

ANÁLISIS RAZONADO
COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A.
Por el período terminado el 30 de septiembre de 2021

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 traspasarán 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 irán liquidando 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.
 - 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 fundamentalmente 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 consta en la Resolución Exenta N° 322 del 26 de agosto de 2020 de dicha Comisión.
 - 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 representan aproximadamente el 96,04% de sus acciones suscritas y pagadas. El precio de dicha adquisición asciende a MME2.570 y se encuentra sujeto a determinados ajustes regulados en el Contrato. Sujeto al cumplimiento de las condiciones suspensivas establecidas en el mismo Contrato, entre las cuales se encuentran la venta a NII Agencia en Chile o a una sociedad relacionada de la participación accionaria que CGE posee 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) que se dirigirá 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 (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, 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 representan 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 obligaba 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 representan el 100% de sus acciones emitidas, suscritas y pagadas. La Oferta tiene un plazo de duración de 30 días corridos, comenzando el día 23 de junio de 2021, por lo que vence el día 22 de julio de 2021. El monto total de la Oferta es de €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 representan un 97,145% del capital accionario emitido, suscrito y pagado de CGE.

- 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 ha llevado 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, dispuso beneficios excepcionales en favor de los usuarios finales de los servicios sanitarios, de electricidad y de gas de red, estableciendo: a) la prohibición de cortar el suministro eléctrico por mora en el pago de las cuentas durante 90 días; y b) que, a solicitud de los clientes (60% más vulnerables del Registro Social de Hogares, tercera edad, cesantes y afectados en sus ingresos, entre otros), las deudas generadas entre el 18 de marzo de 2020 y los 90 días posteriores al 8 de agosto de 2020 se deberán prorratear en hasta 12 cuotas mensuales, sin multas, ni intereses, ni gastos asociados. Adicionalmente, el 5 de enero de 2021 fue publicada en el Diario Oficial la ley N°21.301, la que básicamente extendió la vigencia de la primera ley por un plazo de 270 días y amplió de 12 a 36 el número de cuotas para saldar la deuda. Posteriormente, con fecha 22 de mayo de 2021, fue publicada en el Diario Oficial la Ley N°21.340 en virtud de la cual se prorrogaron los efectos de la Ley N°21.249, considerando: a) La extensión de la vigencia de la Ley N°21.429 hasta el 31 de diciembre de 2021; b) Si al término del plazo anterior se encontrare vigente el Estado de Catástrofe, la extensión adicional por 60 días desde terminado éste; c) La ampliación de beneficiarios para la postergación de deudas desde el 60% más vulnerable al 80%; y d) La ampliación de 36 a 48 cuotas para la postergación de deuda.

- 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 desarrollará el negocio de la transmisión de electricidad entre otras actividades. 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.
- Al 30 de septiembre de 2021, el EBITDA consolidado de CGE fue de MM\$105.545, lo que representa una disminución del 22,6% en relación al mismo periodo del año anterior, mientras que se registró una pérdida de MM\$2.931, que se compara negativamente con la utilidad de MM\$17.920 alcanzada al mismo periodo del ejercicio 2020.
- Las ventas físicas de energía a los clientes finales sometidos a fijación de precios llegaron a 7.956 GWh, con un incremento de 1,9% respecto al mismo periodo del ejercicio 2020. Por otro lado, para la energía operada, que incluye los clientes de peaje, se observa un aumento de un 4,6% respecto al mismo periodo del año anterior, alcanzando a 11.841 GWh, que se ha visto afectada principalmente por la pandemia. Por otro lado, el índice de pérdidas de electricidad en Chile de los últimos 12 meses a septiembre de 2021 fue de 10,32% comparado con 9,31% a septiembre de 2020, también afectado por la pandemia.
- Las inversiones consolidadas de la Compañía ascendieron a MM\$122.592, focalizadas principalmente en crecimiento orgánico en distribución y transmisión, así como renovación de equipos y mejoras en calidad de suministro.
- El número de clientes al 30 de septiembre de 2021 creció un 2,3% respecto al mismo periodo del ejercicio anterior, alcanzando los 3.119.962 clientes.
- Durante los meses de abril y julio de 2021, Fitch Ratings y Feller Rate, respectivamente, ratificaron la clasificación de riesgo de solvencia de CGE (AA-/A+), ambas con perspectiva estable.

