenamiento; 3) Cambios en la tarificación de los Sistemas Medianos (estudio contratado por la Comisión Nacional de Energía en reemplazo de estudio empresa; ajustes en Equidad Tarifaria Residencial (ETR) en beneficio de clientes de Sistemas Medianos); 4) Introducir incentivos a generación renovable; y aumento en la participación ciudadana.

  Con fecha 29 de julio 2024, en Sesión N° 70, la Comisión de Zonas Extremas y Antártica Chilena de la Cámara de Diputados inició el estudio del proyecto de ley que "Perfecciona los sistemas medianos en la Ley General de Servicios Eléctricos", correspondiente al Boletín 16.627-08. Luego, en Sesión N° 9 del 16 de octubre de 2024, con la incorporación de indicaciones por parte de esa comisión, el Proyecto de Ley fue despachado a la Comisión de Minería y Energía.

  La iniciativa presentada por el Ejecutivo fue aprobada en la sesión N° 128 de la Comisión de Minería y Energía, y posteriormente despachada a la Comisión de Hacienda, la que en sesión del 8 de julio de 2025 la remitió a la Sala para votación. Luego, con fecha 15 de julio de 2025, la modificación a la Ley General de Servicios Eléctricos fue respaldada por la Cámara de Diputados con 106 votos favorables, siendo remitida al Senado de la República para continuar su tramitación, mediante el Oficio N° 20.658.

Riesgos ambientales

Dentro de los riesgos ambientales identificados en Compañía General de Electricidad S.A., se considera el eventual incumplimiento de obligaciones o compromisos ambientales aplicables a las obras y actividades eléctricas que requieren autorizaciones o permisos sectoriales otorgados por organismos gubernamentales o municipalidades. Este riesgo se evalúa como bajo, dado que la compañía mantiene una gestión ambiental preventiva, que contempla la verificación de requisitos legales, la revisión de permisos y la supervisión permanente en terreno, asegurando que las faenas y operaciones se desarrollen conforme a la normativa ambiental, sanitaria y eléctrica vigente, así como la detección oportuna y corrección de eventuales desviaciones durante la ejecución de los trabajos.

Asimismo, se identifican riesgos asociados al manejo y disposición de residuos no peligrosos y peligrosos, de acuerdo con las directrices establecidas en el Decreto N° 594/2000, que aprueba el Reglamento sobre Condiciones Sanitarias y Ambientales Básicas en los Lugares de Trabajo, y el Decreto N° 148/2014, que aprueba el Reglamento Sanitario sobre Manejo de Residuos Peligrosos, particularmente aquellos residuos generados a partir de hidrocarburos contaminantes, escombros, postes, cables, chatarra y vegetación proveniente de labores de poda o tala asociadas al despeje y mantenimiento de redes eléctricas. Este riesgo también se considera bajo, puesto que existe una supervisión continua y verificación periódica en terreno, junto con controles efectivos y planes y procedimientos permanentes de gestión que aseguran el cumplimiento de la normativa ambiental y sanitaria vigente, incluyendo la correcta segregación, almacenamiento temporal, transporte y control documental de los residuos generados.

En este contexto, Compañía General de Electricidad S.A. aplica planes y procedimientos de gestión de residuos orientados a asegurar el cumplimiento de la normativa ambiental y sanitaria vigente, reforzando la gestión y trazabilidad a través de los sistemas sectoriales de la Ventanilla Única del Registro de Emisiones y Transferencias de Contaminantes (RETC), y garantizando que el transporte y la disposición final de los residuos se realicen mediante

gestores autorizados y con resolución sanitaria vigente, fortaleciendo los mecanismos de control y seguimiento desde su generación hasta su disposición final.

En relación con los riesgos ambientales de la subsidiaria Empresa Eléctrica de Magallanes S.A., estos se presentan principalmente en el segmento de generación, dado que las centrales térmicas, durante su operación, podrían superar los límites ambientales asociados a ruido y emisiones gaseosas. No obstante, la compañía mantiene un adecuado monitoreo periódico de los niveles de emisión y de la calidad del aire, mediante campañas de medición de ruido y de concentración de gases, con el objeto de asegurar que estos no superen los máximos permitidos por la autoridad competente, de conformidad con la normativa vigente, entre otros, los Decretos N° 38/2012, N° 13/2011, N° 59/1998, N ° 114/2003 y N° 115/2002.

