



**Compañía General de Electricidad S.A.,
CGE Distribución S.A., Compañía Nacional
de Fuerza Eléctrica S.A. y Empresa Eléctrica
Atacama S.A.
Informe Pericial**

Fusión de Compañía General de Electricidad S.A. con las
compañías CGE Distribución S.A., Compañía Nacional de
Fuerza Eléctrica S.A. y Empresa Eléctrica Atacama S.A.
al 30 de septiembre de 2017

Noviembre de 2017



**INFORME PERICIAL PARA LA FUSIÓN DE
COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A.
CON
CGE DISTRIBUCIÓN S.A., COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA ELÉCTRICA S.A. Y
EMPRESA ELÉCTRICA ATACAMA S.A.**

CONTENIDO

Informe pericial para la fusión de Compañía General de Electricidad S.A. (CGE), CGE Distribución S.A. (CGED), Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. (CONAFE) y Empresa Eléctrica Atacama S.A. (EMELAT)

- Anexo I Estados de situación financiera al 30 de septiembre de 2017 de Compañía General de Electricidad S.A., CGE Distribución S.A., Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y Empresa Eléctrica Atacama S.A.
- Anexo II Estado de situación financiera fusionado proforma al 30 de septiembre de 2017 de Compañía General de Electricidad S.A., CGE Distribución S.A., Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y Empresa Eléctrica Atacama S.A.
- Anexo III Descripción de los activos y pasivos que se incorporan a Compañía General de Electricidad S.A. provenientes de CGE Distribución S.A., Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y Empresa Eléctrica Atacama S.A.
- Anexo IV Determinación de porcentajes de participación de los Accionistas y relación de canje al 30 de septiembre de 2017.



GLOSARIO DE TÉRMINOS

| | |
|---------------------|---|
| Administración | La Administración de Compañía General de Electricidad S.A., CGE Distribución S.A., Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y Empresa Eléctrica Atacama S.A., indistintamente |
| CAGR | Compound Annual Growth Rate (Tasa de Crecimiento Anual Compuesto) |
| CGE | Compañía General de Electricidad S.A. |
| CGE Distribución | CGE Distribución S.A. |
| CLP | Peso Chileno |
| CNE | Comisión Nacional de Energía |
| CONAFE | Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. |
| EEFF | Estados Financieros |
| Fecha de Valoración | 30 de septiembre de 2017 |
| EMELAT | Empresa Eléctrica Atacama S.A. |
| INE | Instituto Nacional de Estadísticas |
| IPC | Índice de Precios al Consumidor |
| M | Miles |
| MM | Millones |
| MUSD | Miles de dólares de los Estados Unidos de América |
| MWh | Megavatio-Hora |
| PIB | Producto Interno Bruto |
| Pb | Puntos base |
| SIC | Sistema Interconectado Central |
| SING | Sistema Interconectado del Norte Grande |
| SVS | Superintendencia de Valores y Seguros |
| USD | Dólar de los Estados Unidos de América |
| WACC | Weighted Average Cost of Capital (Costo Promedio Ponderado del Capital) |



**INFORME PERICIAL PARA LA FUSIÓN DE
COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A.
CON
CGE DISTRIBUCIÓN S.A., COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA ELÉCTRICA S.A. Y
EMPRESA ELÉCTRICA ATACAMA S.A.**

A los señores Accionistas de

Compañía General de Electricidad S.A., CGE Distribución S.A., Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y Empresa Eléctrica Atacama S.A.:

De acuerdo a lo solicitado, he efectuado ciertos procedimientos a los Estados de Situación Financiera de Compañía General de Electricidad S.A., CGE Distribución S.A., Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y Empresa Eléctrica Atacama S.A. (en adelante "las Compañías"), al 30 de septiembre de 2017, según se detalla en el Anexo I de este informe, con el propósito de preparar un estado de situación financiera base de estas Compañías para generar un estado de situación fusionado proforma, de acuerdo con lo establecido en el Artículo N°156 del Reglamento de la Ley de Sociedades Anónimas.

Estos procedimientos incluyeron cotejos y comprobaciones aritméticas parciales a los registros contables y la aplicación de otros procedimientos, en la medida que consideré necesario en las circunstancias. Sin perjuicio de lo anterior, el presente informe no constituye un dictamen o informe de auditoría, examen o revisión y debe ser utilizado sólo con el objeto y alcance mencionado en el primer párrafo precedente.

En base a la información proporcionada por la Administración de las Compañías, CGE Distribución S.A., Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y Empresa Eléctrica Atacama S.A. se fusionarán con Compañía General de Electricidad S.A., adquiriendo esta última, todos los activos y pasivos de las primeras, a la fecha en que entre en efecto la fusión, sin perjuicio del control de los valores tributarios que deberán mantener CGE Distribución S.A., Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y Empresa Eléctrica Atacama S.A., conforme lo dispone el Artículo N°64 del Código Tributario y Circular N°45 emitida por el Servicio de Impuestos Internos el 16 de julio de 2001.

Cabe considerar que los valores con los cuales se prepararán los estados financieros fusionados definitivos deben corresponder a los vigentes a la fecha en que entre en efecto la fusión, fecha aún no conocida a la emisión de este informe. En consecuencia, los valores aquí presentados deben ser considerados referenciales, por cuanto se basan en información vigente al 30 de septiembre de 2017.

Los estados financieros de CGE Distribución S.A. y Empresa Eléctrica Atacama S.A. al 30 de septiembre de 2017 y los estados financieros consolidados de Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y subsidiaria, y Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias al 30 de septiembre de 2017, fueron auditados por EY Servicios Profesionales de Auditoría y Asesorías SpA., quienes emitieron los informes correspondientes sin salvedades con fecha 7 de noviembre de 2017.

Con base en lo indicado anteriormente, en Anexo III se presentan los activos y pasivos de CGE Distribución S.A., Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y subsidiaria que se propone incorporar al estado de situación financiera fusionado proforma. Cabe mencionar que los activos y pasivos de Empresa Eléctrica Atacama S.A. se encuentran incorporados en los activos y pasivos consolidados de Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y subsidiarias.



Los procedimientos efectuados al estado de situación financiera fusionado proforma consistieron principalmente en:

- Cotejar los montos de activos, pasivos y patrimonio de Compañía General de Electricidad S.A. (Consolidado), CGE Distribución S.A. (Individual), Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. (Consolidado) y Empresa Eléctrica Atacama S.A. (Individual), al 30 de septiembre de 2017, incluidos en las columnas (O), (I), (E) y (A), respectivamente, en el Anexo I, con los montos registrados en los estados financieros auditados a esa fecha.
- Cotejar el ajuste por criterio contable y la incorporación del ajuste del valor razonable de CGE Distribución S.A., Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y subsidiaria, Empresa Eléctrica Atacama S.A., los activos, pasivos y patrimonio de Compañía General de Electricidad S.A. (Individual) y los ajustes de consolidación, incluidos en las columnas (B), (C), (F), (G), (J), (K) y (N) del Anexo I con los papeles de trabajo utilizados para la consolidación de Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y Compañía General de Electricidad S.A. proporcionados por la Administración.
- Cotejar la incorporación en la cuenta de capital emitido de Compañía General de Electricidad S.A. del monto del aumento de capital correspondiente a los accionistas no controladores de CGE Distribución S.A., Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y subsidiaria, y Empresa Eléctrica Atacama S.A. determinado al 30 de septiembre de 2017 incluido en la columna Aumento de Capital del Anexo II con los papeles de trabajo utilizados para la consolidación de Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y Compañía General de Electricidad S.A. proporcionados por la Administración.
- Cotejar los efectos de las distribuciones de dividendos efectuadas en octubre de 2017 por Compañía General de Electricidad S.A., CGE Distribución S.A., Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y Empresa Eléctrica Atacama S.A. incluidas en la columna Pagos de Dividendos del Anexo II con la parte pertinente de las Actas de sesión de Directorios de las mencionadas sociedades proporcionadas por la Administración.
- Cotejar los efectos de la disminución capital de pleno derecho realizada con fecha 5 de octubre de 2017, incluida en la columna Disminución Capital Pleno derecho del Anexo II, con la Declaración de Disminución de Capital de Pleno Derecho efectuada por el Gerente General de CGE, don Eduardo Apablaza Dau, en la Cuadragésima Tercera Notaría de Santiago con fecha 3 de noviembre de 2017.
- Cotejar los activos, pasivos y patrimonio de CGE Distribución S.A. y Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y subsidiaria, al 30 de septiembre de 2017, incluidos en el Anexo III con los montos registrados en los estados financieros auditados a esa fecha luego de considerar el efecto del ajuste de criterio contable incluido en la columna (B), (E), (F), (I) y (J) del Anexo I.



- Determinar los porcentajes de participación de los accionistas y relación de canje al 30 de septiembre de 2017 descritas en el Anexo IV.
- Comprobar aritméticamente totales y subtotales presentados en los Anexos I a IV.

De acuerdo a lo establecido en el Artículo N°168 del Reglamento de Sociedades Anónimas, declaro que me constituyo responsable de las afirmaciones contenidas en el presente informe.

Este informe está destinado únicamente para la información y uso de la Administración y los Accionistas de las Compañías, en relación con el proceso de fusión de Compañía General de Electricidad S.A., CGE Distribución S.A., Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y Empresa Eléctrica Atacama S.A. consecuentemente, no tiene por objeto y no debiera ser utilizado para ningún otro fin.

A handwritten signature in blue ink, appearing to be "Nolberto Pezzati".

Nolberto Pezzati
RUT N°23.923.358-9

Santiago, 7 de noviembre de 2017

Firmó ante mí don Nolberto Carlos Pezzati. Cédula de identidad
N°23.923.358-9.

