



ANÁLISIS RAZONADO

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A.

Por el período terminado el 30 de septiembre 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.
- Al 30 de septiembre de 2025, el EBITDA consolidado de la Compañía General de Electricidad S.A. (CGE) fue de MM\$117.786, lo que representa una disminución del 43,9% en relación con el mismo período del año anterior. La disminución se asocia principalmente a la menor base de comparación debido al efecto retroactivo aplicado en 2024, correspondiente al reconocimiento de tarifas definitivas del VAD para el período 2020-2024. Adicionalmente, influyeron negativamente menores ingresos en el margen de servicios asociados y mayores costos operacionales. Dichos impactos fueron parcialmente compensados por la incorporación en el estado de resultados de las tarifas preliminares del VAD 2024 – 2028. Consecuentemente, se registró una ganancia atribuible a los propietarios de la controladora de MM\$7.401, evidenciando una disminución con respecto a la ganancia de MM\$77.731 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 8.320 GWh, con una disminución de 2,99% respecto al mismo periodo del 2024. Además, para la energía operada, que incluye los clientes de peaje, se observa una disminución de 1,33% respecto al mismo periodo del año anterior, alcanzando los 12.599 GWh. Por otro lado, el índice de pérdidas de electricidad de los últimos 12 meses a septiembre de 2025 fue de 12,00%, evidenciando un aumento en comparación con el 10,84% a septiembre de 2024.
- Las inversiones consolidadas de la compañía ascendieron a MM\$140.106, 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 30 de septiembre de 2025 creció un 1,98% respecto al mismo periodo del año anterior, alcanzando los 3.409.630 clientes.



2.- RESULTADOS DE EXPLOTACIÓN CONSOLIDADO

Estado de Resultados Consolidado MM\$	sep.-25	sep.-24	Var. sep.-25/sep.-24	
			MM\$	%
Margen de Energía	316.205	382.161	(65.956)	-17,3%
Margen de Servicios Asociados	41.168	47.828	(6.660)	-13,9%
Costos operacionales y Otros Ingresos/Egresos	(239.587)	(220.217)	(19.370)	8,8%
EBITDA	117.786	209.772	(91.987)	-43,9%
Depreciación y Amortizaciones	(64.474)	(56.818)	(7.656)	13,5%
Resultado de Explotación	53.312	152.954	(99.642)	-65,1%

EBITDA Consolidado

El EBITDA de la compañía registró una disminución de MM\$91.987 con respecto al mismo periodo del año anterior, debido a los siguientes factores:

- Disminución en el margen de energía por MM\$65.956, explicado principalmente por la menor base de comparación respecto al mismo período del año anterior, debido al efecto retroactivo incorporado en 2024 relacionado a las tarifas definitivas del VAD 2020-2024. A lo anterior se suma una mayor actividad operativa en la gestión de pérdidas, asociada al incremento en las brigadas destinadas al control de éstas, junto con una menor tasa de crecimiento en el consumo de energía por parte de los clientes de baja tensión. 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\$6.660, explicado principalmente por menores ingresos por intereses moratorios por MM\$3.620, asociados a una menor tasa y menores días de morosidad. Adicionalmente, hubo mayores costos asociados a actividades de corte y reposición por MM\$2.615, por la incorporación de nuevas brigadas.
- Mayor efecto negativo de costos operacionales y otros ingresos/egresos por MM\$19.370, explicado principalmente por un mayor gasto de personal por MM\$9.333, junto con un incremento en los costos de lectura y facturación por MM\$2.700, asociado tanto a un mayor IPC como a una mayor cantidad de clientes. Adicionalmente, se registró un mayor gasto en sistemas informáticos por MM\$2.027, explicado principalmente por la renovación de contratos de dichos servicios, así como un mayor gasto en atención al cliente por MM\$1.842, vinculado a un aumento en las atenciones presenciales, solicitudes y actividades de back office. Asimismo, se observó un menor ingreso por traslado de redes de distribución por MM\$1.637, asociado a una menor actividad de traslado durante el período. Finalmente, se registró un mayor gasto en servicios generales por MM\$921, debido principalmente a cambios de contratos de aseo y limpieza, además de un mayor gasto por MM\$631, relacionado con una mayor provisión por incobrables respecto de septiembre de 2024.



