



ANÁLISIS RAZONADO COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Por el período terminado el 30 de junio de 2022

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 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 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 Comisión Nacional de Energía cuyo texto refundido fue fijado mediante la Resolución Exenta N° 322 del 26 de agosto de 2020 de dicho organismo.
 - Con fecha 13 de noviembre de 2020, el accionista controlador de Compañía General de Electricidad S.A., Naturgy Inversiones Internacionales, S.A. Agencia en Chile (NII Agencia en Chile), suscribió con State Grid International Development Limited un contrato en el cual se comprometió vender la totalidad de su participación accionaria en CGE, que representaban aproximadamente el 96,04% de sus acciones suscritas y pagadas. El precio de dicha adquisición fue de MM€2.570 y estuvo sujeto a determinados ajustes regulados en el Contrato. Sujeto al cumplimiento de las condiciones suspensivas establecidas en el mismo Contrato, entre las cuales estuvo la venta a NII Agencia en Chile o a una sociedad relacionada de la participación accionaria que CGE poseía en su filial CGE Argentina S.A. y las autorizaciones de la operación por parte de las autoridades competentes de China y las de libre competencia en Chile, el comprador se obligó a formular una oferta pública de adquisición de acciones (OPA) dirigida a todos los accionistas de CGE, para la adquisición del 100% de las acciones emitidas por la sociedad.
 - Con fecha 13 de noviembre de 2020, COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. (CGE) informó mediante Hecho Esencial que en Sesión de Directorio de esa misma fecha, se tomó conocimiento de que el controlador de la



sociedad CGE a esa fecha, esto es, Naturgy Inversiones Internacionales S.A., Agencia en Chile, suscribió un contrato con la multinacional State Grid International Development Limited (SGID) en el cual comprometió vender a esta última la totalidad de sus acciones en la sociedad que representaban aproximadamente el 96,04% de las acciones suscritas y pagadas. En caso de cumplirse ciertas condiciones suspensivas estipuladas en el contrato mencionado anteriormente, SGID se obligó a formular una oferta pública de adquisición de acciones (OPA) dirigida a todos los accionistas de CGE.

- Con fecha 30 de diciembre de 2020, CGE y su matriz NII Agencia en Chile, celebraron una compraventa de acciones, por la cual CGE vendió a NII Agencia en Chile el total de sus participaciones accionarias en las sociedades CGE Argentina S.A., Agua Negra S.A. y Gascart S.A.
- Con fecha 22 de junio de 2021 State Grid Chile Electricity SpA (SGCE) publicó en los diarios electrónicos El Líbero y La Nación un aviso de inicio de la OPA por un total de 2.019.896.893 acciones de Compañía General de Electricidad S.A., que representaban el 100% de sus acciones emitidas, suscritas y pagadas. La Oferta tenía un plazo de duración de 30 días corridos, comenzando el día 23 de junio de 2021, por lo que venció el día 22 de julio de 2021. El monto total de la Oferta ascendía a €2.708.625.157 en caso de concretarse la adquisición del total de las Acciones.
- Posteriormente, el 25 de julio de 2021, SGCE publicó en los diarios La Nación y El Líbero un aviso declarando exitosa la OPA e informando, entre otras materias, que conforme a lo dispuesto en el Artículo 212 de la Ley 18.045, Ley de Mercado de Valores y en la Norma de Carácter General N°104 de la Comisión para el Mercado Financiero, SGCE adquirió 1.962.230.546 acciones de CGE, que representaban un 97,145% del capital accionario emitido, suscrito y pagado de CGE a esa fecha.
- Contingencia COVID-19:

El 11 de marzo de 2020, la Organización Mundial de la Salud declaró como pandemia mundial al nuevo Coronavirus (COVID-19), lo que llevó a la toma de acciones por parte del Gobierno de Chile para controlar su propagación. A tales efectos, el Presidente de la República decretó Estado de Excepción Constitucional de Catástrofe en todo el territorio nacional a partir del 18 de marzo de 2020.

Atendido lo anterior, CGE y sus filiales activaron un Comité de Crisis, liderado por su Gerente General, implementando una serie de medidas ampliamente difundidas para enfrentar los efectos del brote del COVID-19, teniendo en cuenta la salud y seguridad de sus trabajadores, clientes y proveedores.

Por otra parte, la Ley N° 21.249, publicada el 8 de agosto de 2020, y sus modificaciones dispusieron 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.