Santiago, 7 de noviembre de 2017



Anexo I

**COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A., CGE DISTRIBUCIÓN S.A., COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA
ELÉCTRICA S.A. Y EMPRESA ELÉCTRICA ATACAMA S.A.**
Estados de Situación Financiera al 30 de septiembre de 2017

| Activos | (A) M\$ | (B) M\$ | (C) M\$ | (D) M\$ | (E) M\$ | (F) M\$ | (G) M\$ | (H) M\$ | (I) M\$ | (J) M\$ | (K) M\$ | (L) M\$ | (M) M\$ | (N) M\$ | (O) M\$ |
|---|-------------------|-----------------|------------------|-------------------|--------------------|---------------------|-------------------|--------------------|----------------------|---------------------|--------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| Activos Corrientes: | | | | | | | | | | | | | | | |
| Electivo y equivalentes al efectivo | 448 | - | - | 448 | 1.928 | - | - | 1.928 | 884 | - | - | 884 | 399.471 | 5.004.503 | 5.407.234 |
| Otros activos financieros, corrientes | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Otros activos no financieros, corrientes | 11.638 | - | - | 11.638 | 137.062 | - | - | 137.062 | 582.848 | - | - | 582.848 | 66.638 | 2.325.414 | 3.142.830 |
| Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes | 17.894.401 | - | - | 17.894.401 | 56.900.137 | - | - | 56.900.137 | 176.131.964 | - | - | 176.131.964 | 25.975.505 | 78.519.525 | 355.421.532 |
| Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes | 294.035 | - | - | 294.035 | 12.951.435 | - | - | 12.951.435 | 427.376 | - | - | 427.376 | 119.402.478 | (123.164.537) | 9.910.787 |
| Inventario | 1.030.967 | - | - | 1.030.967 | 4.260.858 | - | - | 4.260.858 | - | - | - | - | 26.801.741 | (3.693.440) | 26.573.765 |
| Activos por impuestos corrientes, corrientes | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 26.200.126 |
| Activos no Corrientes: | | | | | | | | | | | | | | | |
| Otros activos financieros, no corrientes | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 280.341 | 545.145 |
| Otros activos no financieros, no corrientes | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 175.001 | - | 175.001 |
| Derechos por cobrar no corrientes | 41.862 | - | - | 41.862 | 662.260 | - | - | 662.260 | 14.930.397 | - | - | 14.930.397 | 31.810 | 1.663.027 | 17.287.566 |
| Inventario | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1.218.602 | 1.218.602 |
| Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corriente | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | (20.170.244) | - |
| Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 20.170.244 | - |
| Activos intangibles distintos de la plusvalía | 16.347 | - | - | 11.204.000 | 23.036.875 | - | - | 138.265.975 | 79.814.770 | - | - | 240.496.770 | 1.244.662.584 | (1.228.456.865) | 16.225.919 |
| Plusvalía | - | - | - | (2.657.000) | 99.060.794 | - | - | 57.276.000 | 104.740.054 | - | - | 90.592.000 | 233.435.064 | 256.427.759 | 879.947.815 |
| Propiedades, planta y equipo | 38.580.062 | (48.645) | - | 38.531.417 | 195.057.893 | (16.112.964) | (41.782.794) | 178.944.929 | 684.083.618 | (60.252.487) | (14.148.054) | 633.841.131 | 56.646.288 | 16.207.945 | 218.067.233 |
| Propiedades de inversión | - | - | - | - | - | - | - | - | 62.622 | - | - | 62.622 | 2.044.316 | 7.530.882 | 1.768.564.766 |
| Activos por impuestos | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 9.637.620 |
| Activos por impuestos diferidos | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 9.847.882 |
| Total activos | 57.869.790 | (48.645) | 8.547.000 | 66.388.135 | 392.077.492 | (16.112.964) | 73.448.266 | 449.410.794 | 1.060.794.533 | (50.252.487) | 146.535.946 | 1.157.067.992 | 2.354.773.366 | (673.510.344) | 3.354.113.933 |



ANEXO I

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A., CGE DISTRIBUCIÓN S.A., COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA ELÉCTRICA S.A. Y EMPRESA ELÉCTRICA ATACAMA S.A.
Estados de Situación Financiera al 30 de septiembre de 2017

| | (A) | (B) | (C) | (D) | (E) | (F) | (G) | (H) | (I) | (J) | (K) | (L) | (M) | (N) | (O) |
|---|-------------------|-----------------|------------------|-------------------|--------------------|---------------------|-------------------|--------------------|----------------------|---------------------|--------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ |
| Empresas | Empresas | Ajuste valor | Empresa | Compañía | Compañía | Ajustes de | Ajuste valor | Compañía | CGE | Ajustes de | Ajuste valor | CGE | Compañía | Ajustes | Compañía |
| Eléctrica | Eléctrica | razonable | Eléctrica | Nacional de | Nacional de | críterios | razonable | Nacional de | Distribución | críterios | razonable | Distribución | General de | críterios | General de |
| Atacama S.A. | Atacama S.A. | Empresa | Atacama S.A. | Fuerza Eléctrica | Fuerza Eléctrica | contables | Empresa | Eléctrica | S.A. (Individual) | contables | CGE | S.A. (Individual) | Eléctrica | contables | Eléctrica |
| (Individual) | (Individual) | Atacama S.A. | con Ajustes | (Consolidado) | (Consolidado) | comparables | con Ajustes | con Ajustes | (Individual) | comparables | Distribución | (Individual) | (Individual) | comparables | (Consolidado) |
| Otros pasivos financieros, corrientes | 9.347.296 | - | 9.347.296 | 32.991.938 | 32.991.938 | - | 32.991.938 | 32.991.938 | 43.565.321 | - | - | 43.565.321 | 126.076.887 | 51.220.062 | 263.201.474 |
| Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar | 11.351.208 | - | 11.351.208 | 38.824.431 | 38.824.431 | - | 38.824.431 | 38.824.431 | 125.463.957 | - | (4.318.600) | 121.145.357 | 11.861.551 | 60.500.068 | 243.682.615 |
| Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes | 3.092.409 | - | 3.092.409 | 4.333.355 | 4.333.355 | - | 4.333.355 | 4.333.355 | 62.924.936 | - | - | 62.924.936 | 43.306.754 | (110.757.071) | 2.900.383 |
| Otras provisiones corrientes | 330.311 | - | 330.311 | 2.829.760 | 2.829.760 | - | 2.829.760 | 2.829.760 | 10.036.602 | - | - | 10.036.602 | 2.293.172 | 3.147.726 | 18.639.571 |
| Pasivos por impuestos | - | - | - | - | - | - | - | - | 1.718.686 | - | - | 1.718.686 | - | (681.901) | 866.785 |
| Provisiones corrientes por beneficios a los empleados | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 17.274 | 17.274 |
| Otros pasivos no financieros | 172.980 | - | 172.980 | 1.708.010 | 1.708.010 | - | 1.708.010 | 1.708.010 | 2.820.031 | - | - | 2.820.031 | 148.653 | 1.581.838 | 6.431.512 |
| Pasivos no Corrientes: | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificadas como mantenidos para la venta | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Pasivos no Corrientes: | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Otros pasivos financieros, no corrientes | 14.977.686 | - | 202.100 | 15.179.786 | 54.890.159 | - | 1.630.420 | 56.520.579 | 217.279.694 | - | 645.728 | 217.925.622 | 492.774.094 | 49.174.778 | 631.574.660 |
| Cuentas por pagar, no corrientes | 57.832 | - | 57.832 | 1.561.976 | 1.561.976 | - | 1.561.976 | 1.561.976 | - | - | - | - | 6.091 | 119.208 | 1.745.107 |
| Cuentas por pagar a entidades relacionadas | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 45.696.775 | - | 45.696.775 |
| Otras provisiones | - | - | - | - | 489.567 | - | - | 489.567 | - | - | - | - | - | 626.162 | 1.095.729 |
| Pasivos por impuestos diferidos | 1.240.181 | (12.916) | 2.970.513 | 4.197.778 | 5.702.576 | (4.414.738) | 30.871.617 | 31.959.457 | 63.152.879 | (13.666.683) | 44.376.355 | 93.862.551 | 44.449.678 | 72.018.563 | 246.488.027 |
| Pasivos por impuestos | - | - | - | - | 6.284.389 | - | - | 6.284.389 | 13.613.026 | - | - | 13.613.026 | 5.093.066 | 8.212.645 | 34.266.119 |
| Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados | 1.062.993 | - | 1.062.993 | - | - | - | - | - | 1.022.676 | - | - | 1.022.676 | - | 7.299.096 | 8.321.772 |
| Otros pasivos no financieros. | - | - | - | - | 146.596.161 | (4.414.736) | 32.302.037 | 177.483.462 | 541.800.008 | (13.666.683) | 40.703.483 | 568.636.808 | 771.606.591 | 142.298.449 | 1.704.918.003 |
| Total pasivos | 41.622.896 | (12.916) | 3.172.613 | 44.792.593 | 146.596.161 | (4.414.736) | 32.302.037 | 177.483.462 | 541.800.008 | (13.666.683) | 40.703.483 | 568.636.808 | 771.606.591 | 142.298.449 | 1.704.918.003 |
| Patrimonio | | | | | | | | | | | | | | | |
| Capital Emitido | 3.770.030 | - | 3.770.030 | 165.242.348 | 165.242.348 | - | - | 165.242.348 | 314.735.393 | - | - | 314.735.393 | 1.523.795.685 | (483.745.771) | 1.523.795.685 |
| Reservas (pérdidas) acumuladas | 7.062.240 | (35.160) | 2.717.154 | 9.764.234 | 35.062.336 | 844.789 | (19.672.233) | 17.234.872 | 82.347.812 | 1.297.067 | (572.017) | 83.072.852 | 176.306.927 | (110.071.958) | 178.306.927 |
| Primas de emisión | 626.636 | - | - | 626.636 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | (626.637) | - |
| Acciones propias en cartera | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | (9.383.089) | - | (9.383.089) |
| Otras reservas | 4.757.978 | - | 2.483.807 | 7.241.765 | 41.917.675 | (12.542.987) | 59.340.834 | 88.715.612 | 122.103.319 | (37.862.861) | 105.616.968 | 189.837.446 | (109.490.858) | (285.794.743) | (109.490.858) |
| Participación no controladora | - | (569) | 175.426 | 172.857 | 258.972 | - | 475.628 | 734.000 | 787.492 | - | 787.492 | 787.492 | 64.430.316 | 66.125.265 | 66.125.265 |
| Total patrimonio | 16.236.884 | (35.729) | 5.374.387 | 21.575.542 | 242.481.331 | (11.699.228) | 41.144.229 | 271.923.463 | 519.184.525 | (36.565.804) | 105.832.463 | 588.431.154 | 1.593.170.665 | (815.808.793) | 1.649.295.930 |
| Total pasivos y patrimonio | 57.860.780 | (48.645) | 8.547.000 | 66.368.135 | 392.077.492 | (16.112.964) | 73.446.266 | 449.410.794 | 1.060.784.533 | (50.252.487) | 146.535.946 | 1.157.067.992 | 2.354.777.356 | (673.510.344) | 3.354.113.933 |





ANEXO II

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A., CGE DISTRIBUCIÓN S.A., COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA ELÉCTRICA S.A. Y EMPRESA ELÉCTRICA ATACAMA S.A.