Depreciación y Amortización del período

La depreciación y amortización del período presentó un aumento de MM\$7.656, el que obedece principalmente a un mayor activo fijo en comparación al mismo período del año anterior.

Resultado de Explotación

El resultado de explotación de CGE disminuyó en MM\$99.642 respecto al cierre de septiembre de 2024, explicado en gran medida por la disminución del EBITDA en MM\$91.987, sumado a la mayor depreciación y amortización descritas anteriormente.

3.- ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO

Estado de Resultados Consolidado MM\$	sep.-25	sep.-24	Var. sep.-25/sep.-24	
			MM\$	%
Margen de Energía	316.205	382.161	(65.956)	-17,3%
Margen de Servicios Asociados	41.168	47.828	(6.660)	-13,9%
Costos operacionales y Otros Ingresos/Egresos	(239.587)	(220.217)	(19.370)	8,8%
EBITDA	117.786	209.772	(91.987)	-43,9%
Depreciación y Amortizaciones	(64.474)	(56.818)	(7.656)	13,5%
Resultado de Explotación	53.312	152.954	(99.642)	-65,1%
Gasto Financiero Neto	(25.301)	(37.740)	12.439	-33,0%
Diferencias de Cambio	499	4.111	(3.612)	-87,9%
Resultado por Unidades de Reajuste	(20.960)	(19.698)	(1.263)	6,4%
Resultado Fuera de Explotación	(45.763)	(53.327)	7.564	-14,2%
Resultado Antes de Impuestos	7.549	99.627	(92.079)	-92,4%
Impuesto a las Ganancias	4.022	(18.552)	22.574	-121,7%
Interés Minoritario	(4.170)	(3.344)	(826)	24,7%
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora	7.401	77.731	(70.330)	-90,5%

Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora

Al 30 de septiembre de 2025, se registró una ganancia atribuible a los controladores por MM\$7.401, siendo inferior en comparación con la ganancia de MM\$77.731 registrada al mismo periodo del año 2024. Esta diferencia se explica principalmente por el menor resultado de explotación de MM\$99.642 comentado anteriormente, siendo compensado en forma parcial por una variación positiva del resultado por impuesto a las ganancias de MM\$22.574.

Resultado Fuera de Explotación

Con respecto al resultado fuera de explotación, este presentó una variación positiva de MM\$7.564 con respecto al mismo período del año anterior, el que se explica principalmente por:

- La variación positiva del gasto financiero neto por MM\$12.439 se explica principalmente por un aumento de otros ingresos financieros por MM\$12.058, asociado principalmente a mayores ingresos por intereses de reliquidación e intereses de convenios de largo plazo.



- Una variación negativa por diferencias de cambio de MM\$3.612, explicado principalmente por el efecto neto negativo del tipo de cambio sobre las cuentas por cobrar y pagar comerciales en dólares por MM\$5.120, relacionadas al mecanismo de estabilización de precios de energía. Lo anterior, se compensa parcialmente por un el efecto positivo del tipo de cambio sobre la deuda financiera en dólares que no tiene cobertura por MM\$973.
- La variación negativa del resultado por unidades de reajuste por MM\$1.263, se explica principalmente 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. Adicionalmente, se registró un efecto 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. A esto se suma un efecto negativo de MM\$1.022 en activos por impuestos diferidos. Estos impactos fueron parcialmente compensados por un efecto positivo de MM\$3.529, asociado al menor saldo de bonos en UF.

Impuesto a las Ganancias

Al 30 de septiembre de 2025, el impuesto a las ganancias tuvo un efecto positivo de MM\$22.574 en comparación al mismo período del año anterior, lo que fundamentalmente se relaciona al menor resultado antes de impuestos del presente año.