2.- RESULTADOS DE EXPLOTACIÓN POR SECTOR

Resultado de Explotación (MM\$)	Sector Electricidad Chile		Sector Servicios		Ajustes Consolidación		Total	
	sep.-21	sep.-20	sep.-21	sep.-20	sep.-21	sep.-20	sep.-21	sep.-20
Ingresos de Operación ⁽¹⁾	1.139.431	1.298.877	8.475	6.879	(936)	(861)	1.146.969	1.304.895
Costos de Operación ⁽²⁾	(1.034.055)	(1.162.309)	(8.305)	(7.129)	936	861	(1.041.424)	(1.168.577)
EBITDA ⁽³⁾	105.375	136.568	169	(250)	-	-	105.545	136.319
Variación	(31.193)		419		-		(30.774)	
Depreciación y Amortizaciones	(66.653)	(62.792)	(210)	(198)	-	-	(66.863)	(62.990)
Resultado de Explotación ⁽⁴⁾	38.722	73.776	(40)	(447)	-	-	38.682	73.329
Variación	(35.054)		407		-		(34.647)	

⁽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, 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 Chile registró una disminución de MM\$31.193 con respecto al mismo periodo del año anterior, debido principalmente a los siguientes factores:

- Disminución de los Ingresos de Operación por MM\$159.447, explicados por menores ingresos de venta de actividades ordinarias por MM\$160.039, compensado en parte por mayores Otros ingresos por función de MM\$592.
- Por otra parte, los Costos de Operación disminuyeron en MM\$128.254, explicado mayoritariamente por una disminución del costo de venta por MM\$102.554, por menores Pérdidas por deterioro determinadas de acuerdo con la NIIF 9 por MM\$19.550 y menores gastos de administración por MM\$2.288.

El Resultado de Explotación del Sector Electricidad Chile registró una disminución de MM\$35.054, debido principalmente al menor EBITDA ya comentado y a una mayor Depreciación y Amortizaciones por MM\$3.861 relacionada a las adiciones de activo fijo durante el año 2020 y el ejercicio 2021.

El EBITDA del Sector Servicios registró un aumento de MM\$419, lo que se explica principalmente por mayores ingresos por MM\$1.596, compensado en parte por mayores costos de operación por MM\$1.251, asociados a mayores ventas en Tusan.

El Resultado de Explotación del Sector Servicios aumentó en MM\$407 respecto al mismo periodo del año anterior, explicado principalmente por el mayor Ebitda antes mencionado, compensado parcialmente por un aumento en la Depreciación y Amortizaciones del periodo respecto la registrada durante el mismo periodo del ejercicio 2020.

3.- ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO

Estado de Resultados Consolidado MM\$	sep.-21	sep.-20	Var. sep-21/sep-20	
			MM\$	%
Ingresos de Operación ⁽¹⁾	1.146.969	1.304.895	(157.926)	-12,1%
Costos de Operación ⁽²⁾	(1.041.424)	(1.168.577)	127.152	-10,9%
EBITDA ⁽³⁾	105.545	136.319	(30.774)	-22,6%
Depreciación y Amortizaciones	(66.863)	(62.990)	(3.873)	6,1%
Resultado de Explotación ⁽⁴⁾	38.682	73.329	(34.647)	-47,2%
Gasto Financiero Neto ⁽⁵⁾	(36.243)	(46.444)	10.200	-22,0%
Diferencias de Cambio	(1.693)	(318)	(1.375)	-
Resultado por Unidades de Reajuste	(9.453)	(2.035)	(7.418)	-
Otras ganancias (pérdidas)	(6.435)	(4.732)	(1.703)	36,0%
Resultado Fuera de Explotación ⁽⁶⁾	(53.825)	(53.529)	(295)	0,6%
Resultado Antes de Impuestos	(15.143)	19.800	(34.942)	-
Impuesto a las Ganancias	13.945	(7.195)	21.140	-
Ganancia de Operaciones discontinuadas	-	7.548	(7.548)	-
Interés Minoritario	(1.733)	(2.233)	500	-22,4%
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora	(2.931)	17.920	(20.850)	-

⁽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, 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 + Otras ganancias (pérdidas)

GANANCIA ATRIBUIBLE A LOS PROPIETARIOS DE LA CONTROLADORA

Al 30 de septiembre de 2021, se registró una pérdida atribuible a los controladores por MM\$2.931 en comparación con la ganancia de MM\$17.920 registrada al mismo periodo del 2020. Esta diferencia se explica principalmente por un menor Ebitda antes comentado, una mayor depreciación y amortizaciones por MM\$3.873, por un menor Resultado Fuera de Explotación por MM\$295 y menores ganancias de Operaciones discontinuadas por MM\$7.548, siendo lo anterior parcialmente compensado por un efecto positivo en la línea de impuestos por MM\$21.140 en relación al mismo periodo del ejercicio anterior.