Estado de situación financiera fusionado proforma al 30 de septiembre de 2017

| Activos | Compañía General de Electricidad S.A. (Consolidado) M\$ | Pagos de Dividendos (*) M\$ | Disminución Capital Pleno derecho (**) M\$ | Aumento de Capital (***) M\$ | Total fusionado neto de variación de capital M\$ |
|---|--|--------------------------------|---|---------------------------------|---|
| Activos Corrientes: | | | | | |
| Efectivo y equivalentes al efectivo | 5.407.234 | - | - | - | 5.407.234 |
| Otros activos financieros, corrientes | - | - | - | - | - |
| Otros activos no financieros, corrientes | 3.142.830 | - | - | - | 3.142.830 |
| Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes | 355.421.532 | - | - | - | 355.421.532 |
| Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes | 9.910.787 | - | - | - | 9.910.787 |
| Inventario | 29.573.765 | - | - | - | 29.573.765 |
| Activos por impuestos corrientes, corrientes | 28.200.126 | - | - | - | 28.200.126 |
| Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios | 545.145 | - | - | - | 545.145 |
| Activos no Corrientes: | | | | | |
| Otros activos financieros, no corrientes | 175.001 | - | - | - | 175.001 |
| Otros activos no financieros, no corrientes | 40.090 | - | - | - | 40.090 |
| Derechos por cobrar no corrientes | 17.297.566 | - | - | - | 17.297.566 |
| Inventario | 1.218.602 | - | - | - | 1.218.602 |
| Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corriente | - | - | - | - | - |
| Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación. | 16.225.919 | - | - | - | 16.225.919 |
| Activos intangibles distintos de la plusvalía | 879.847.815 | - | - | - | 879.847.815 |
| Plusvalía | 218.067.233 | - | - | - | 218.067.233 |
| Propiedades, planta y equipo | 1.769.554.786 | - | - | - | 1.769.554.786 |
| Propiedades de inversión | 9.637.620 | - | - | - | 9.637.620 |
| Activos por impuestos | - | - | - | - | - |
| Activos por impuestos diferidos | 9.847.882 | - | - | - | 9.847.882 |
| Total activos | 3.354.113.933 | - | - | - | 3.354.113.933 |



ANEXO II

**COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A., CGE DISTRIBUCIÓN S.A., COMPAÑÍA
NACIONAL DE FUERZA ELÉCTRICA S.A. Y EMPRESA ELÉCTRICA ATACAMA S.A.**

Estado de situación financiera fusionado proforma al 30 de septiembre de 2017

| Pasivos | CGE (Consolidado) M\$ | Pagos de Dividendos (*) M\$ | Disminución Capital Pleno derecho (**) M\$ | Aumento de Capital (***) M\$ | Total fusionado neto de variación de capital M\$ |
|---|--------------------------------------|--|---|---|---|
| Pasivos Corrientes: | | | | | |
| Otros pasivos financieros, corrientes | 263.201.474 | - | - | - | 263.201.474 |
| Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar | 243.682.615 | - | - | - | 243.682.615 |
| Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes | 2.900.383 | 15.889.434 | - | - | 18.789.817 |
| Otras provisiones corrientes | 18.639.571 | - | - | - | 18.639.571 |
| Pasivos por impuestos | 856.785 | - | - | - | 856.785 |
| Provisiones corrientes por beneficios a los empleados | 17.274 | - | - | - | 17.274 |
| Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta | - | - | - | - | - |
| Otros pasivos no financieros, | 6.431.512 | - | - | - | 6.431.512 |
| Pasivos no Corrientes: | | | | | |
| Otros pasivos financieros, no corrientes | 831.574.860 | - | - | - | 831.574.860 |
| Cuentas por pagar, no corrientes | 1.745.107 | - | - | - | 1.745.107 |
| Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes | 45.596.775 | - | - | - | 45.596.775 |
| Otras provisiones | 1.095.729 | - | - | - | 1.095.729 |
| Pasivos por impuestos diferidos | 246.488.027 | - | - | - | 246.488.027 |
| Pasivos por impuestos | - | - | - | - | - |
| Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados | 34.266.119 | - | - | - | 34.266.119 |
| Otros pasivos no financieros, no corrientes | 8.321.772 | - | - | - | 8.321.772 |
| Total pasivos | <u>1.704.818.003</u> | <u>15.889.434</u> | <u>-</u> | <u>-</u> | <u>1.720.707.437</u> |
| Patrimonio | | | | | |
| Capital Emitido | 1.523.735.685 | - | (4.437.424) | 5.753.790 | 1.525.052.051 |
| Ganancias (pérdidas) acumuladas | 178.308.927 | (15.889.434) | - | - | 162.419.493 |
| Primas de emisión | - | - | - | - | - |
| Acciones propias en cartera. | (9.383.089) | - | 4.437.424 | - | (4.945.665) |
| Otras reservas | (109.490.858) | - | - | - | (109.490.858) |
| Participación no controladora | 66.125.265 | - | - | (5.753.790) | 60.371.475 |
| Total patrimonio | <u>1.649.295.930</u> | <u>(15.889.434)</u> | <u>-</u> | <u>-</u> | <u>1.633.406.496</u> |
| Total pasivos y patrimonio | <u>3.354.113.933</u> | <u>-</u> | <u>-</u> | <u>-</u> | <u>3.354.113.933</u> |

(*) Corresponde a i). Pago de dividendo provisorio efectuado por Compañía General de Electricidad S.A. por M\$15.889.434, aprobado con fecha 4 de octubre de 2017 y pagado con fecha 25 de Octubre de 2017.

(**) Corresponde a la disminución de capital de pleno derecho de fecha 5 de octubre de 2017, en conformidad a lo preceptuado en el inciso tercero del artículo veintisiete de la Ley 18.046, por no haberse enajenado dentro del plazo legal acciones en cartera propia.

(***) El aumento de capital expresado en pesos chilenos corresponde a CLP\$5.753.789.538.



COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A., CGE DISTRIBUCIÓN S.A., COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA ELÉCTRICA S.A. Y EMPRESA ELÉCTRICA ATACAMA S.A.

Descripción de los activos y pasivos que se incorporan a Compañía General de Electricidad S.A. provenientes de CGE Distribución S.A., Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y Empresa Eléctrica Atacama S.A. al 30 de septiembre de 2017

Activos que se aportan

| Activos | M\$ |
|--|----------------------|
| Efectivo y equivalentes al efectivo | 2.812 |
| Otros activos financieros, corrientes | - |
| Otros activos no financieros, corrientes | 719.940 |
| Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes | 233.032.101 |
| Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes | 13.378.811 |
| Inventario | - |
| Activos por impuestos corrientes, corrientes | 4.260.858 |
| Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios. | - |
| Activos no Corrientes: | |
| Otros activos financieros, no corrientes | - |
| Otros activos no financieros, no corrientes | 8.280 |
| Derechos por cobrar no corrientes | 15.592.657 |
| Inventario | - |
| Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corriente | - |
| Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación. | - |
| Activos intangibles distintos de la plusvalía | 102.851.645 |
| Plusvalía | 203.800.788 |
| Propiedades, planta y equipo | 812.737.415 |
| Propiedades de inversión | 62.622 |
| Activos por impuestos | - |
| Activos por impuestos diferidos | - |
| Total activos | <u>1.386.447.929</u> |

(*) Los activos y pasivos que se aportan corresponden a la suma de las columnas (B), (E), (F), (I) y (J) del Anexo I.



COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A., CGE DISTRIBUCIÓN S.A., COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA ELÉCTRICA S.A. Y EMPRESA ELÉCTRICA ATACAMA S.A.

Descripción de los activos y pasivos que se incorporan a Compañía General de Electricidad S.A. provenientes de CGE Distribución S.A., Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y Empresa Eléctrica Atacama S.A. al 30 de septiembre de 2017

Pasivos que se aportan

| Pasivos | M\$ |
|--|--------------------|
| Pasivos Corrientes: | |
| Otros pasivos financieros, corrientes | 76.557.259 |
| Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar | 164.288.388 |
| Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes | 67.258.291 |
| Otras provisiones corrientes | 12.868.362 |
| Pasivos por impuestos | 1.718.686 |
| Provisiones corrientes por beneficios a los empleados | - |
| Otros pasivos no financieros | 4.528.041 |
| Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta. | - |
| Pasivos no Corrientes: | |
| Otros pasivos financieros, no corrientes | 272.170.053 |
| Cuentas por pagar, no corrientes | 1.561.976 |
| Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes | - |
| Otras provisiones | 469.567 |
| Pasivos por impuestos diferidos | 50.761.120 |
| Pasivos por impuestos | - |
| Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados | 19.897.415 |
| Otros pasivos no financieros. | 1.022.676 |
| Total pasivos | <u>673.101.834</u> |

(*) Los activos y pasivos que se aportan corresponden a la suma de las columnas (B), (E), (F), (I) y (J) del Anexo I.



ANEXO IV

**DETERMINACIÓN DE PORCENTAJES DE PARTICIPACIÓN DE LOS ACCIONISTAS Y
RELACIÓN DE CANJE AL 30 de septiembre de 2017**

(1) Relación de canje:

| | CGE DISTRIBUCIÓN S.A. | COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA ELÉCTRICA S.A. | EMPRESA ELÉCTRICA ATACAMA S.A. | COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. |
|--|-----------------------------|---|--------------------------------------|--|
| Valor económico del patrimonio al 30 de septiembre de 2017 – M CLP\$ | 589.843.521 | 219.682.199 | 9.998.335 | 1.549.985.930 |
| Número de acciones emitidas | 177.952.073 | 191.692.962 | 6.115.498 | 1.992.939.181 |
| Valor de la acción (en pesos) | 3.314,6201 | 1.146,0108 | 1.634,9175 | 777,7387 |
| Razón de canje = | 4,2619x | 1,4735x | 2,1021x | |

(Número de acciones de Compañía General de Electricidad S.A. por cada acción de CGE Distribución S.A., Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y Empresa Eléctrica Atacama S.A., respectivamente).

Con posterioridad a la fusión, el capital de la compañía fusionada estará representado como se indica en el siguiente cuadro:

| | Participación % | Acciones N° |
|---|--------------------|----------------|
| Accionistas de Compañía General de Electricidad | | |
| Actuales accionistas de CGE | 99,660% | 1.992.939.181 |
| Accionistas de CGE Distribución S.A., Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y Empresa Eléctrica Atacama S.A. que se incorporan a la entidad fusionada | | |
| Minoritarios CGE Distribución S.A. | 0,249% | 4.978.544 |
| Minoritarios de Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. | 0,081% | 1.620.200 |
| Minoritarios Empresa Eléctrica Atacama S.A. | 0,010% | 205.127 |
| Totales | 100,00% | 1.999.743.052 |

Las participaciones anteriores, son las que resultan luego de que CGE (Compañía Absorbente) emita un total de 6.803.871 nuevas acciones para ser distribuidas entre los accionistas no controladores de CGE Distribución S.A., Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y Empresa Eléctrica Atacama S.A. (Compañías Absorbidas), determinadas con sus Roles de Accionistas al 30 de noviembre de 2017.