4.- ANÁLISIS DEL ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

Activos

Activos	sep.-25	dic.-24	Var. sep.-25/dic.-24	
			MM\$	%
Activos Corrientes				
Efectivo y Equivalente al Efectivo	52.608	58.863	(6.256)	-10,6%
Deudores Comerciales y otras Cuentas por Cobrar	820.245	603.795	216.449	35,8%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	685	27.932	(27.248)	-97,5%
Otros activos corrientes	12.231	7.652	4.579	59,8%
Total Activos Corrientes	885.768	698.243	187.525	26,9%
Activos No Corrientes				
Cuentas por cobrar	714.266	879.975	(165.709)	-18,8%
Plusvalía	161.446	161.446	0	—%
Propiedades Plantas y Equipos	1.676.026	1.589.645	86.381	5,4%
Otros Activos no Corrientes	706.855	703.322	3.533	0,5%
Total Activos No Corrientes	3.258.593	3.334.388	(75.795)	-2,3%
Total Activos	4.144.362	4.032.631	111.731	2,8%

Al 30 de septiembre de 2025, el total de activos presenta un aumento de MM\$111.731 con respecto a diciembre de 2024, producto principalmente de las siguientes variaciones:

- El total activos corrientes presentó una variación positiva de MM\$187.525, explicada fundamentalmente por un aumento de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar por MM\$216.449, 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. Adicionalmente, se observa un incremento en otros activos corrientes por MM\$4.579, asociado principalmente a mayores activos de cobertura. Estos efectos fueron atenuados parcialmente por una disminución en las cuentas por cobrar a entidades relacionadas por MM\$27.248, debido principalmente a un menor saldo por cobrar en la cuenta corriente mercantil con CGE Transmisión S.A. Asimismo, se registró una disminución del efectivo y equivalentes al efectivo por MM\$6.256, cuyo detalle se presenta en el estado de flujo de efectivo más adelante.

- La disminución del total activos no corrientes por MM\$75.795, como resultado principalmente de una disminución de cuentas por cobrar por MM\$165.709, 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 parcialmente compensado por un incremento en Propiedades, Planta y Equipos por MM\$86.381, explicado principalmente por adiciones al activo fijo, compensadas a su vez por la depreciación del período. Adicionalmente, se registró un aumento en otros activos no corrientes por MM\$3.533, asociado principalmente a un mayor saldo de activos por impuestos diferidos, efecto atenuado parcialmente por la disminución de otros activos de cobertura de largo plazo.

Pasivo y Patrimonio

Pasivos	sep.-25	dic.-24	Var. sep.-25/dic.-24	
			MM\$	%
Pasivos Corrientes				
Pasivos financieros	357.079	342.632	14.447	4,2%
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	673.579	516.880	156.700	30,3%
Cuentas por pagar a relacionadas	38.752	189.417	(150.665)	-79,5%
Otros pasivos no financieros	70.304	67.745	2.559	3,8%
Total Pasivos Corrientes	1.139.715	1.116.674	23.041	2,1%
Pasivos No Corrientes				
Pasivos financieros	857.787	833.705	24.082	2,9%
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	298.795	16.897	281.897	1668,3%
Pasivos por impuestos diferidos	26.777	25.584	1.193	4,7%
Otros pasivos no financieros	316.023	542.608	(226.584)	-41,8%
Total Pasivos No Corrientes	1.499.382	1.418.794	80.588	5,7%
Total Pasivos	2.639.097	2.535.469	103.629	4,1%
Participaciones no Controladoras	39.462	36.906	2.557	6,9%
Patrimonio de los propietarios de la Controladora	1.465.802	1.460.257	5.545	0,4%
Patrimonio	1.505.264	1.497.162	8.102	0,5%
Total Pasivos y Patrimonio	4.144.362	4.032.631	111.731	2,8%

El total pasivos y patrimonio registró una variación positiva de MM\$111.731 con respecto a diciembre de 2024, explicado principalmente por:



- Aumento del total pasivos corrientes por MM\$23.041, explicado principalmente por el aumento de MM\$156.700 de cuentas comerciales y otras cuentas por pagar, asociado 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 MM\$14.477 en pasivos financieros, producto del traspaso de deuda bancaria desde el largo al corto plazo, efecto que fue parcialmente compensado por la amortización de bonos durante el período. A esto se suma un incremento de MM\$2.559 en otros pasivos no financieros. Estos efectos fueron contrarrestados por una disminución de MM\$150.665 en cuentas por pagar a entidades relacionadas, explicada principalmente por el traspaso del préstamo entre empresas relacionadas desde el corto al largo plazo, como consecuencia de su renovación contractual, además de menores dividendos por pagar a la matriz, efecto que fue atenuado por un mayor saldo deudor de la misma magnitud en la cuenta corriente mercantil con la empresa CGE Transmisión S.A.
- Por otro lado, el total pasivos no corrientes aumentó en MM\$80.588, explicado por un mayor saldo en cuentas por pagar a entidades relacionadas por MM\$281.897, asociado principalmente a la renovación contractual del préstamo entre empresas relacionadas, junto con nuevos financiamientos de la misma naturaleza. Adicionalmente, se registró un incremento de MM\$24.082 en pasivos financieros, explicado por una mayor deuda bancaria de largo plazo, efecto parcialmente atenuado por el traspaso de bonos desde el largo al corto plazo y las amortizaciones efectuadas durante el período. Por último, se observó un aumento de MM\$1.193 en pasivos por impuestos diferidos. Estos efectos fueron parcialmente compensados por una disminución de MM\$226.584 en otros pasivos no financieros, relacionados en su mayoría al traspaso hacia el corto plazo de los saldos asociados al mecanismo de estabilización de precios.
- El patrimonio aumentó en MM\$8.102, el que se explica principalmente por el resultado integral del periodo.

Indicadores Financieros

La evolución de los indicadores financieros más representativos de la Sociedad fue la siguiente:

Indicadores		Unidad	sep.-25	dic.-24	Var %
Liquidez	Liquidez Corriente	Veces	0,78	0,63	24,3%
	Razón Ácida	Veces	0,77	0,62	24,4%
Endeudamiento	Pasivo Total / Patrimonio Neto	Veces	1,75	1,69	3,5%
	Deuda Financiera Neto / Patrimonio Neto	Veces	0,77	0,75	3,4%
	Pasivo Total / Activo Total	Veces	0,64	0,63	1,3%
	Deuda Financiera neta/ Patrimonio Neto	Veces	0,77	0,75	3,4%
	Deuda Financiera neta / EBITDA*	Veces	7,24	4,43	63,6%
	Cobertura de Gastos Financieros Netos*	Veces	9,95	8,84	12,6%
Composición de Pasivos	Pasivo Corto Plazo / Pasivo Total	%	43,19	44,04	-1,9%
	Pasivo Largo Plazo / Pasivo Total	%	56,81	55,96	1,5%
	Deuda Bancaria / Pasivo Total	%	20,38	14,88	36,9%
	Obligaciones con el Público / Pasivo Total	%	25,61	31,51	-18,7%
Rentabilidad	Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora 12 meses / Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	%	1,18	6,01	-80,3%
	EBITDA*/Activo Total	%	3,87	6,26	-38,1%
	EBITDA 12 meses	MM\$	160.472	252.459	-36,4%

* (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 empeoramiento 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 mejora con respecto a diciembre de 2024 producto de un menor gasto financiero neto (12 meses).
- La **Composición de Pasivos** se observa un aumento del ratio **Deuda Bancaria/Pasivo Total** debido a nuevos financiamientos bancarios gestionados durante el período.
- 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 debido al menor resultado del período que se explica principalmente por el EBITDA mencionado anteriormente.

5.- ANÁLISIS DEL ESTADO CONSOLIDADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO

Flujo de Efectivo MM\$	sep.-25	sep.-24	Var. sep.-25/sep.-24	
			MM\$	%
Flujo originado por actividades de la operación	43.241	225.442	(182.201)	-80,8%
Flujo originado por actividades de inversión	(138.252)	(224.907)	86.655	-38,5%
Flujo originado por actividades de financiamiento	88.183	38.214	49.970	130,8%
Flujo neto total del período	(6.828)	38.748	(45.576)	-117,6%
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	572	34	539	-
Saldo final	52.608	62.203	(9.595)	-15,4%

Durante el período al cierre de septiembre de 2025, se registró un flujo neto negativo de MM\$6.828, el que representa una disminución de MM\$45.576 respecto al flujo registrado al cierre de septiembre de 2024, donde se obtuvo un flujo positivo de MM\$38.748. Lo anterior es consecuencia de:

- **Disminución de MM\$182.201 en el flujo originado por actividades de la operación** asociado principalmente a mayores pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios por MM\$612.682, sumado a mayores pagos a y por cuenta de empleados por MM\$6.111. Efectos que fueron compensados por mayores cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios por MM\$443.977.
- **Disminución de MM\$86.655 en el flujo asociado a actividades de inversión** explicado principalmente por menores prestamos a entidades relacionadas por MM\$63.872, sumado mayores cobros a entidades relacionadas por MM\$27.101. Efectos que fueron compensados parcialmente por mayores compras de propiedades, plantas y equipos por MM\$4.625.
- **Aumento de MM\$49.970 en el flujo asociado a actividades de financiamiento** se explica principalmente por un mayor flujo neto procedente de préstamos con entidades relacionadas por MM\$199.168, asociado a nuevos financiamientos de esta naturaleza y a mayores entradas de fondos a través de la cuenta corriente mercantil con CGE Transmisión S.A. Estos efectos fueron compensados parcialmente por un menor flujo neto proveniente de



préstamos por MM\$120.265, debido principalmente a mayores pagos de financiamientos y a una menor necesidad de endeudamiento bancaria durante el período. Adicionalmente, se registraron mayores dividendos pagados por MM\$22.403 y mayores intereses pagados por MM\$12.141.

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 3.409.630 clientes entre la Región de Arica y Parinacota y la Región de la Araucanía al cierre de septiembre 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 8.320 GWh al cierre de septiembre de 2025, con una disminución de 2,99% respecto al mismo periodo de 2024. En cuanto a la energía operada, que incluye los clientes de peaje, se observa una disminución de un 1,33% respecto al mismo periodo del año anterior, alcanzando a 12.599 GWh.

Empresa	Ventas Físicas (GWh)			Ventas Físicas Regulados (GWh)			Ventas Físicas Operada (GWh)			Nº Clientes		
	sep.-25	sep.-24	Var. %	sep.-25	sep.-24	Var. %	sep.-25	sep.-24	Var. %	sep.-25	sep.-24	Var. %
CGE	8.088	8.381	-3,5%	8.059	8.322	-3,2%	12.332	12.509	-1,4%	3.335.867	3.271.435	2,0%
EDELMAG	267	259	2,8%	261	254	2,7%	267	259	2,8%	73.763	72.073	2,3%
Total Chile	8.354	8.641	-3,3%	8.320	8.576	-3,0%	12.599	12.768	-1,3%	3.409.630	3.343.508	2,0%

El índice de pérdidas de electricidad de los últimos 12 meses a septiembre de 2025 fue de 12,00%, evidenciando un aumento en comparación con el 10,84% de septiembre 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 121,2 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 30 de septiembre de 2025 que no está cubierta con ningún instrumento de cobertura fue de un 54,54% en Unidades de Fomento, un 22,34% en pesos chilenos y un 1,75% 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 30 de septiembre de 2025 alcanza el 43,71% 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 30 de septiembre de 2025, el resultado financiero habría disminuido en MM\$6.626 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 30 de septiembre 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\$212 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 30 de septiembre de 2025, el 30,61% de la deuda financiera a nivel consolidado (capital vigente adeudado) se encuentra estructurada a tasa variable. En comparación, al 30 de septiembre de 2024, este porcentaje era de 17,50%.

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\$2.779 de mayor gasto por intereses y de MM\$1.520 en el mismo periodo del año anterior.