Asimismo, 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.



- Con fecha 27 de enero de 2021, los tenedores de bonos de las Series I y J, emitidos con cargo a la Línea de Bonos inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero bajo el N°542 y los tenedores de bonos de la Serie K, emitidos con cargo a la Línea de Bonos inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero (CMF) bajo el N°541, acordaron en las Juntas de Tenedores de Bonos celebradas al efecto, renunciar a la solidaridad a la que se encontraba obligada la sociedad CGE Gas Natural S.A., de conformidad con los Contratos de Emisión de Bonos. En razón de lo expresado, Compañía General de Electricidad S.A. quedó como única obligada al pago de los referidos bonos. Copulativamente con la renuncia a la solidaridad se acordó modificar la cláusula Octava de los contratos de emisión de dichas series, sobre “Obligaciones, Limitaciones y Prohibiciones”, número Nueve, sobre “Razón de Endeudamiento Financiero”, del Contrato de Emisión, disminuyendo dicha Razón desde 1,5 veces a 1,25 veces. Dicha modificación quedó inscrita en la CMF con fecha 1 de abril para la línea N°542 y con fecha 5 de abril para la línea N°541.
- Con fecha 24 de septiembre de 2021, se aprobó, mediante una Junta Extraordinaria de Accionistas, la división de Compañía General de Electricidad S.A. en dos sociedades, una que es la continuadora y que mantiene su nombre, conservando el giro único de distribución de energía eléctrica, y otra sociedad que se denomina CGE Transmisión S.A., la que desarrolla el negocio de la transmisión de electricidad entre otras actividades con efecto a contar de 1 de octubre de 2021. Debido a lo anterior, se disminuyó el capital social de Compañía General de Electricidad S.A., asignando una proporción de su patrimonio a la nueva sociedad, constituida con motivo de la división. Los efectos contables de dicha división también son a partir del 1 de octubre de 2021.
- Con fecha 21 de diciembre de 2021, los tenedores de bonos de las Series I y J, emitidos con cargo a la Línea de Bonos inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero bajo el N°542 y los tenedores de bonos de la Serie K, emitidos con cargo a la Línea de Bonos inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero (CMF) bajo el N°541, acordaron en las Juntas de Tenedores de Bonos celebradas al efecto, aprobar las modificaciones a las referidas líneas de bonos, sustituyendo íntegramente el numeral Dos de la Cláusula Octava de los mismos “Obligaciones, Limitaciones y Prohibiciones”, en lo que respecta a la mantención de adecuados sistemas de contabilidad y auditoría, basados en las normas IFRS (Sistema de Contabilidad y Auditoría). Así, se acordó la eliminación de la obligación de CGE de aplicar la política contable de revalorización periódica de las propiedades, plantas y equipos de los Estados Financieros de CGE para aquellos bienes que posea y mantenga en los sectores de distribución y/o transmisión de energía eléctrica en Chile.
- Al 30 de junio de 2022, el EBITDA consolidado de CGE fue de MM\$30.533, lo que representa una disminución del 61,8% en relación al mismo período del año anterior, mientras que se registró una pérdida de MM\$7.884, que se compara negativamente con la utilidad de MM\$10.988 alcanzada al mismo periodo del ejercicio 2021.
- Las ventas físicas de energía a los clientes finales sometidos a fijación de precios llegaron a 5.503 GWh, con un incremento de 6,4% respecto al mismo periodo del 2021. Por otro lado, para la energía operada, que incluye los clientes de peaje, se observa un aumento de un 5,9% respecto al mismo periodo del año anterior, alcanzando a 8.326 GWh. Por otro lado, el índice de pérdidas de electricidad de los últimos 12 meses a junio de 2022 fue de 10,05% con una leve mejora comparado con el 10,06% a junio de 2021, este índice se ha visto afectado principalmente por la pandemia.
- Las inversiones consolidadas de la Compañía ascendieron a MM\$80.379, focalizadas en el crecimiento orgánico en distribución, renovación de equipos, mejoras en calidad de suministro y control de pérdidas de energía.
- El número de clientes al 30 de junio de 2022 creció un 2,3% respecto al mismo periodo del ejercicio anterior, alcanzando los 3.174.015 clientes.



- Durante los meses de enero y febrero de 2022, Fitch Ratings y Feller Rate, respectivamente, incrementaron la clasificación de riesgo de solvencia de CGE, pasando desde A+ a AA- en el caso de Fitch y desde AA- a AA en el caso de Feller, ambas con perspectiva estable.