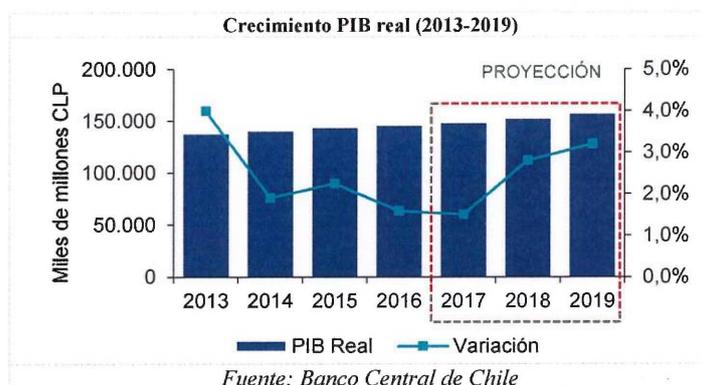
(2) Encuadre Macroeconómico

(a) Encuadre macroeconómico de Chile

Durante los últimos años, Chile ha enfrentado una desaceleración en su economía, con un crecimiento de 4,0% del PIB real en 2013 hasta un 0,5% del PIB real en la primera mitad de 2017 (Banco Central de Chile). Esto debido a la merma de la actividad minera, principalmente minería de cobre, lo cual se suma a un bajo rendimiento de las actividades manufactureras y de servicios empresariales. De la misma forma, ha existido una reducción del crecimiento en la demanda interna desde un 3,6% en 2013 hasta un 1,1% en 2016, apreciándose una subida en el primer semestre de 2017 hasta un 3,3%.

Al primer trimestre del año 2017, el segmento del PIB que no considera recursos naturales, mostró una debilidad mayor a la anticipada y los datos recientes indican que su velocidad de recuperación será algo menor. No obstante, además de haber aumentado el PIB hasta 0,9% en el segundo trimestre del año, varios elementos ayudarán a que la economía retome un mayor ritmo de expansión durante el mediano plazo destacando el que no se observan desbalances macroeconómicos relevantes, la disminución del impacto negativo del ajuste de la inversión minera, la mejora en las perspectivas externas y una política monetaria que seguirá siendo claramente expansiva.

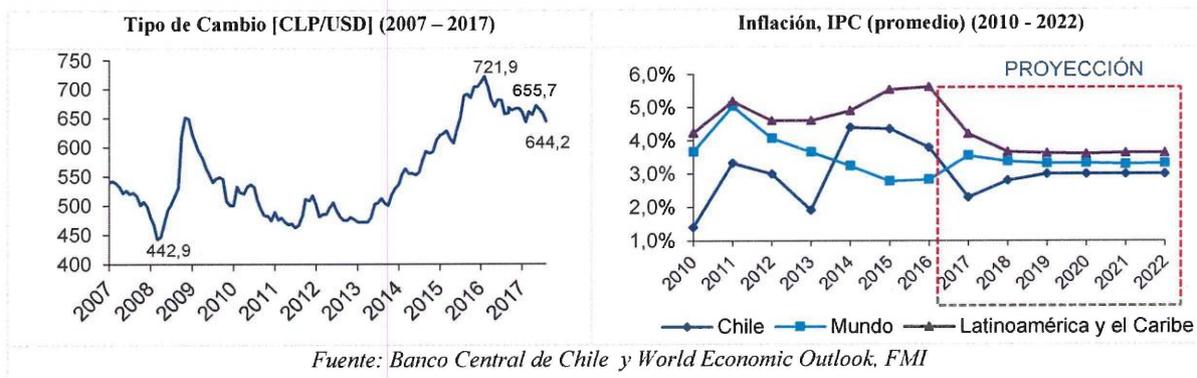
El Banco Central ha ido recortando las expectativas de crecimiento para el presente año, y se espera un crecimiento del PIB para 2017 entre el 1,25% y 1,75%, y entre el 2,50% y 3,50% para 2018 (Informe de Política Monetaria del Banco Central de Chile). Por otra parte, la Encuesta de Expectativas Económicas de septiembre del Banco Central espera un crecimiento del PIB de 1,50% para el año 2017, 2,80% para el año 2018 y 3,20% para el año 2019.





La inflación ha seguido bajando desde 2014, evolucionando en línea con lo anticipado por el Banco Central de Chile (BCCh) y con perspectivas de que se mantenga relativamente estable. Según el BCCh, en 2015 la inflación fue del 4,30%, en 2016 del 2,70%, y las previsiones para 2017 y 2018 son del 2,30% y 2,80%, respectivamente. En dichas previsiones realizadas por el BCCh, se estima que la inflación disminuirá en octubre, sin embargo, ésta se acabará situando en torno al 2,30% a fines de 2017, manteniéndose dicha tasa de inflación hasta el primer trimestre de 2019. Estas previsiones se apoyan principalmente en la estabilidad del tipo de cambio real (TCR), así como en que se comenzará a recuperar la actividad económica, encontrándose en línea con lo estimado por el Fondo Monetario Internacional.

El peso chileno se ha depreciado de forma importante durante los últimos años, luego que la Reserva Federal de Estados Unidos anunciara medidas menos expansivas de política monetaria, afectando el precio de productos básicos, especialmente el cobre. El fortalecimiento del peso de mayo a julio de 2017 responde a una mejora en el precio del cobre, el cual ha continuado aumentando hasta ubicarse por sobre US\$ 3,00 la libra en septiembre de 2017. Finalmente, el tipo de cambio al 30 de septiembre de este año se ubica en torno a CLP\$637 por USD cifra que, según la Encuesta de Expectativas Económicas del Banco Central, incrementará hasta CLP\$640 en los dos próximos años.



Pese al lento crecimiento de la economía en los últimos años, el mercado laboral ha respondido con resiliencia, manteniendo un nivel bajo de desocupados. No obstante, la tasa de desempleo nacional ha aumentado paulatinamente, llegando a 6,9% a julio del año 2017. Según indica el BCCh, ha aumentado el trabajo por cuenta propia, mientras que el desempleo ha presentado un crecimiento acotado debido a un menor crecimiento de la fuerza de trabajo.



Según proyecciones del FMI, se espera una tasa de desempleo de 7,0% y 6,8%, para 2017 y 2018, respectivamente. Hacia 2022, se proyecta en 6,3%.



Fuente: Instituto Nacional de Estadísticas

(b) Encuadre macroeconómico de Argentina

Con un Producto Interno Bruto (PIB) de más de USD 540.000 millones, Argentina es una de las economías más grandes de América Latina. El Gobierno ha reestructurado su agencia nacional de estadísticas publicando nuevamente una serie de indicadores clave.

De acuerdo al reporte "Perspectivas de la economía mundial", a abril 2017, del Fondo Monetario Internacional, se proyecta una expansión en la actividad argentina del 2,2% en 2017, producto de un aumento del consumo y la inversión pública, y del 2,3% para 2018 sustentado en la recuperación de la inversión privada. Por otra parte el Banco Central de la República Argentina (BCRA) señala que durante 2016 la economía mantuvo un estado de recesión con un crecimiento negativo del 2,3%, la cual presentó a finales de año indicadores de actividad económica que sugieren indicios de recuperación, debido a una expansión de la actividad económica observada en el Índice Líder de Actividad Económica (ILA).

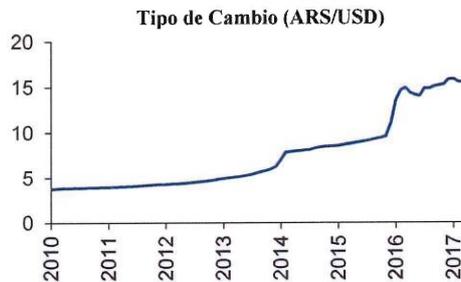


Fuente: Fondo Monetario Internacional



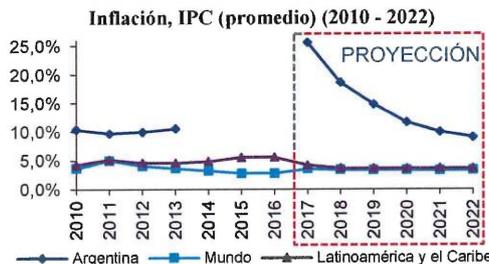
ANEXO IV

Respecto al tipo de cambio, el peso argentino, a diferencias de otras divisas, ha presentado un comportamiento estable durante el 2016 en relación a la apreciación del dólar estadounidense, lo cual se explica principalmente debido a régimen cambiario de flotación adoptado por argentina a finales del año 2015.



Fuente: Fondo Monetario Internacional

A partir de enero el Banco Central adoptó formalmente un régimen de metas de inflación, con un rango objetivo de inflación decreciente en el tiempo: entre 12% y 17% para 2017, entre 8% y 12% para 2018, y 5% a partir de 2019. Actualmente según datos del Fondo Monetario Internacional, la inflación cerrará 2017 con un 25,6%, esperando un 18,7% para 2018. Para el último trimestre de 2017 el pronóstico de inflación del Banco Central de Argentina es, en promedio, de 1,4% mensual.



Fuente: Fondo Monetario Internacional
(* Datos 2014-16 no se encuentran disponibles)



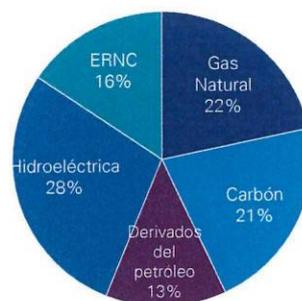
(3) Sector Eléctrico en Chile y Marco Regulatorio

(a) Sector eléctrico en Chile

El mercado eléctrico en Chile está compuesto por las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad. Estas actividades son desarrolladas por empresas que son controladas mayoritariamente por capitales privados, mientras que el Estado sólo ejerce funciones de regulación, fiscalización y de planificación indicativa de inversiones en generación y parte de la transmisión.

El sistema eléctrico chileno se estructura geográficamente sobre cuatro entramados eléctricos independientes: Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), Sistema Interconectado Central (SIC), Aysén y Magallanes, lo que cambiará a partir de 2018 con la unificación del SIC y el SING, el cual abarcará 3.100 km conectando desde la ciudad de Arica hasta la isla de Chiloé, en el sur.

La capacidad instalada, en los sistemas SING, SIC, Aysén y Magallanes, de generación eléctrica al mes de septiembre del año 2017 alcanza los 22.999 MW, de los cuales 17.512 MW (76,1%) corresponden al Sistema Interconectado Central (SIC) y 5.321 MW (23,1%) en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), mientras que en conjunto los sistemas de Aysén y Magallanes poseen 166 MW (0,8%).



Fuente: Reporte mensual sector energético septiembre de 2017, Comisión Nacional de Energía

Durante los últimos 10 años se ha observado un crecimiento promedio anual de 3,5% en la generación eléctrica bruta nacional. Respecto a la tecnología utilizada en generación, en el gráfico a continuación se puede apreciar la variedad en la matriz energética de los sistemas SING y SIC.

A diciembre 2016 el sistema de transmisión del SING registraba una longitud de 9.483 km (CAGR 2006 – 2016 de 4,9%), compuesto principalmente por líneas de transmisión dedicadas (77,8%), y en menor medida por líneas de transmisión nacional (14,6%) y zonal (7,6%). Por otra parte el SIC registraba 22.070 km (CAGR 2006 – 2016 de 2,5%), compuestas en un 38,0% por líneas de transmisión zonal, 31,1% con líneas dedicadas y 30,9% con líneas del segmento nacional.