Riesgo de Liquidez y Estructura de Pasivos Financieros

La deuda financiera de CGE a nivel consolidado, al 30 de septiembre de 2025, se ha estructurado en un 71,20% a largo plazo, mediante bonos y créditos bancarios (capital vigente adeudado), si consideramos la deuda con empresas relacionadas este porcentaje alcanza un 76,66%. 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 cuatrienio 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 empresa. 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. A esta fecha, se encuentran pendientes las instrucciones de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), que deberán iniciar dicho proceso de reliquidación.
- Proceso de tarificación de distribución correspondiente a cuatrienio 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.
- Proceso de tarificación de generación y transmisión de los Sistemas Medianos correspondiente al cuatrienio 2022-2026, actualmente en curso. El 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, 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.
- 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 confundirán 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 periodo 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 periodos 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 5) 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 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 incumplimiento de obligaciones o compromisos ambientales aplicables a las obras y actividades eléctricas que requieren autorizaciones o permisos sectoriales otorgados por la organismos gubernamentales o municipalidades. Este riesgo es bajo, dado que la compañía mantiene una gestión ambiental preventiva, con verificación de requisitos legales, revisión de permisos y supervisión en terreno, asegurando que las faenas y operaciones se desarrollen conforme a la normativa ambiental, sanitaria y eléctrica vigente.

Asimismo, se identifican riesgos asociados al manejo y disposición de residuos, tales como postes, escombros, cables, chatarra y restos de poda o tala, estos últimos vinculados a las labores de despeje y mantenimiento de redes eléctricas. Este riesgo se evalúa como bajo, puesto que existe una supervisión continua y verificación periódica en terreno, acompañado de controles efectivos y permanentes planes y procedimientos de gestión que aseguran el cumplimiento de la normativa ambiental y sanitaria vigente.

En este contexto, Compañía General de Electricidad S.A. aplica planes y procedimientos de gestión de residuos que aseguran el cumplimiento de la normativa ambiental y sanitaria vigente, reforzando la gestión y trazabilidad a través de los sistemas sectoriales de Ventanilla Única del Registro de Emisiones y Transferencias de Contaminantes (RETC), y garantizando que su transporte y disposición final se realicen mediante gestores autorizados con resolución sanitaria vigente.

En cuanto a los riesgos medioambientales de la subsidiaria Empresa Eléctrica de Magallanes S.A., estos se presentan principalmente en el segmento generación, debido a que las centrales térmicas generadoras durante su operación podrían superar los límites ambientales, referidos a ruido y emisiones gaseosas. Sin embargo, se mantiene un adecuado monitoreo anual de los niveles de emisión, en el primer caso, y de calidad de aire en el segundo, por medio de campañas de medición de ruido, así como de concentración de gases, con el objeto de que estos no superen los máximos permitidos por la autoridad, según se expresa en el Decretos N° 38/2012, Establece Norma de Emisión de Ruidos Generado por Fuentes que Indica, Decreto N° 13/2011, Establece Norma de Emisión para Centrales Termoeléctrica, respectivamente, Decreto N° 59/1998, Establece Norma de Calidad Primaria para Material Particulado Respirable MP10, en especial de los Valores que Definen Situaciones de Emergencia”, Decreto N°114/2003, Establece Norma Primaria de Calidad de Aire para Dióxido de Nitrógeno (NO2) y Decreto N° 115/2002, Establece Norma Primaria de Calidad de Aire para Monóxido de Carbono (CO).



Respecto de posibles contaminaciones con residuos peligrosos, Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. efectúa la gestión de estos, de acuerdo con las directrices establecidas en el Decreto N° 148/2014, Aprueba Reglamento Sanitario sobre Manejo de Residuos Peligrosos. Los procesos incluyen acciones desde el origen hasta la eliminación de los residuos y consideran actividades para un adecuado manejo, rotulación, segregación, almacenamiento, transporte y disposición final.

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.

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), despeje preventivo de vegetación, además de mantener coordinación constante con organismos públicos como CONAF, SEC, municipalidades y 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 riesgos 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 ISO 14001:2015, ISO 45001:2018, ISO 9001:2015 e ISO 55001:2014.

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 de planes de contingencia que recogen estas condiciones, de manera de disminuir el impacto de condiciones extremas 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 afectación de la operación normal de los negocios de la sociedad, con el objeto de mitigar los efectos negativos que éstos pudiesen ocasionar en los negocios y resultados de la Compañía, se cuenta con mecanismos de detección temprana de incidentes, sin perjuicio de no poder desconocerse que la ocurrencia de este tipo de fenómenos es inevitable.

Tanto Compañía General de Electricidad S.A. como 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 ellos 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 nuestra actividad, nos encontramos expuestos 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, CGE 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.