2.- RESULTADOS DE EXPLOTACIÓN POR SECTOR

Resultado de Explotación (MM\$)	Sector Electricidad Chile		Sector Servicios		Ajustes Consolidación		Total	
	jun.-22	jun.-21	jun.-22	jun.-21	jun.-22	jun.-21	jun.-22	jun.-21
Ingresos de Operación ⁽¹⁾	929.595	737.508	-	5.228	(552)	(610)	929.043	742.127
Costos de Operación ⁽²⁾	(899.062)	(657.589)	-	(5.165)	552	610	(898.510)	(662.144)
EBITDA ⁽³⁾	30.533	79.919	-	63	-	-	30.533	79.982
Variación	(49.387)		(63)		-		(49.449)	
Depreciación y Amortizaciones	(30.289)	(40.881)	-	(128)	-	-	(30.289)	(41.009)
Resultado de Explotación ⁽⁴⁾	244	39.038	-	(66)	-	-	244	38.973
Variación	(38.794)		66		-		(38.729)	

⁽¹⁾ Ingresos de Operación = Ingresos de actividades ordinarias + Otros ingresos, por función

⁽²⁾ Costos de Operación = Costo de ventas + Gasto de administración + 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 + Otros gastos, por función + Otras ganancias (pérdidas), descontando la Depreciación y Amortización

⁽³⁾ EBITDA = Ingresos de Operación (1) + Costos de Operación (2)

⁽⁴⁾ Resultado de Explotación = (3) + Depreciación y Amortización

El EBITDA del Sector Electricidad registró una disminución de MM\$49.387 con respecto al mismo periodo del año anterior, debido principalmente a los siguientes factores:

- Aumento de los Ingresos de Operación por MM\$192.087, explicados por mayores ingresos de venta de actividades ordinarias por MM\$193.264, asociado a una mayor venta de energía y efecto de indexación, compensado parcialmente por menores ingresos de transmisión producto de la división societaria.
- Por otra parte, los Costos de Operación aumentaron en MM\$241.474, explicado mayoritariamente por un aumento de la compra de energía por MM\$249.164 principalmente por mayor venta de energía y efecto de la indexación.

El Resultado de Explotación del Sector Electricidad registró una disminución de MM\$38.794, debido principalmente al menor EBITDA ya comentado, compensado parcialmente por una menor Depreciación y Amortizaciones por MM\$10.592.

El EBITDA del Sector Servicios registró una disminución de MM\$63, lo que se explica por el Ebitda de MM\$63 en Tusan el primer semestre de 2021 y luego a partir de la división societaria de CGE, dicha subsidiaria fue asignada a CGE Transmisión.

El Resultado de Explotación del Sector Servicios aumentó en MM\$66 respecto al mismo periodo del año anterior, explicado por el resultado negativo de Tusan a junio de 2021.



3.- ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO

Estado de Resultados Consolidado MM\$	jun.-22	jun.-21	Var. jun-22/jun-21	
			MM\$	%
Ingresos de Operación ⁽¹⁾	929.043	742.127	186.917	25,2%
Costos de Operación ⁽²⁾	(898.510)	(662.144)	(236.366)	35,7%
EBITDA ⁽³⁾	30.533	79.982	(49.449)	-61,8%
Depreciación y Amortizaciones	(30.289)	(41.009)	10.721	-26,1%
Resultado de Explotación ⁽⁴⁾	244	38.973	(38.729)	-99,4%
Gasto Financiero Neto ⁽⁵⁾	(16.336)	(24.155)	7.820	-32,4%
Diferencias de Cambio	(153)	102	(255)	-
Resultado por Unidades de Reajuste	(20.248)	(6.373)	(13.875)	-
Resultado Fuera de Explotación ⁽⁶⁾	(36.737)	(30.426)	(6.311)	20,7%
Resultado Antes de Impuestos	(36.493)	8.546	(45.039)	-
Impuesto a las Ganancias	30.054	4.014	26.040	-
Ganancia de Operaciones discontinuadas	-	-	-	-
Interés Minoritario	(1.446)	(1.573)	127	-8,1%
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora	(7.884)	10.988	(18.872)	-

⁽¹⁾ Ingresos de Operación = Ingresos de actividades ordinarias + Otros ingresos, por función

⁽²⁾ Costos de Operación = Costo de ventas + Gasto de administración + 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 + Otros gastos, por función+ Otras ganancias (pérdidas), descontando la Depreciación y Amortización

⁽³⁾ EBITDA = Ingresos de Operación (1) + Costos de Operación (2). Los Costos de Operación incluyen la provisión de incobrables.