ANEXO IV

Los principales organismos reguladores del Estado en el sector eléctrico en Chile es la Comisión Nacional de Energía (CNE), que se encarga de elaborar y coordinar los planes, políticas y normas necesarias para el buen funcionamiento y desarrollo del sector energético nacional, velar por su cumplimiento y asesorar a los organismos de gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía. Desde el presente año, el Coordinador Eléctrico Nacional, corporación autónoma de derecho público, sin fines de lucro y con patrimonio propio, es el encargado de la coordinación de la operación del conjunto de instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional que operan interconectadas entre sí.

(b) Marco regulatorio

Las actividades de generación, transmisión y distribución son desarrolladas en Chile por el sector privado, mientras que el Estado sólo cumple una función reguladora, fiscalizadora y subsidiaria. Es por lo anterior que, salvo algunas excepciones, las empresas cuentan con libertad para decidir sus inversiones, la comercialización de sus servicios y la operación de sus instalaciones, por lo que son responsables por el nivel de servicio otorgado en cada segmento, en cumplimiento de las obligaciones que imponen las leyes, reglamentos y normas que en conjunto componen el marco regulatorio del sector.

Desde el proceso de producción de electricidad hasta el suministro a clientes finales, el marco regulatorio distingue tres segmentos: Generación, Transmisión y Distribución.

Generación

Se constituye por las centrales generadoras interconectadas al sistema eléctrico. Esta actividad opera bajo libre competencia, no hay barreras de entrada legales, en la medida que no se identifiquen condiciones de monopolio natural. Sin perjuicio de lo anterior, la ley faculta a la autoridad para obligar la interconexión de las instalaciones eléctricas, con el objeto de garantizar la eficiencia y seguridad del sistema. La coordinación de la operación del conjunto de instalaciones del sistema eléctrico nacional que operan interconectadas entre sí es efectuada por el Coordinador Eléctrico Nacional, corporación autónoma de derecho público, sin fines de lucro, con patrimonio propio. El Coordinador es el encargado de planificar la operación óptima del sistema y de valorar económicamente las transferencias de energía y potencia que se producen entre los generadores.

Transmisión

Dicha actividad está destinada a transportar la energía desde los puntos de generación hasta los centros de consumo masivos. La Ley General de Servicios Eléctricos distingue cinco segmentos de transmisión: el "sistema de transmisión nacional", que interconecta las subestaciones de transmisión nacional definidas en los decretos de



ANEXO IV

precio nudo, el "sistema de transmisión zonal", que corresponde a las instalaciones necesarias para interconectar el sistema de transmisión nacional con los sistemas de distribución que abastecen a los clientes finales que se encuentren en las zonas de concesión de empresas distribuidoras, el "sistema de transmisión para polos de desarrollo", que permite a través de una única línea de transmisión, la evacuación de energía generada desde polos de desarrollo de generación, "sistema de interconexión internacional" dedicado para intercambios internacionales de energía, y "sistemas de transmisión dedicados", que corresponden a todas las instalaciones que no pertenecen a los sistemas mencionados, y que están destinadas esencial y principalmente al suministro de energía a usuarios no sometidos a regulación de precios o para inyectar la producción de las centrales generadoras al sistema eléctrico.

Las instalaciones de los sistemas de transmisión nacional, de transmisión zonal, de polos de desarrollo y de interconexión internacional, están sometidas a un régimen de acceso abierto, pudiendo ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios, a través del pago de la remuneración del sistema de transmisión que corresponda. El Coordinador Eléctrico Nacional tiene la obligación de ejercer la coordinación técnica y económica sobre el conjunto de las instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional. Las instalaciones de los sistemas de transmisión dedicados están sometidas al régimen de acceso abierto en la medida que exista capacidad técnica disponible, lo que debe ser determinado por el Coordinador Eléctrico Nacional conforme a la normativa respectiva.

Distribución

Corresponde a la actividad destinada a abastecer de energía a los usuarios finales, comprendiéndose para ello a todas las instalaciones, líneas y transformadores que operan en tensión nominal igual o inferior a 23 kV. Su carácter de monopolio natural hace necesario establecer precios regulados para los suministros a clientes finales. La actividad se desarrolla bajo la modalidad de concesiones de distribución y las empresas que la desarrollan son libres en cuanto a decidir sobre qué zonas solicitan dicha tarea, pero tienen la obligación de dar servicio en las zonas de concesión otorgadas.

La legislación vigente regula las condiciones de su explotación, los precios que se pueden cobrar a clientes regulados y las condiciones de calidad de servicio.

El mercado chileno ha sido dividido en dos categorías: clientes sujetos a fijación de precios o clientes regulados, que corresponden principalmente a aquellos cuya potencia conectada es igual o inferior a 5.000 kW y; clientes no sujetos a fijación de precios o clientes libres. Las tarifas aplicadas a los consumos de los clientes regulados son fijadas por la autoridad, mientras que los precios de suministro para clientes libres se pactan libremente. Adicionalmente, los clientes que tienen una potencia conectada mayor



ANEXO IV

a 500 kW se encuentran facultados para optar entre la tarifa regulada y una de precio libre.

La tarifa regulada de distribución resulta de la suma de cuatro componentes: el Precio de Nudo, que corresponde al precio aplicable a la compra de energía para consumos regulados -dicho valor es fijado por la autoridad en el punto de interconexión de las instalaciones de transmisión con las de distribución, considerando el precio de los contratos de suministro que hayan suscrito las distribuidoras como resultado de las licitaciones realizadas; el Cargo Único por uso del Sistema de Transmisión; el Valor Agregado de Distribución (VAD), que permite cubrir los costos de operación y mantenimiento del sistema de distribución, los correspondientes costos de comercialización y rentar sobre todas sus instalaciones; y el Cargo por Servicio Público, que está destinado a financiar los presupuestos del Coordinador Eléctrico Nacional y del Panel de Expertos Eléctricos, así como los costos asociados a los Estudios de Franja.

El VAD se calcula cada 4 años, sobre la base del dimensionamiento de empresas modelo de distribución, las cuales deben ser eficientes y satisfacer óptimamente la demanda con la calidad de servicio determinada en la normativa vigente.

El sistema regulatorio está diseñado para proporcionar al conjunto agregado de las instalaciones de distribución de las empresas concesionarias una tasa de rentabilidad económica razonable sobre la inversión y que no puede diferir en más de cuatro puntos porcentuales de un 10% real anual, antes de impuestos.

Fijación de precios según sector

La fijación de precios en el mercado eléctrico está directamente relacionada al tipo de servicio.

Mientras el mercado de generación es esencialmente libre, el de transmisión y distribución, dada sus características de monopolios naturales, los precios son fijados por la autoridad mediante decretos tarifarios, que tienen una vigencia de 4 años.

Generación: Las generadoras venden su energía al mercado spot, la cual es retribuida en base a los costos marginales horarios de generación (el costo de la central más cara que se encuentre operando – modelo marginalista) en las correspondientes barras de inyección. El Coordinador Eléctrico Nacional es quien regula la oferta y demanda, y determina qué tecnología entra a operar en cada momento, definiendo así el costo marginal a ser retribuido.

Por otra parte, las generadoras pueden suscribir contratos con clientes libres, en condiciones "over the counter", o con empresas distribuidoras, como resultado de procesos de licitación cuyos precios se mantienen constantes, salvo por las correspondientes indexaciones, durante toda la vigencia del respectivo contrato. Para satisfacer los requerimientos de energía de sus contratos, los generadores deben efectuar los correspondientes retiros del sistema, los cuales son valorizados al costo marginal de las correspondientes barras de retiro.



ANEXO IV

Transmisión: Los propietarios de instalaciones de los sistemas de transmisión nacional y de transmisión zonal reciben anualmente un ingreso equivalente al valor anual de transmisión por tramo, que corresponde al valor anualizado de inversión y al costo anual de operación, mantenimiento y administración, el que es fijado por el Ministerio de Energía cada cuatro años. A su vez, las instalaciones de transmisión dedicadas se rigen por contratos privados entre partes, en los que se establece el pago por los servicios de transmisión, calculados como el valor anualizado de la inversión, a los que se agregan los costos de operación, mantenimiento y administración, conforme a lo establecido en las disposiciones legales pertinentes.

En los sistemas de transmisión nacional y zonal, las obras nuevas se adjudican mediante procesos de licitación, cuyo valor resultante se paga por 20 años. Transcurrido dicho período, su valorización queda sometida al régimen de las obras existentes. En el caso de obras de ampliación, el Valor Anual de Inversión se remunera por 20 años (Valor de Inversión resultante de una licitación y tasa vigente al momento de la adjudicación).

Distribución: La tarifa regulada de distribución, que es fijada cada cuatro años por el Ministerio de Energía, resulta de la suma de cuatro componentes: el Precio de Nudo, que corresponde al precio aplicable a la compra de energía para consumos regulados - dicho valor es fijado por la autoridad en el punto de interconexión de las instalaciones de transmisión con las de distribución, considerando el precio de los contratos de suministro que hayan suscrito las distribuidoras como resultado de la licitaciones realizadas; el Cargo Único por uso del Sistema de Transmisión (CTx); el Cargo por Servicio Público (CSP) y el Valor Agregado de Distribución (VAD), que permite cubrir los costos de operación y mantenimiento del sistema de distribución, los correspondientes costos de comercialización y rentar sobre todas sus instalaciones.

La Ley General de Servicios Eléctricos establece que cada 4 años se debe efectuar el cálculo de los costos de los componentes del VAD, basado en el dimensionamiento de empresas modelo de distribución de energía eléctrica, las cuales deben ser eficientes y satisfacer óptimamente la demanda con la calidad de servicio determinada en la normativa vigente. Las concesionarias deben mantener una rentabilidad agregada, esto es considerando a todas las empresas de la industria como un conjunto, dentro de una banda del 10% \pm 4% al momento de la determinación del Valor Agregado de Distribución.

El Valor Agregado de Distribución remunera los costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independiente de su consumo; las pérdidas medias de distribución en potencia y energía; y los costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución por unidad de potencia suministrada. Los costos anuales de inversión se calculan considerando el Valor Nuevo de Reemplazo, de instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil, y una tasa de actualización igual al 10% real anual.



ANEXO IV

(4) Marco Regulatorio y Sector Eléctrico en Argentina

(a) Mercado Eléctrico Mayorista

El mercado eléctrico en Argentina fue creado por Ley N° 24.065 en el año 1992. Denominado a partir de ese momento como Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Este mercado eléctrico fue segmentado en generadores, transportistas en extra alta tensión, transportistas troncales, distribuidores (los usuarios cautivos están incluidos en estos agentes) y grandes usuarios. La generación estaba sujeta a la libre competencia, en cambio el transporte como la distribución por sus características monopólicas fueron objeto de concesiones jurisdiccionales con regulación.