EBITDA

A nivel consolidado, el EBITDA de CGE disminuyó en MM\$30.774, explicado por la disminución del EBITDA del sector eléctrico en Chile y el mayor EBITDA del sector Servicios antes comentado.

Depreciación y Amortización del período

La Depreciación y Amortización del período presentó un aumento de MM\$3.873 respecto al mismo periodo del año anterior, asociado al incremento del activo fijo producto de los planes de inversión de la Compañía.

Resultado de Explotación

El Resultado de Explotación de CGE disminuyó en MM\$34.647 respecto a septiembre de 2020, explicado por el menor EBITDA y por una mayor Depreciación y Amortización, mencionados anteriormente.

Resultado Fuera de la Explotación

Con respecto al Resultado Fuera de Explotación, el incremento de este en MM\$295 se explica principalmente por:

- Disminución en el Gasto Financiero Neto por MM\$10.200, lo que se explica principalmente por menores costos financieros del periodo por MM\$11.102 asociado a una menor tasa de interés compensado en parte por mayor deuda financiera del periodo. Lo anterior sumado a menores ingresos financieros por MM\$902
- La variación negativa de la partida Unidad de Reajustes en MM\$7.418 se explica por una mayor exposición de pasivos financieros en UF, producto de la colocación de dos nuevos bonos en CGE por un total de UF 4.000.000 en julio y septiembre 2020.
- Una variación negativa en Otras ganancias (pérdidas) por MM\$1.703.
- Una variación positiva en Diferencias de Cambio por MM\$1.375, la que se explica principalmente por la variación neta de la indexación de cuentas por cobrar y pagar asociadas al dólar.

Ganancia de Operaciones discontinuadas

En comparación con el mismo ejercicio del año anterior, existe una disminución de MM\$7.548 por operaciones discontinuadas, que corresponde al resultado de CGE Argentina en 2020, que como se explicó en el Resumen, ha sido enajenada.

Impuesto a las Ganancias

Al 30 de septiembre de 2021, el impuesto a las ganancias experimentó una disminución de MM\$21.140 en comparación con el mismo periodo del ejercicio anterior, producto principalmente del menor resultado antes de impuestos del periodo, junto con el efecto de una mayor inflación del ejercicio 2021 y a un mayor efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable.

4.- ANÁLISIS DEL ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

Activos

Activos	sep.-21	dic.-20	Var. sep-21/dic-20	
			MM\$	%
Activos				
Activos Corrientes				
Efectivo y Equivalente al Efectivo	195.459	325.596	(130.136)	-40,0%
Deudores Comerciales y otras Cuentas por Cobrar	384.076	387.816	(3.739)	-1,0%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	528	2.103	(1.575)	-74,9%
Otros activos corrientes	34.902	37.021	(2.120)	-5,7%
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para distribuir a los propietarios.	425	425	0	0,0%
Activos Corrientes	615.390	752.961	(137.571)	-18,3%
Activos No Corrientes				
Cuentas por cobrar	330.680	326.257	4.423	1,4%
Plusvalía	222.834	222.834	0	0,0%
Propiedades Plantas y Equipos	2.092.127	2.038.779	53.348	2,6%
Otros Activos no Corrientes	923.494	906.100	17.394	1,9%
Activos No Corrientes	3.569.135	3.493.970	75.165	2,2%
Total Activos	4.184.525	4.246.931	(62.406)	-1,5%

Al 30 de septiembre de 2021, el Total Activos presenta una disminución de MM\$62.406 con respecto a diciembre de 2020, producto principalmente de las siguientes variaciones:

- El Activo Corriente presentó una variación negativa de MM\$137.571, asociado principalmente por una disminución en el Efectivo y equivalente al efectivo por MM\$130.136 explicado principalmente por el pago de créditos durante el primer semestre de 2021 y en menor medida por el uso de caja para financiar planes de inversión; por una disminución de deudores comerciales por MM\$3.739, por menores activos por impuestos por MM\$3.006, por menores Otros activos no financieros por MM\$2.070 y por menores cuentas por cobrar a relacionadas por MM\$1.575. Lo anterior parcialmente compensado por un aumento de inventarios por MM\$2.956.
- El incremento de los Activos no Corrientes por MM\$75.165 es resultado principalmente de un aumento de Propiedades, Plantas y Equipos por MM\$53.348, explicado por adiciones por MM\$117.012 compensado en parte por gasto por depreciación de MM\$58.159, retiros por MM\$4.369, desapropiaciones por MM\$784 y pérdidas por revaluación por MM\$330. Lo anterior sumado a un aumento en Otros activos financieros por 19.723 por activos de cobertura, mayores cuentas por cobrar por MM\$4.423, mayores activos por impuestos diferidos por MM\$239, mayores activos distintos de plusvalía por MM\$39 y compensado parcialmente por menores activos por derecho de uso por MM\$2.581 y menores propiedades de inversión por MM\$26.

Pasivo y Patrimonio

Pasivos	sep.-21	dic.-20	Var. sep-21/dic-20	
			MM\$	%
Pasivos corrientes				
Pasivos financieros	128.656	196.386	(67.730)	-34,5%
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	240.037	209.887	30.150	14,4%
Cuentas por pagar a relacionadas	9.220	24.244	(15.024)	-62,0%
Otros pasivos no financieros	58.233	52.356	5.877	11,2%
Total pasivo corriente	436.145	482.873	(46.727)	-9,7%
Pasivos no corrientes				
Pasivos financieros	1.327.055	1.317.146	9.909	0,8%
Pasivos por impuestos diferidos	162.141	175.417	(13.276)	-7,6%
Otros pasivos no financieros	369.077	369.747	(670)	-0,2%
Total pasivo no corriente	1.858.273	1.862.310	(4.036)	-0,2%
Total pasivos	2.294.419	2.345.182	(50.764)	-2,2%
Participaciones no Controladoras	44.585	44.554	31	0,1%
Patrimonio de los propietarios de la Controladora	1.845.521	1.857.195	(11.673)	-0,6%
Patrimonio	1.890.106	1.901.749	(11.642)	-0,6%
Total Pasivos y patrimonio	4.184.525	4.246.931	(62.406)	-1,5%

El Total Pasivos y patrimonio registró una variación negativa de MM\$62.406 con respecto a diciembre 2020, explicado principalmente por:

Disminución del Total pasivo corriente por MM\$46.727 explicado principalmente por menores pasivos financieros por MM\$67.730, una disminución de las cuentas por pagar a relacionadas por MM\$15.024, menores provisiones a corto plazo por MM\$833 y menores pasivos por arrendamiento por MM\$815. Lo anterior compensado parcialmente por un aumento de las Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar por MM\$30.150 y Otros pasivos no financieros por MM\$5.877.

- Por otro lado, el Total pasivo no corriente disminuyó en MM\$4.036, explicado principalmente por los menores pasivos por impuestos diferidos por MM\$13.276, la disminución de provisiones por beneficios de empleados por MM\$5.500 y menores pasivos por arrendamiento por MM\$1.659. Lo anterior compensado parcialmente por un incremento de Pasivos financieros por MM\$9.909 por deuda financiera que pasó del corto plazo al largo plazo, sumado al aumento de cuentas por pagar por MM\$6.489.
- El Patrimonio disminuyó en MM\$11.642, debido principalmente al pago de dividendos por MM\$15.557, por la pérdida del periodo de MM\$1.197, lo anterior compensado en parte por el aumento de otros resultados integrales de MM\$5.793 debido a la variación de reservas de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos y al aumento de las reservas de cobertura de flujo de efectivo.

Indicadores Financieros

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

Indicadores		Unidad	sep.-21	dic.-20	Var %
Liquidez	Liquidez Corriente	Veces	1,41	1,56	-9,5%
	Razón Ácida	Veces	1,39	1,55	-10,1%
Endeudamiento	Pasivo Total / Patrimonio Neto	Veces	1,21	1,23	-1,6%
	Deuda Financiera neta/ Patrimonio Neto	Veces	0,67	0,62	6,7%
	Deuda Financiera neta / Ebitda*	Veces	8,84	6,85	29,0%
	Cobertura de Gastos Financieros Netos*	Veces	2,94	2,96	-0,4%
Composición de Pasivos	Pasivo Corto Plazo / Pasivo Total	%	19,01	20,59	-7,7%
	Pasivo Largo Plazo / Pasivo Total	%	80,99	79,41	2,0%
	Deuda Bancaria / Pasivo Total	%	32,08	34,22	-6,2%
	Obligaciones con el Público / Pasivo Total	%	31,36	30,32	3,4%
Rentabilidad	Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora 12 meses / Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	%	2,21	3,32	-33,4%
	Ebitda*/Activo Total	%	3,41	4,08	-16,5%
	EBITDA 12 meses	MM\$	142.591	173.365	-17,8%

* (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 y mayor deuda bancaria de corto plazo.
- En términos de endeudamiento, el ratio **Deuda Financiera Neta sobre Ebitda** aumentó debido a la disminución del Ebitda del periodo.
- La **Composición de Pasivos** se observa en línea respecto al cierre del ejercicio del año anterior.
- El indicador de rentabilidad muestra una disminución explicada por el menor resultado del período.