⁽⁴⁾ Resultado de Explotación = (3) + Depreciación y Amortización

⁽⁵⁾ Gasto Financiero Neto = Ingresos Financieros - Costos Financieros

⁽⁶⁾ Resultado Fuera de Explotación = Gasto Financiero Neto (5) + Resultado Inversión Asociadas + Diferencias de cambio + Resultado por Unidades de Reajuste

GANANCIA ATRIBUIBLE A LOS PROPIETARIOS DE LA CONTROLADORA

Al 30 de junio de 2022, se registró una pérdida atribuible a los controladores por MM\$7.884 en comparación con la ganancia de MM\$10.988 registrada al mismo periodo del 2021. Esta diferencia se explica principalmente por un menor Ebitda antes comentado y por un menor Resultado por Unidad de Reajuste por MM\$13.875. Lo anterior fue parcialmente compensado por una mayor depreciación y amortizaciones por MM\$10.721, un menor Gasto Financiero Neto por MM\$7.820 y por un efecto positivo en la línea de Impuesto a la Ganancias por MM\$26.040 en relación al mismo periodo del año anterior.

EBITDA

A nivel consolidado, el EBITDA de CGE disminuyó en MM\$49.449, explicado principalmente por la disminución del EBITDA del sector eléctrico



Depreciación y Amortización del período

La Depreciación y Amortización del período presentó una disminución de MM\$10.721 respecto al mismo periodo del año anterior, asociado a la disminución del activo fijo de la Compañía producto de la división societaria.

Resultado de Explotación

El Resultado de Explotación de CGE disminuyó en MM\$38.729 respecto a junio de 2021, explicado por el menor EBITDA y compensado parcialmente por una menor Depreciación y Amortización, mencionados anteriormente.

Resultado Fuera de la Explotación

Con respecto al Resultado Fuera de Explotación, la disminución de este en MM\$6.311 se explica principalmente por:

- Disminución en el Gasto Financiero Neto por MM\$7.820, lo que se explica principalmente por mayores ingresos financieros por MM\$5.395 asociados a una mayor tasa de colocación de los excedentes de caja y en menor medida a una disminución de los costos financieros por MM\$2.424, debido al traspaso de deuda a CGE Transmisión S.A.
- La variación negativa de la partida Unidad de Reajustes en MM\$13.875 se explica por el impacto del incremento de la UF en los bonos sin cobertura. La variación de la UF el primer semestre de 2022 fue de 6,8%, cifra mayor a la variación de 2,2% para el mismo periodo del año 2021.

Impuesto a las Ganancias

Al 30 de junio de 2022, el impuesto a las ganancias tuvo un efecto positivo en relación al mismo periodo del año anterior de MM\$26.040, producto principalmente de la pérdida en Resultado antes de impuestos sumado al efecto de inflacionario el cual genera un menor impuesto.



4.- ANÁLISIS DEL ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

Activos

Activos	jun.-22	dic.-21	Var. jun-22/dic-21	
			MM\$	%
Activos				
Activos Corrientes				
Efectivo y Equivalente al Efectivo	100.348	223.144	(122.795)	-55,0%
Deudores Comerciales y otras Cuentas por Cobrar	398.579	379.440	19.138	5,0%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	8.689	12.224	(3.534)	-28,9%
Otros activos corrientes	9.887	16.009	(6.122)	-38,2%
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para distribuir a los propietarios.	0	57	(57)	-
Activos Corrientes	517.503	630.873	(113.370)	-18,0%
Activos No Corrientes				
Cuentas por cobrar	618.072	437.987	180.085	41,1%
Plusvalía	161.446	161.446	0	0,0%
Propiedades Plantas y Equipos	1.212.438	1.158.550	53.888	4,7%
Otros Activos no Corrientes	765.474	705.723	59.751	8,5%
Activos No Corrientes	2.757.431	2.463.707	293.724	11,9%
Total Activos	3.274.934	3.094.580	180.354	5,8%

Al 30 de junio de 2022, el Total Activos presenta un aumento de MM\$180.354 con respecto a diciembre de 2021, producto principalmente de las siguientes variaciones:

- El Activo Corriente presentó una variación negativa de MM\$113.370, asociado principalmente por una disminución en el Efectivo y equivalente al efectivo por MM\$122.795 explicado principalmente por el uso de caja para financiar planes de inversión y una disminución de Otros activos corrientes por MM\$6.122, asociado a otros activos no financieros. Lo anterior fue parcialmente compensado por un aumento de los deudores comerciales por MM\$19.138.
- El aumento de los Activos no Corrientes por MM\$293.724 es resultado principalmente de un aumento de las Cuentas por cobrar por MM\$180.085, asociado al mecanismo de estabilización de precios, mayores Otros Activos no Corrientes por MM\$59.751 asociados a los derivados de cobertura de los bonos y a otros activos por impuestos diferidos y a un aumento en Propiedades, Plantas y Equipos por MM\$53.888, explicado principalmente por adiciones al activo fijo.



Pasivo y Patrimonio

Pasivos	jun.-22	dic.-21	Var. jun-22/dic-21	
			MM\$	%
Pasivos corrientes				
Pasivos financieros	38.623	22.461	16.162	72,0%
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	292.983	319.078	(26.095)	-8,2%
Cuentas por pagar a relacionadas	45.556	57.883	(12.327)	-21,3%
Otros pasivos no financieros	75.781	58.691	17.090	29,1%
Total pasivo corriente	452.943	458.114	(5.171)	-1,1%
Pasivos no corrientes				
Pasivos financieros	759.656	730.985	28.670	3,9%
Pasivos por impuestos diferidos	20.513	22.486	(1.973)	-8,8%
Otros pasivos no financieros	639.443	473.548	165.895	35,0%
Total pasivo no corriente	1.419.611	1.227.019	192.593	15,7%
Total pasivos	1.872.554	1.685.133	187.422	11,1%
Participaciones no Controladoras	35.337	35.736	(399)	-1,1%
Patrimonio de los propietarios de la Controladora	1.367.043	1.373.711	(6.668)	-0,5%
Patrimonio	1.402.380	1.409.447	(7.067)	-0,5%
Total Pasivos y patrimonio	3.274.934	3.094.580	180.354	5,8%

El Total Pasivos y patrimonio registró una variación positiva de MM\$180.354 con respecto a diciembre 2021, explicado principalmente por:

- Disminución del Total pasivo corriente por MM\$5.171 explicado principalmente por menores Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar por MM\$26.095 y en menor medida a una disminución de las Cuentas por pagar a relacionadas por MM\$12.327, asociado a una disminución de los saldos de cuenta corriente mercantil que CGE adeuda con relacionados por MM\$6.029, sumado al pago de CGE a CGE Comercialización por ingreso neto recibido por anticipado de las obras en proceso de construcción y en menor medida, al pago de dividendo definitivo con cargo a las utilidades de 2021 efectuado en abril 2022 a State Grid Chile Electricity. Lo anterior fue parcialmente compensado por mayores Otros pasivos no financieros por MM\$17.090, asociados a Ingresos diferidos por obras de terceros y subvencionadas y un aumento en Pasivos financieros corrientes por MM\$16.162, debido al incremento de la deuda por el alza de la UF y en menor medida producto de deuda bancaria que pasó del largo al corto plazo.
- Por otro lado, el Total pasivo no corriente aumentó en MM\$192.593, explicado principalmente por mayores Otros pasivos no financieros por MM\$165.895, asociado al mecanismo de estabilización de precios y a un aumento de los Pasivos financieros por MM\$28.670 explicado por el aumento de la deuda por el alza de la UF.
- El Patrimonio disminuyó en MM\$7.067, debido principalmente a la pérdida del periodo de MM\$6.439.