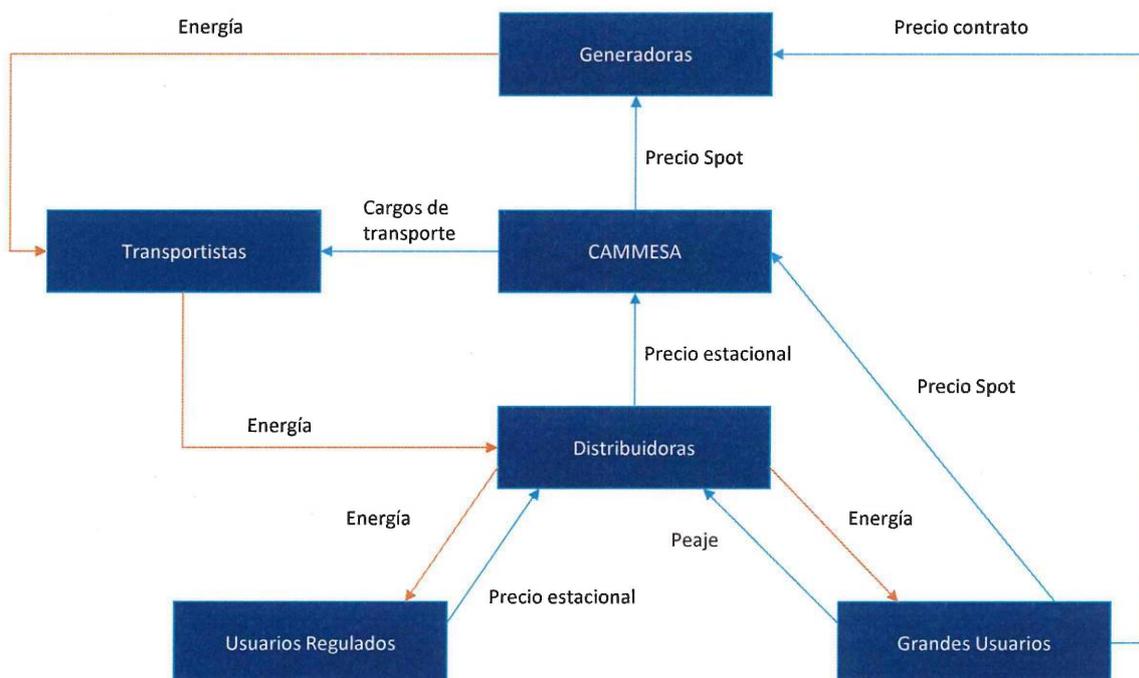
Los generadores, distribuidores y grandes usuarios podían realizar transacciones de energía con precios determinados por la oferta y la demanda. Además podían acceder a contratos de suministro de electricidad a largo plazo.

Dentro de las principales características del MEM se encontraban:

- Ser un mercado a término en donde las cantidades, los precios y las condiciones contractuales son acordadas directamente entre vendedores y compradores.
- Un mercado spot, donde los precios son establecidos por hora en función del costo económico de producción.
- Un sistema estabilizado de precios a través de precios estacionales, establecidos semestralmente y diseñado para mitigar la volatilidad de los precios spot para la compra de energía eléctrica por los distribuidores.

ANEXO IV

En el diagrama a continuación se observa las relaciones que existían entre los distintos actores del MEM.



Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA)

CAMMESA es una empresa privada que está a cargo de la administración del MEM, del despacho económico de cargas del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) y de las transacciones económicas entre los distintos agentes.

La administración de CAMMESA la realiza un Directorio que está presidido por el Secretario de Energía de la Nación y el resto del Directorio conformado por representantes de todos los agentes del MEM.

Dentro de sus principales funciones se encuentran:

- Planificar las necesidades de capacidad y optimizar el uso de energía de acuerdo a las reglas establecidas por la Secretaría de Energía del Gobierno Nacional.
- Control de la operación del mercado a término, administrar el despacho técnico de energía eléctrica en los acuerdos propios del mercado.



ANEXO IV

- Administrar las transacciones entre los distintos agentes del MEM, incluyendo la facturación y cobro de los pagos para estas transacciones.
- La compra y/o venta de energía eléctrica en el extranjero mediante la realización de las operaciones de importación / exportación pertinentes.
- La compra y administración de combustibles para los generadores del MEM (de acuerdo con el Artículo 8 de la Resolución SE N°95/2013 y el artículo 4 de la Resolución SE N°529/2014); y proporcionar consultoría y otros servicios relacionados. Esta función no fue la original y se agregó a lo largo del tiempo.

(b) Marco regulatorio

Generación

Los generadores son empresas que explotan plantas de generación de electricidad que venden su producción ya sea en forma parcial o total a través del SADI. Los generadores están sujetos a la programación y a las normas de despacho del MEM. Los generadores privados podían acceder a contratos directos con distribuidores o con grandes usuarios. Sin embargo, esta posibilidad está hoy suspendida.

Transmisión

Las empresas transportistas tienen una concesión para operar y mantener redes de transporte que vinculan a los agentes generadores, distribuidores y grandes usuarios. La actividad de transporte en la Argentina está subdividida en dos sistemas: el Sistema de Transporte de Energía Eléctrica de Extra Alta Tensión ("STAT"), que opera a 500 kV y transporta energía eléctrica entre regiones, y el sistema de distribución troncal ("STDT"), que opera a 132/220 kV y conecta generadores, distribuidores y grandes usuarios dentro de la misma región. Transener es la única compañía a cargo del STAT, y existen seis compañías regionales dentro del STDT. Además de estas compañías, existen compañías transportistas independientes que operan en virtud de una licencia técnica otorgada por las compañías del STAT o del STDT.

El transporte se lleva a cabo a través de concesiones, otorgadas por un período de tiempo mediante procesos licitatorios. Las empresas de transporte tienen a su cargo la operación y el mantenimiento de sus redes, pero no son responsables de la expansión del sistema. Las concesiones de transporte operan de conformidad con estándares técnicos, de seguridad y confiabilidad establecidos por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad ("ENRE"). Se aplican multas cuando la empresa concesionaria de transporte no alcanza los niveles de calidad de servicio exigida en sus contratos de concesión, especialmente aquellos relativos a cortes de suministro y tiempo de indisponibilidad de la red.

La responsabilidad de iniciar la expansión del sistema de transporte recae sobre la demanda (distribuidores y grandes usuarios). Los beneficiarios –que puede incluir a generadores– de la ampliación pagan por la nueva capacidad de transporte puesta a disposición. El ENRE debe llevar a cabo un proceso de audiencia pública para estos proyectos y luego emitir un "Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública".



ANEXO IV

Las redes de transporte o distribución conectadas a un sistema integrado deben brindar acceso abierto a terceros en virtud de un sistema regulado de tarifas a menos que exista una restricción de capacidad.

Distribución

Los distribuidores son empresas que poseen una concesión para ejercer el servicio público de distribución de energía eléctrica a los consumidores, con el deber principal de abastecer toda la demanda requerida en su área de concesión exclusiva, a un precio (tarifa) y en virtud de condiciones establecidas en su contrato de concesión. Estos contratos incluyen sanciones por inadecuada calidad de servicio. Las tres compañías de distribución que se desprendieron de Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires - conocido como SEGBA- (EDENOR, EDESUR y EDELAP) representan más del 45% del mercado de energía eléctrica en la Argentina. Con el tiempo EDELAP fue transferida a la jurisdicción de la Provincia de Buenos Aires. De este modo las únicas concesiones federales reguladas por el ENRE son EDENOR y EDESUR que abastecen la Capital Federal y el primer cinturón del cono urbano bonaerense en la provincia de Buenos Aires.

El resto de las provincias del país, en algunos casos concesionaron sus servicios públicos de distribución de energía eléctrica a empresas privadas y en otros casos los mantuvieron estatales. En el caso de las privatizaciones, algunas en la actualidad se mantienen administradas por privados, mientras que otras volvieron a manos estatales. Las provincias más grandes mantuvieron sus servicios estatales (Córdoba y Santa Fe).

Cada distribuidor suministra electricidad y opera la red de distribución de una zona geográfica concreta. En cada concesión se establece, entre otras cosas, el área a abastecer, la calidad del servicio requerido, las tarifas que pagan los consumidores y el alcance de la obligación para satisfacer la demanda. En cada jurisdicción, un Organismo Regulador supervisa el cumplimiento de los distribuidores.

Grandes usuarios

El mercado mayorista de electricidad clasifica los grandes usuarios de energía en cuatro categorías: (1) Grandes Usuarios Mayores ("GUMAs"), (2) Grandes Usuarios Menores ("GUMEs"), (3) Grandes Usuarios Particulares ("GUPAs") y (4) Grandes Usuarios de la Distribuidora ("GUDIs").

Cada una de estas categorías de usuarios tiene diferentes obligaciones en lo que respecta a las compras de su demanda de energía. Actualmente, GUMAs, GUMEs y GUPAs están obligados a comprar la totalidad de su demanda a través de contratos con CAMMESA, mientras que los GUDIs son usuarios regulados de las Distribuidoras con potencias mayores de 300 kW de demanda.



ANEXO IV

La tarifa de electricidad en Argentina

Para el usuario final, la tarifa de electricidad se fija principalmente por tres componentes: costo de compra de la energía, costos de transporte y Valor Agregado de Distribución (VAD). Los precios de la energía los fija trimestralmente la Secretaría de Energía de la Nación. En la gran mayoría de los casos los precios de la energía son un pass through para el distribuidor. En las concesiones privadas se producen revisiones tarifarias (VAD) quinquenales y de ajustes por inflación. Estas últimas pueden ser semestrales o anuales.

Por la crisis económico – financiera de Argentina del año 2002 se produjo el quiebre de los contratos de concesión de las empresas privatizadas. Ello implicó entre otras cuestiones, la pesificación de las tarifas de los servicios públicos y la suspensión de las cláusulas de ajustes y revisiones tarifarias.

Del mismo modo desde el punto de vista del MEM se congeló el precio mayorista desde noviembre de 2001. Esto produjo el apartamiento de los precios sancionados respecto de los costos reales de abastecimiento, lo que motivó una sostenida desinversión en el MEM y el fuerte subsidio del estado nacional sobre las tarifas a usuarios finales.

Desde el año 2006 hasta el 2016 se produjeron renegociaciones de los contratos de concesión y descongelamiento de tarifas de las distintas jurisdicciones. Cada una con su particularidad.

Estado de Emergencia del Sector Eléctrico

A raíz de las condiciones de mercado impuestas por el Estado en los últimos años, no se han generado los incentivos necesarios para que los actores privados inviertan lo suficiente en el Sistema Eléctrico y puedan proveer el suministro necesario para abarcar la creciente demanda, por lo que el Presidente de la Nación Argentina en el año 2016 ha decretado un estado de emergencia del Sector Eléctrico Nacional, bajo el cual el Ministerio de Energía y Minería elaboró e implementó un conjunto de acciones necesarias que involucraron a los sectores de generación, transporte y distribución, para adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico, garantizando la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicas adecuadas.