Respecto de eventuales contaminaciones asociadas a residuos peligrosos, Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. gestiona estos residuos de acuerdo con las directrices establecidas en el Decreto N° 148/2014. Dichos procesos abarcan todas las etapas, desde la generación hasta la disposición final, e incluyen acciones de manejo, rotulación, segregación, almacenamiento, transporte y eliminación final, asegurando el cumplimiento de la normativa sanitaria y ambiental vigente.

Riesgos de cambio climático

Las condiciones climáticas en la zona de concesión de Compañía General de Electricidad S.A. y de su subsidiaria Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. han variado en los últimos años, presentando aumento de temperaturas y mayores niveles de precipitaciones, lo que puede incrementar la exposición de la operación a eventos climáticos que afecten la continuidad del suministro eléctrico.

Para mitigar estos efectos, Compañía General de Electricidad S.A. ejecuta planes de mantenimiento permanentes y diferenciados según la época estacionaria (plan invierno / plan verano), los cuales consideran, entre otras medidas, el despeje preventivo de vegetación como un control operacional orientado a reducir la probabilidad de interrupciones del servicio, además de mantener coordinación constante con organismos públicos como la Corporación Nacional Forestal (CONAF), SEC, municipalidades y el Servicio Nacional de Prevención y Respuesta ante Desastres (SENAPRED). Adicionalmente, la Compañía cuenta con infraestructura diseñada y planes de operación para soportar las condiciones climáticas que puedan darse en su zona de operación.

En Compañía General de Electricidad S.A., los riesgos ambientales y climáticos se gestionan bajo la participación integrada de distintas unidades organizacionales, las cuales, a través de un enfoque preventivo, proactivo y de mejora continua, son articuladas dentro del marco de implementación y mantenimiento del Sistema Integrado de Gestión (SIG), basado en las normas internacionales ISO 14001:2015, ISO 45001:2018, ISO 9001:2015, ISO 55001:2014, ISO 50001:2018, ISO 22301:2020 e ISO 27001:2023, permitiendo una gestión sistemática y transversal de los riesgos ambientales, operacionales y climáticos.

Este sistema consolida la gestión ambiental corporativa, garantizando la identificación, evaluación y control sistemático de los riesgos e impactos ambientales a lo largo del ciclo de vida de las obras, instalaciones y activos de transmisión eléctrica, fortaleciendo así el compromiso de la compañía con la sostenibilidad y el cumplimiento ambiental.

Por su parte, las áreas técnicas de Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. han dispuesto planes de contingencia que consideran estas condiciones, con el objeto de disminuir el impacto de eventos climáticos extremos en la continuidad del servicio eléctrico, así como la ejecución de planes de mantenimiento basados en inspecciones de estructuras. No obstante lo anterior, la Sociedad cuenta con infraestructura diseñada y planes de operación para soportar las condiciones climáticas que puedan darse en su zona de operación. Respecto de eventos climáticos extremos poco frecuentes que puedan generar daños en los activos y afectar la operación normal de la Sociedad, se cuenta con mecanismos de detección temprana de incidentes, sin perjuicio de que la ocurrencia de este tipo de fenómenos resulte inevitable.

Finalmente, Compañía General de Electricidad S.A. y su subsidiaria Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. han previsto, tanto por efectos del cambio climático como por impactos de eventos inesperados que afecten la disponibilidad de sus activos fijos entre los que se encuentran edificaciones, infraestructura y equipamiento, así como los riesgos de responsabilidad civil que estos pudiesen originar, su cobertura a través de pólizas de seguro, cuyos términos y condiciones corresponden a los usuales en el mercado.

Seguros

En el contexto del desarrollo de su actividad, Compañía General de Electricidad S.A. y su subsidiaria Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. se encuentran expuestas a efectos económicos y financieros que pudieran resultar de la ocurrencia de eventos de diverso origen, tales como: natural, humano, tecnológico, entre otros. Por ello, Compañía General de Electricidad S.A.cuenta con un programa de aseguramiento corporativo el cual incluye una estrategia anual de renovación la cual se centra en lograr mejoras en las coberturas y optimizar los costos.

La Sociedad cuenta con amplias coberturas en pólizas de Responsabilidad Civil por afectación a Terceros y al Medioambiente, Daño Material de sus instalaciones, Ciberseguridad, Transporte, Seguros Vehiculares, entre otros.