Indicadores Financieros

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

Indicadores		Unidad	jun.-22	dic.-21	Var %
Liquidez	Liquidez Corriente	Veces	1,14	1,38	-17,0%
	Razón Ácida	Veces	1,14	1,37	-17,2%
Endeudamiento	Pasivo Total / Patrimonio Neto	Veces	1,34	1,20	11,7%
	Deuda Financiera neta/ Patrimonio Neto	Veces	0,50	0,38	32,3%
	Deuda Financiera neta / Ebitda*	Veces	8,28	3,97	-
	Cobertura de Gastos Financieros Netos*	Veces	2,28	2,98	-23,7%
Composición de Pasivos	Pasivo Corto Plazo / Pasivo Total	%	24,19	27,19	-11,0%
	Pasivo Largo Plazo / Pasivo Total	%	75,81	72,81	4,1%
	Deuda Bancaria / Pasivo Total	%	0,54	0,59	-7,8%
	Obligaciones con el Público / Pasivo Total	%	42,09	44,12	-4,6%
Rentabilidad	Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora 12 meses / Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	%	(0,99)	0,39	-
	Ebitda*/Activo Total	%	2,57	4,32	-40,4%
	EBITDA 12 meses	MM\$	84.291	133.740	-37,0%

* (Últimos 12 meses)

- **Liquidez Corriente y Razón Ácida:** Se observa una disminución de los indicadores de liquidez debido principalmente a menor efectivo y equivalente al efectivo.
- En términos de endeudamiento, el ratio **Deuda Financiera Neta sobre Ebitda** aumentó debido a la disminución del Ebitda y al aumento de la Deuda Financiera Neta producto de la disminución de la caja.
- La **Composición de Pasivos** se observa una disminución del ratio **Pasivo Corto Plazo sobre Pasivo Total** y un aumento del ratio **Pasivo Largo Plazo sobre Pasivo Total** debido al aumento del Pasivo no Corriente asociado al mecanismo de estabilización de precios.
- Los indicadores de rentabilidad muestran una disminución explicada por el menor resultado del período.



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

Flujo de Efectivo MM\$	jun.-22	jun.-21	Var. jun-22/jun-21	
			MM\$	%
Flujo originado por actividades de la operación	3.895	98.563	(94.668)	-96,0%
Flujo originado por actividades de inversión	(84.120)	(75.037)	(9.083)	12,1%
Flujo originado por actividades de financiamiento	(42.570)	(138.214)	95.644	-69,2%
Flujo neto total del período	(122.795)	(114.688)	(8.107)	7,1%
Saldo inicial de efectivo	223.144	325.596	(102.452)	-31,5%
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.	-	16	(16)	-
Saldo final	100.348	210.923	(110.575)	-52,4%

A junio de 2022, se registró un flujo neto negativo de MM\$122.795, el que representa una disminución de MM\$8.107 respecto al registrado al cierre del mismo periodo del ejercicio anterior, donde se obtuvo un flujo neto negativo de MM\$114.688. Lo anterior es consecuencia de:

- **Disminución de MM\$94.668 en el flujo originado por actividades de la operación** asociado principalmente a la salida del negocio de transmisión en octubre de 2021 y a mayores pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.
- **Disminución de MM\$9.083 en el flujo asociado a actividades de inversión** explicado principalmente por el mayor volumen de pagos asociados a compras de propiedades, plantas y equipos por MM\$7.823.
- **Aumento de MM\$95.644 en el flujo asociado a actividades de financiamiento** principalmente explicado por el mayor pago de deuda bancaria durante el primer trimestre de 2021 y al mayor pago de dividendos el primer semestre de 2021.

6.- ÁREAS DE NEGOCIOS DE CGE

CGE es una empresa que por sí y a través de empresas relacionadas posee una presencia significativa en el sector electricidad, especialmente en distribución y transmisión de energía eléctrica, así como en los sistemas medianos de Magallanes.

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 3.174.015 clientes entre la Región de Arica y Parinacota y la Región de la Araucanía al cierre de junio 2022, 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 5.503 GWh al cierre de junio 2022, con un aumento de 6,4% respecto al mismo periodo de 2021. En cuanto a la energía operada, que incluye los clientes de peaje, se observa un aumento de un 5,9% respecto al mismo periodo del año anterior, alcanzando a 8.326 GWh.

Empresa	Ventas Físicas (Gwh)			Ventas Físicas Regulados (Gwh)			Ventas Físicas Operadas (Gwh)			N° Clientes		
	jun-22	jun-21	Var. %	jun-22	jun-21	Var. %	jun-22	jun-21	Var. %	jun-22	jun-21	Var. %
CGE	5.520	5.277	4,6%	5.329	5.007	6,4%	8.152	7.696	5,9%	3.106.117	3.036.635	2,3%
EDELMAG	175	165	6,1%	175	165	6,1%	175	165	6,1%	67.897	66.221	2,5%
Total Chile	5.694	5.442	4,6%	5.503	5.172	6,4%	8.326	7.860	5,9%	3.174.015	3.102.856	2,3%

El índice de pérdidas de electricidad de los últimos 12 meses a junio de 2022 fue de 10,05%, explicado principalmente por efectos no recurrente asociados a la situación de COVID-19 en el país.