Los procedimientos realizados a raíz del decreto han comenzado en enero 2016 con el descongelamiento tarifario a las distribuidoras federales, junto a dos resoluciones adoptadas en septiembre y diciembre de 2016 determinando proyecciones de precios referenciales para potencia y energía en línea con lo mencionado anteriormente, además de un plan de estímulo al ahorro de energía y la definición del volumen de energía para determinado colectivo de usuarios de empresas de distribución de electricidad asociado a un precio específico, denominado como "Tarifa Social".

Asimismo se instruye a los organismos de la Administración Pública Nacional y a las jurisdicciones regionales a promover un programa de racionalización del consumo u otras medidas necesarias para alcanzar los objetivos trazados, en estrecha coordinación con el Ministerio de Energía y Minería.



ANEXO IV

(5) Descripción de las compañías involucradas en el proceso de fusión

(a) Compañía General de Electricidad S.A

En 1905 se funda la Compañía General de Electricidad Industrial S.A., abasteciendo de energía eléctrica a San Bernardo, Rancagua y Temuco. A partir de ahí continuó su desarrollo en el servicio eléctrico a nivel nacional, como también en el negocio del gas. Hoy Compañía General de Electricidad S.A. (CGE) es la cabecera de uno de los grupos energéticos más importantes de Chile, desarrollando su actividad en el sector de electricidad en Chile (desde Arica a Puerto Williams) y Argentina (en tres provincias).

El 14 de noviembre de 2014, Gas Natural Fenosa Chile SpA adquirió 96,5% de participación en Compañía General de Electricidad S.A. mediante una OPA al valor de CLP\$4.700 por cada acción. Luego, adquirió (mediante un poder de compra) un porcentaje adicional llegando a una participación de 97,37%, producto de la compra total de 405.730.022 acciones por un monto total de CLP\$1.906,8 mil millones.

Luego, el 1 de junio de 2016, Gas Natural Fenosa Chile SpA se transformó en una sociedad anónima abierta con la razón social Gas Natural Fenosa Chile S.A.

Como parte del Plan de Reorganización Societaria que está llevando a cabo el Grupo Gas Natural Fenosa en Chile, el 9 de agosto de 2016 se acordó la fusión de Gas Natural Fenosa Chile S.A. con su entonces filial Compañía General de Electricidad S.A., subsistiendo la primera, bajo la razón social Compañía General de Electricidad S.A. (CGE) Posteriormente, con fecha 14 de octubre de 2016, CGE se dividió en dos sociedades, una continuadora, Compañía General de Electricidad S.A. y una nueva sociedad, denominada CGE Gas Natural S.A., donde se concentraron las inversiones del sector eléctrico y de gas natural, respectivamente.

De este modo, a partir del 14 de octubre de 2016, CGE pasó a administrar todas las inversiones accionarias en las sociedades del rubro de electricidad que el Grupo Gas Natural Fenosa posee en Chile. Posteriormente, el 14 de diciembre de 2016 se aprobó la fusión por incorporación de Transnet S.A. en Compañía General de Electricidad S.A., manteniendo el nombre de esta última y anexando así parte del negocio de transmisión a la matriz del negocio eléctrico. Recientemente, en junio de 2017, se aprobó en Junta Extraordinaria de Accionistas la fusión por absorción de Emel Norte S.A. y Emelat Inversiones S.A. en CGE, continuando con el Plan de Reorganización Societaria que está llevando el Grupo Gas Natural Fenosa en Chile.



ANEXO IV

(b) CGE Distribución S.A.

La compañía desarrolla la actividad de distribución de energía eléctrica en la zona sur de la Región Metropolitana y en las regiones V, VI, VII, VIII y IX del país. Al 31 de diciembre de 2016, contaba con 1.861.388 clientes a quienes suministró 9.264 GWh, con una variación con respecto del año anterior de 2,6% y 0,6%, respectivamente.

CGE Distribución cuenta con 25.600 km de líneas de media tensión y 23.325 km. de líneas de baja tensión, con una potencia instalada de 5.249 MVA, desagregadas en 2.467 MVA de capacidad instalada propia y 2.781 MVA de transformadores particulares.

La inversión materializada en el ejercicio 2016 alcanzó los CLP\$52.771 millones, destinados principalmente a obras para nuevos clientes, calidad de suministro de energía y renovación de instalaciones.

Al cierre de 2016, CGE Distribución obtuvo una utilidad de CLP\$35.214 millones y se repartieron dividendos por CLP\$18.507 millones.

(c) Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. (Conafe)

Se trata de la distribuidora de energía eléctrica, subsidiaria de CGE que opera en las regiones de Coquimbo y Valparaíso.

A través de su subsidiaria Emelat opera en la Región de Atacama, en las provincias de Chañaral, Copiapó y Huasco.

Al 31 de diciembre de 2016, Conafe, incluyendo su subsidiaria Emelat, contaba con 519.185 clientes, a quienes suministró 2.380 GWh, lo que representó un aumento con respecto al año 2015 de 3,2% y 0,9%, respectivamente.

Conafe, incluyendo su subsidiaria Emelat, cuenta con 8.186 km. de líneas de media tensión, 5.778 km. de líneas de baja tensión, con una potencia instalada de 1.416 MVA, desagregadas en 655 MVA de capacidad instalada propia y 761 MVA de transformadores particulares.

En materia de inversiones, se ejecutaron proyectos por un monto de CLP\$17.275 millones, destinadas principalmente al sistema de distribución para satisfacer el permanente crecimiento del mercado, como también en la mantención de las actuales instalaciones, con el objeto de cumplir con las normas de calidad de servicio necesarias para un buen desempeño de las empresas.

En el ejercicio 2016, Conafe obtuvo una utilidad de CLP\$9.529 millones y repartió dividendos por CLP\$7.668 millones.

ANEXO IV

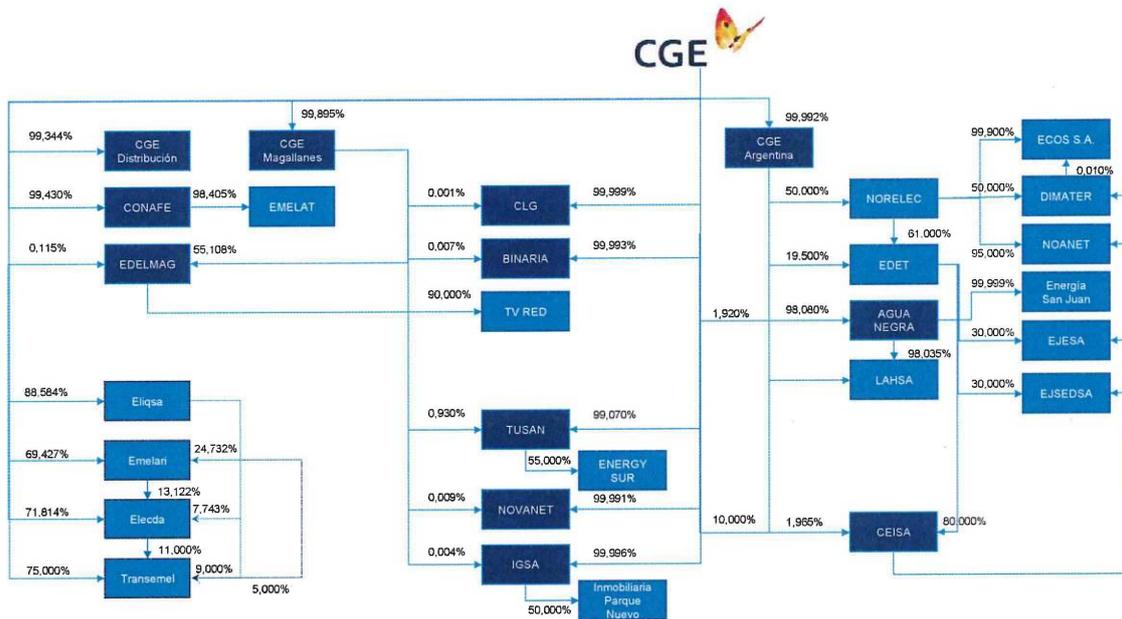
(d) Empresa Eléctrica Atacama S.A. (Emelat)

Es una sociedad subsidiaria indirecta a través de Conafe, la cual distribuye energía eléctrica en la Región de Atacama, en las provincias de Chañaral, Copiapó y Huasco.

Durante el año 2016, Emelat abasteció 100.376 clientes, a quienes suministró 638 GWh, con una variación en relación al año anterior de 1,6% y 0,7%, respectivamente. Emelat cuenta con 1.369 km. de líneas de media tensión, 971 km. de líneas de baja tensión, con una potencia instalada de 387 MVA, desagregadas en 103 MVA de capacidad instalada propia y 284 MVA de transformadores particulares.

En materia de inversiones, durante el ejercicio éstas alcanzaron a CLP\$4.640 millones, ejecutándose proyectos destinados al abastecimiento de nuevos clientes, disminución de pérdidas, renovación de instalaciones y mejoramiento de la calidad de servicio.

En el ejercicio 2016, Emelat obtuvo una utilidad de CLP\$398 millones y repartió dividendos por CLP\$379 millones a sus accionistas.





ANEXO IV

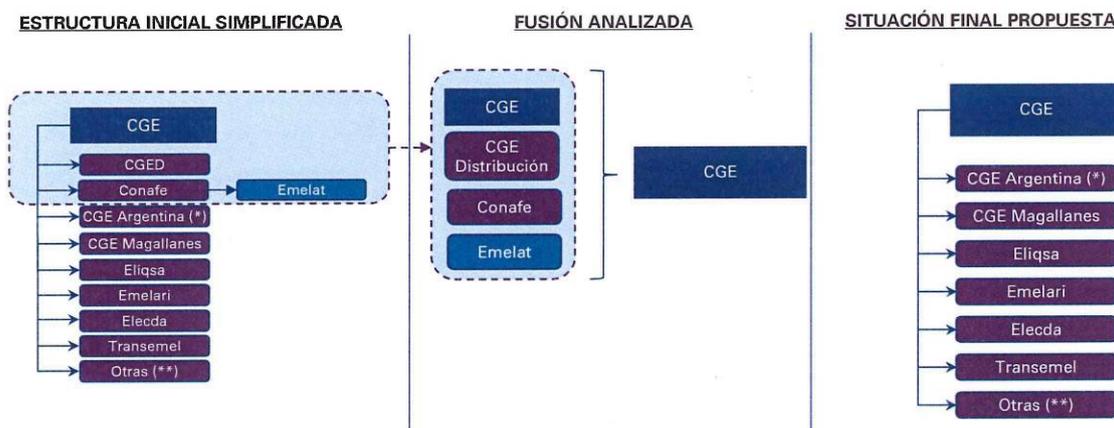
(6) Descripción de la Transacción

De acuerdo a lo informado por la Administración, la operación que se llevaría a cabo, involucra a la Compañía General de Electricidad S.A., y sus subsidiarias CGE Distribución S.A., Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. (Conafe) y Empresa Eléctrica Atacama S.A. (Emelat).

Compañía General de Electricidad S.A. posee el 99,34% de CGE Distribución y 99,43% de Conafe, a través de la cual controla a Emelat, sobre la cual Conafe tiene un 98,41% de participación.