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

Flujo de Efectivo MM\$	sep.-21	sep.-20	Var. sep-21/sep-20	
			MM\$	%
Flujo originado por actividades de la operación	170.108	186.609	(16.500)	-8,8%
Flujo originado por actividades de inversión	(135.612)	(110.721)	(24.891)	22,5%
Flujo originado por actividades de financiamiento	(164.713)	185.793	(350.506)	-
Flujo neto total del período	(130.217)	261.681	(391.898)	-
Saldo inicial de efectivo	325.596	56.197	269.398	-
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.	80	32	48	-
Saldo final	195.459	317.911	(122.452)	-38,5%

A septiembre de 2021, se registró un flujo neto negativo de MM\$130.217, el que representa una disminución de MM\$391.898 respecto al registrado al cierre del mismo periodo del ejercicio anterior, donde se obtuvo un flujo neto positivo de MM\$261.681. Lo anterior es consecuencia de:

- **Disminución de MM\$16.500 en el flujo originado por actividades de la operación** asociado principalmente a menor actividad y efecto de la crisis sanitaria, compensado en parte por mayores otros cobros por actividad de operación, todo lo anterior en relación al mismo período del año anterior.

Disminución de MM\$24.891 en el flujo asociado a actividades de inversión explicado principalmente por el mayor volumen de pagos asociados a compras de propiedades, plantas y equipos, sumado a mayores compras de activos intangibles; lo anterior compensado en parte por ingresos provenientes de subvenciones y mayores importes procedentes de la venta de propiedades, plantas y equipos.

- **Disminución de MM\$350.506 en el flujo asociado a actividades de financiamiento** principalmente explicado por la mayor deuda contraída durante el primer semestre de 2020, sumado al pago de deuda bancaria durante el periodo 2021 y al pago de dividendo eventual en enero de 2021. Lo anterior fue parcialmente compensado por menores pagos de préstamos de relacionadas.

6.- ÁREAS DE NEGOCIOS DE CGE

CGE es una empresa que por sí y a través de empresas filiales posee una presencia significativa en el sector electricidad, especialmente en distribución y transmisión 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 3.102.856 clientes entre la Región de Arica y Parinacota y la Región de la Araucanía, 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 8.339 GWh, con un aumento de 1,3% respecto al mismo periodo de 2020. En cuanto a la energía operada, que incluye los clientes de peaje, se observa un aumento de un 4,6% respecto al mismo periodo del año anterior, alcanzando a 11.841 GWh.

Empresa	Ventas Físicas (Gwh)			Ventas Físicas Regulados (Gwh)			Ventas Físicas Operadas (Gwh)			N° Clientes		
	sep-21	sep-20	Var. %	sep-21	sep-20	Var. %	sep-21	sep-20	Var. %	sep-21	sep-20	Var. %
CGE	8.088	7.992	1,2%	7.705	7.565	1,8%	11.590	11.077	4,6%	3.053.283	2.984.623	2,3%
EDELMAG	251	240	4,6%	251	240	4,6%	251	240	4,6%	66.679	64.992	2,6%
Total Chile	8.339	8.232	1,3%	7.956	7.805	1,9%	11.841	11.317	4,6%	3.119.962	3.049.615	2,3%

El índice de pérdidas de electricidad en Chile de los últimos 12 meses a septiembre de 2021 fue de 10,32% comparado con 9,31% a septiembre de 2020, explicado principalmente por efectos no recurrente asociados a la situación de COVID-19 en el país.

Transmisión de Electricidad

CGE participa en el negocio de transformación y transporte de energía eléctrica tanto en el Sistema Eléctrico Nacional como en el Sistema de Magallanes.

En el Sistema Eléctrico Nacional, esta actividad es desempeñada por Compañía General de Electricidad S.A., con una infraestructura de transformación y transporte que se extiende desde la Región de Arica y Parinacota a la Región de Los Ríos, que sirve a otras distribuidoras, empresas generadoras, cooperativas y grandes clientes.