Transmisión de Electricidad

Los activos de transmisión de CGE, como se explicó anteriormente, fueron traspasados a la sociedad CGE Transmisión S.A. a partir del 1 de octubre de 2021.

Adicionalmente, CGE participa en el negocio de transformación y transporte de energía eléctrica en el Sistema de Magallanes a través de su relacionada Edelmag, que posee instalaciones de generación, transporte y transformación de energía eléctrica que complementan el negocio de distribución de electricidad en la Región de Magallanes.

Servicios

El segmento Servicios estaba compuesto por la participación que tenía CGE en Transformadores Tusan S.A., cuya propiedad fue transferida a CGE Transmisión S.A. el 1 de octubre de 2021.

7.- ANÁLISIS DE RIESGOS DEL NEGOCIO

Riesgos Financieros

Los negocios en que participan las empresas de CGE corresponden a inversiones con un perfil de retornos de largo plazo, en mercados regulados y con una estructura de ingresos y costos fundamentalmente en pesos y/o Unidades de Fomento. A nivel corporativo se definen, coordinan y controlan las estructuras financieras de las empresas que conforman CGE, en orden a prevenir y mitigar los principales riesgos financieros. En este sentido, los pasivos financieros de CGE se han denominado en su mayor parte en pesos chilenos o Unidades de Fomento, a tasa fija o variable, y principalmente a largo plazo.

Riesgo de Tipo de Cambio y Tasa de Interés

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. Como se indicó anteriormente, las actividades son fundamentalmente en pesos, en consecuencia, la denominación de la deuda financiera al 30 de junio de 2022 fue de un 41,73% en Unidades de Fomento y un 58,27% en pesos chilenos.

Cabe destacar que durante el ejercicio 2018 se ejecutaron 5 operaciones de derivados de cobertura UF / CLP para los bonos series D, E, K, M, y N, con lo cual el 58,27% del total de deuda financiera quedó fijada en CLP.



Asimismo, CGE posee una baja exposición al riesgo asociado a las fluctuaciones de las tasas de interés en el mercado, ya que, al 30 de junio de 2022, solo el 0,79% de la deuda financiera a nivel consolidado (capital vigente adeudado) se encuentra estructurada a tasa variable.

Al efectuar un análisis de sensibilidad sobre la porción de deuda que se encuentra estructurada a tasa variable, el efecto en resultados antes de impuestos bajo un escenario en que las tasas fueran 100 puntos base superior a las vigentes sería de MM\$32 de mayor gasto por intereses.

Riesgo de Liquidez y Estructura de Pasivos Financieros

La deuda financiera de CGE a nivel consolidado, al 30 de junio 2022, se ha estructurado en un 96,19% a largo plazo, mediante bonos y créditos bancarios (capital vigente adeudado). 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. Además, se cuenta con líneas bancarias de corto plazo aprobadas, que permiten reducir el riesgo de liquidez, y financiar eventuales aumentos temporales en las necesidades de capital de trabajo y un saldo de Efectivo y Equivalente al Efectivo de MM\$100.348 al cierre de junio de 2022.

Riesgo de crédito deudores comerciales

En la actividad de distribución de electricidad, el riesgo de crédito ha sido históricamente bajo, debido a la importancia del suministro eléctrico en el diario vivir y la facultad de suspensión¹ de este ante el no pago, establecida en la Ley General de Servicios Eléctricos, después de 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 a largo plazo el riesgo de crédito es la elevada atomización de la cartera de clientes, cuyos montos adeudados individualmente no son significativos en relación al total de ingresos operacionales. Sin perjuicio de lo anterior, la actual situación de pandemia por el COVID-19 y la declaración de Estado de Catástrofe por Calamidad Pública vigente desde el 19 de marzo de 2020 hasta el 31 de diciembre de 2021, sumado a la denominada Ley de Servicios Básicos y sus prórrogas, resultó en un aumento del riesgo crédito, asociado al empeoramiento de las condiciones económicas, todo lo cual ha provocado un aumento de la morosidad y de la provisión de incobrables, lo que ha hecho necesario una gestión integral de los riesgos asociados especialmente a la cartera de clientes vulnerables, habida consideración del principio del pass-through o de traspaso de costos en la cadena generación-transporte-distribución-consumo del servicio público eléctrico.