Por su parte, en el Sistema de Magallanes, la subsidiaria Edelmag posee instalaciones de generación, transporte y transformación de energía eléctrica que complementan el negocio de distribución de electricidad en la Región de Magallanes.

Servicios

Al 30 de septiembre de 2021, el segmento Servicios consolida las operaciones de Transformadores Tusan S.A. (Tusan), que se dedica a la fabricación de transformadores y equipos eléctricos, prestando servicios a empresas eléctricas y a la industria minera.

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 septiembre de 2021 fue de un 20,71% en Unidades de Fomento y un 79,29% 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 79,43% del total de deuda financiera queda 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 septiembre de 2021, solo el 33,53% 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\$ 3.526 de mayor gasto por intereses.

Riesgo de Liquidez y Estructura de Pasivos Financieros

La deuda financiera de CGE a nivel consolidado, al 30 de septiembre 2021, se ha estructurado en un 87,5% 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\$195.459 al cierre de septiembre de 2021.

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, sumado a la denominada Ley de Servicios Básicos y su prórroga, ha resultado 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:

- La Ley N° 21.249, publicada el 8 de agosto de 2020, dispuso beneficios excepcionales en favor de los usuarios finales de los servicios sanitarios, de electricidad y de gas de red, estableciendo: a) la prohibición de cortar el suministro eléctrico por mora en el pago de las cuentas durante 90 días; y b) que, a solicitud de los clientes (60% más vulnerable del Registro Social de Hogares, tercera edad, cesantes y afectados en sus ingresos, entre otros), las deudas generadas entre el 18 de marzo de 2020 y los 90 días posteriores al 8 de agosto de 2020 se deberán prorratear en hasta 12 cuotas mensuales, sin multas, ni intereses, ni gastos asociados. Adicionalmente, el 5 de enero fue publicada la Ley N°21.301, la que extendió la vigencia de la primera ley por un plazo de 270 días y amplió de 12 a 36 el número de cuotas para saldar la deuda. Posteriormente, con fecha 22 de mayo de 2021, fue publicada en el Diario Oficial la Ley N°21.340 que estableció: a) la extensión de la vigencia de la Ley N°21.249

¹ Actualmente se rige por la Ley N° 21.249. (Ver Nota 2.1 de los Estados Financieros de CGE)

hasta el 31 de diciembre de 2021; b) si al término del plazo anterior, se encontrare vigente el Estado de Catástrofe, la extensión adicional por 60 días desde terminado este; c) la ampliación de beneficiarios para la postergación de deudas desde el 60% más vulnerable al 80%; y d) la ampliación de 36 a 48 cuotas para la postergación de deudas.

- Ley N° 21.304 publicada el 12 de enero 2021 sobre Suministro de Electricidad para Electrodependientes, la cual establece obligaciones adicionales para las empresas distribuidoras (registro de pacientes, priorización del restablecimiento del suministro, incorporación de un mecanismo de medición de consumo de costo de la empresa, entre otras), las cuales deberán comenzar a aplicarse en la forma en que determine el correspondiente reglamento, una vez que éste se publique.
- Proceso de tarificación de transmisión correspondiente al cuadrienio 2020-2023 y proceso de tarificación de distribución correspondiente al cuadrienio 2020-2024, los cuales actualmente se encuentran en desarrollo, sin perjuicio de su aplicación retroactiva desde el 1 de enero y el 4 de noviembre de 2020, respectivamente.
- 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
- Modificación en la definición de horas de punta, en conformidad con lo establecido en el Decreto N° 3T-2021 del Ministerio de Energía, que fija los precios de nudo de corto plazo a partir del 1 de abril de 2021, atendido el contexto de emergencia de salud pública por la pandemia COVID-19.

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.

Existen además sanciones asociadas a la gestión de residuos, disposición final de transformadores, equipos con contaminantes PCB, donde las infracciones asociadas a la gestión de residuos serán sancionadas por la Autoridad Sanitaria previa instrucción del respectivo sumario sanitario, en conformidad con lo establecido en el Código Sanitario. Durante el año 2020 no se registraron intervenciones de terceros que pudiesen originar un siniestro medioambiental.

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 con amplias coberturas para sus principales activos y riesgos operacionales. Para el 2021 y 2022 los seguros vigentes se resumen en las pólizas de responsabilidad civil, daño material, transporte, terrorismo, vehicular, entre otros.