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.
- Proceso de tarificación de distribución correspondiente a cuatrienio 2020-2024 actualmente en curso, aunque su aplicación se efectuará retroactivamente desde el 4 de noviembre de 2020.

¹ Se rige por el artículo 141° de la Ley General de Servicios Eléctricos y 147 de su Reglamento, afectada por la Ley N°21.423y Ley N°21.249, respecto a los clientes finales individualizados en estas leyes y por el periodo referido en la misma. (Ver Nota 2.1 de los Estados Financieros de CGE)



- Proceso de tarificación de distribución correspondiente a cuatrienio 2024-2028, el cual ya ha sido iniciado, habiéndose efectuado la correspondiente determinación de áreas típicas de distribución y la selección de empresas de referencia. Además, el 29 de agosto de 2022, la Comisión Nacional de Energía comunicó las Bases Técnicas Preliminares.
- Proceso de tarificación de generación y transmisión de los Sistemas Medianos correspondiente al cuatrienio 2022-2026, actualmente en curso.
- 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° 21.429 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.

- Ley N° 21.423, publicada el 11 de febrero de 2022, 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 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.



Riesgos ambientales

En cuanto a los riesgos medioambientales de CGE, para todos los proyectos que tienen Resolución de Calificación Ambiental (RCA) Favorable, existe un riesgo frente al no cumplimiento de los compromisos establecidos en estas RCAs. Los proyectos son auditados y evaluados en sus compromisos ambientales por la Superintendencia de Medio Ambiente (SMA), que podría establecer multas por incumplimientos dependiendo de la gravedad de la falta. Este riesgo es bajo, ya que el cumplimiento de temas ambientales de los proyectos es parte del seguimiento y control que se realiza en CGE para cada obra.

Por otro lado, el riesgo de no obtener una RCA favorable para un proyecto es bajo, debido a la ingeniería, estudios y evaluación previa realizada por nuestras áreas especialistas.

En cuanto a los riesgos medioambientales de EDELMAG, los riesgos a los que se expone 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 éstos cumplan con los máximos exigidos por la autoridad, según se expresa en los Decretos N°38/2012, “Establece Norma de Emisión de Ruidos Generado por Fuentes que Indica” y el Decreto N°13/2011 “Establece Norma de Emisión para Centrales Termoeléctrica”, respectivamente.

Respecto de posibles contaminaciones con residuos peligrosos, EDELMAG efectúa la gestión de éstos, de acuerdo con las directrices establecidas en el Decreto N°148/2014 que “Aprueba Reglamento Sanitario sobre Manejo de Residuos Peligrosos”. Los procesos abarcan desde el origen hasta su eliminación e incluyen acciones para un adecuado manejo, rotulación, almacenamiento, transporte y disposición final.

Riesgos de cambio climático

Las condiciones climáticas en la zona de concesión de CGE y su filial EDELMAG han variado en los últimos años presentando aumento de temperaturas y mayores niveles de precipitaciones, ante lo cual las áreas técnicas 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 Compañía 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.

Por último, CGE ha previsto tanto por efectos del cambio climático, como de impactos por 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, se ha contemplado su cobertura a través de pólizas de seguro cuyos términos y condiciones corresponden a los usuales en el mercado.

Riesgo asociado a Contingencia COVID-19



La sociedad y sus subsidiarias se encuentran evaluando e implementando permanentemente las medidas requeridas para enfrentar los efectos de la pandemia COVID-19, de modo de priorizar la salud y seguridad de sus trabajadores, clientes y proveedores. Sin embargo, aunque los resultados financieros de la sociedad ya han considerado algunos de los efectos negativos provocados por dicha pandemia, actualmente no es posible estimar todos los eventuales impactos futuros en la operación del negocio y/o la condición financiera de la compañía. A la fecha se ha ajustado la estimación de pérdida esperada en la cartera de clientes, la cual contempla el comportamiento histórico de dicha cartera y las previsiones de tasas de crecimiento del PIB y del desempleo, ajustándose éstas negativamente.

Seguros

Para cubrir siniestros con posibles afectaciones a terceros y daños en las instalaciones, la Sociedad cuenta con pólizas de seguros de responsabilidad civil, daño material, transporte, terrorismo, perjuicio por paralización, vehicular, entre otros.