El objeto de esta fusión es continuar con el proceso de consolidar los activos, actividades y la gestión y operación del negocio eléctrico en una sola compañía (CGE). La sociedad resultante de esta operación mantendría el nombre de Compañía General de Electricidad S.A.

De manera simplificada, la estructura societaria se puede resumir de acuerdo al siguiente diagrama:



(*) Se refiere a compañías operativas en Argentina: ESJ, Norelec, EDET y otras. Malla detallada disponible en la página web de CGE.

(**) Se refiere a compañías de servicios y/o soporte a los negocios del grupo, CLG, Binaria, Tusan, Novanet, IGSA y otras. Malla detallada disponible en la página web de CGE.



ANEXO IV

(7) Metodología aplicada

En el análisis se han utilizado distintas metodologías de valoración para cada compañía, dependiendo de sus características, información disponible e importancia relativa en el valor total de Compañía General de Electricidad S.A., CGE Distribución S.A., Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y Empresa Eléctrica Atacama S.A. De esta manera, se han valorado sociedades por metodologías de Flujos de Caja Descontados (DCF), Múltiplos Comparables, Valor Activos o bien Valor Patrimonial Ajustado (VPA).

Flujo de Caja Descontado (DCF)

Es un método de valoración de carácter dinámico, es decir, considera el valor del negocio en función de la capacidad para generar flujos futuros. En la aplicación de esta metodología, tras la obtención de los flujos, estos son descontados a una tasa de descuento (Costo de Capital Promedio Ponderado – WACC) que refleja el riesgo asociado al negocio considerado, ajustando dicho valor por deudas netas y activos/pasivos no operacionales.

Valor Patrimonial Ajustado (VPA)

Consiste en estimar el valor de mercado del patrimonio de una empresa, a partir del valor de mercado de cada una de las líneas que componen el activo y el pasivo observado en sus estados financieros. El valor del patrimonio será la diferencia entre activos y pasivos estimados. En el caso de una sociedad de inversión, se reconoce el valor razonable de la inversión en la(s) entidad(es) operativas, para luego obtener el valor patrimonial de la misma. Una vez estimado el valor patrimonial total, se considera el porcentaje de participación respectivo que tiene la sociedad de inversión en cada entidad.

Múltiplos Comparables

Es un método de valoración que consiste en aplicar ratios financieros, como Enterprise Value/EBITDA, Price/Book, Price/Sales de empresas comparables en cuanto a la actividad, industria, área geográfica o mercado en el cual participa y tamaño, entre otros. Se utiliza el ratio de mercado obtenido, y la referencia de la empresa a valorar para estimar el valor de la compañía.



ANEXO IV

(8) Detalle de Valoración

A continuación se detallan las metodologías de valoración y los resultados obtenidos en la estimación del Equity Value de las compañías, los cuales tienen vigencia a la fecha establecida específicamente en este informe (30 de septiembre de 2017).

Tanto Compañía General de Electricidad S.A. como CGE Distribución S.A., Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y Empresa Eléctrica Atacama S.A. se han valorado a partir de la valorización de cada una de las sociedades filiales que pertenecen a dicho conglomerado teniendo en cuenta la respectiva participación accionaria, y las características de las distintas entidades que la componen.

| Resumen Valoración (MM CLP) | | | | | |
|--|----------------------|------------------|------------------|-----------|---------------------------|
| Empresa | Metodo de valoración | Enterprise Value | Equity Value | CGE Stake | Valor Patrimonio para CGE |
| Electricidad | | | | | |
| Sociedades Operativas | | | | | |
| CGE (Individual sin participación en relacionadas) | DCF | 860.823 | 258.068 | | 258.068 |
| CGE Distribución | DCF | 986.683 | 589.844 | 99,34% | 585.974 |
| Conafe | DCF | 269.652 | 219.682 | 99,43% | 218.430 |
| Emelat | DCF | 38.522 | 9.998 | | |
| Transemel | DCF | 59.498 | 35.031 | 75,00% | 26.273 |
| Edelmag | DCF | 137.790 | 114.660 | 0,12% | 132 |
| Emelari | DCF | 57.698 | 62.319 | 69,43% | 43.266 |
| Eliqsa | DCF | 117.696 | 120.866 | 88,58% | 107.068 |
| Elecda | DCF | 161.488 | 109.925 | 71,81% | 78.941 |
| CGE Magallanes | VPA | | 65.291 | 99,90% | 65.223 |
| CGE Argentina | VPA | | 62.130 | 99,99% | 62.125 |
| Total Electricidad | | | 1.647.813 | | 1.445.500 |
| Empresa | Metodo de valoración | Enterprise Value | Equity Value | CGE Stake | Valor Patrimonio para CGE |
| Servicios | | | | | |
| Tusan | DCF | 18.383 | 18.455 | 99,07% | 18.283 |
| CLG | Multiplo | 28.312 | 14.201 | 100,00% | 14.201 |
| Binaría | Multiplo | 28.356 | 4.904 | 99,99% | 4.904 |
| Novanet | Multiplo | - | 1.842 | 99,99% | 1.842 |
| IGSA | Multiplo | - | 63.439 | 100,00% | 63.436 |
| Total Servicios | | 75.052 | 102.841 | | 102.666 |
| Empresa | | | Equity Value | CGE Stake | Valor Patrimonio para CGE |
| Otros | | | | | 1.820 |
| Equity Value - CGE (Consolidado) | | | | | 1.549.986 |

Otros considera la participación de CGE en las sociedades de inversión Norelec, Agua Negra y CEI.

A continuación se complementa la información relacionada con los supuestos, los criterios y las estimaciones utilizadas en las valorizaciones de cada una de las sociedades involucradas, según metodologías utilizadas.



ANEXO IV

(a) Sociedades valoradas según método de Flujo de Caja Descontado (DCF)

- **Compañía General de Electricidad S.A.**

CGE es la sociedad matriz y operativa responsable del desarrollo del negocio eléctrico del Grupo Gas Natural Fenosa en Chile. En diciembre 2016, CGE aprobó la fusión por absorción de Transnet S.A. en Compañía General de Electricidad S.A. incorporando así a la matriz del negocio eléctrico parte de las operaciones de transmisión eléctrica del grupo. En este sentido, CGE participa en el negocio de transformación y transporte de energía en el Sistema Interconectado Central (SIC), con una infraestructura de transmisión y transformación que se extiende desde la Región de Atacama a la Región de Los Lagos, prestando servicios no sólo a empresas distribuidoras relacionadas a CGE, sino también a otras distribuidoras, empresas generadoras, cooperativas y grandes clientes. A diciembre 2016, la energía retirada del sistema de transmisión de CGE alcanzó a 13.221 GWh, 0,2% menor a lo registrado el año anterior.

CGE cuenta con infraestructuras emplazadas entre la Región de Atacama y la Región de Los Ríos, con 3.437 kilómetros de líneas, que representan cerca del 40% de las líneas de transmisión zonal del SIC, y 175 subestaciones transformadoras que totalizan 7.375 MVA de potencia instalada, constituyendo el 33% de la potencia instalada del SIC, cifras que la posicionan como el principal actor en el sector de la transmisión zonal en el país.

Al 30 de septiembre de 2017, sus ingresos por venta fueron de CLP\$72.683 millones, con un margen EBITDA de 61,1%.

Sus ingresos por venta se estimaron con un CAGR 2017 – 2029 positivo de 4,4%. En cuanto al margen EBITDA se proyecta en promedio un 66,2% para el período 2017 – 2029, con un CAGR de 5,7%.

- **CGE Distribución S.A.**

CGE Distribución es una empresa distribuidora de energía eléctrica, subsidiaria de CGE, que opera en las comunas del sur de la región Metropolitana, y además en las regiones de Valparaíso, del General Libertador Bernardo O'Higgins, del Maule, del Bío Bío, y de la Araucanía. El ámbito de negocios se compone principalmente por la distribución de energía eléctrica, la cual va principalmente destinada a clientes regulados de las regiones anteriormente mencionadas.

El margen operacional de CGE Distribución para el año 2016 se compuso en un 80% por distribución de energía, mientras que el 20% restante corresponde a servicios eléctricos. Al 31 de diciembre de 2016, cuenta con 1.861.388 clientes a quienes suministró 9.264 GWh, con una variación respecto al año anterior de 2,6% y 0,6%, respectivamente.



ANEXO IV

Con respecto a los supuestos utilizados para proyectar sus flujos se puede destacar que se tomaron en cuenta estimaciones realizadas para las ventas físicas del período 2017 – 2023, la evolución estimada de las tarifas reguladas en dicho período, los costos de operación y mantenimiento de la red de distribución, los costos administrativos y comerciales, así como el nivel de inversiones requeridas para abastecer la demanda y calidad de servicio correspondiente.

Al 30 de septiembre de 2017, los ingresos por venta fueron de CLP\$748.669 millones, con un margen EBITDA de 5,6%. Respecto al mismo período del año anterior, los ingresos han aumentado un 1,0% y el margen EBITDA ha experimentado una disminución desde un 7,9% al 30 de septiembre de 2016.

Los ingresos por venta se estimaron con un CAGR 2017 – 2023 positivo de 5,8%, lo cual es calculado en base a la energía total operada (GWh) y su precio (\$/MWh). En cuanto al margen EBITDA se proyecta en promedio un 8,5% para el período 2017 – 2023, con un CAGR de 5,5%.

- **Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.**

Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica, es una empresa subsidiaria de CGE, que opera en las regiones de Coquimbo y Valparaíso. El ámbito de sus negocios se compone principalmente por la distribución de energía, la cual va destinada a clientes regulados de las regiones anteriormente mencionadas.

Su margen bruto del año 2016, incluyendo a su subsidiaria Emelat, se compone en un 78% por distribución de energía, mientras que el 22% restante corresponde a servicios eléctricos (principalmente servicios asociados al suministro eléctrico y de construcción de obras e instalaciones eléctricas). Al 31 de diciembre de 2016, Conafe, incluyendo a su subsidiaria Emelat, cuenta con 519.185 clientes a quienes suministró 2.380 GWh, con una variación respecto al año anterior de 3,2% y 0,9%, respectivamente.

Con respecto a los supuestos utilizados para proyectar sus flujos se puede destacar que se tomaron en cuenta estimaciones realizadas para las ventas físicas del período 2017 – 2023, la evolución de las tarifas reguladas en dicho período, los costos de operación y mantenimiento de la red de distribución, los costos administrativos y comerciales, así como el nivel de inversiones requeridas para abastecer la demanda y calidad de servicio correspondiente.



ANEXO IV

Al 30 de septiembre de 2017, sus ingresos por venta fueron de CLP\$141.756 millones, con un margen EBITDA de 9,4%. Respecto al mismo período del año anterior, los ingresos han decrecido un 5,7% y el margen EBITDA ha experimentado una disminución desde un 9,9% al 30 de septiembre de 2016.

Sus ingresos por venta se estimaron con un CAGR 2017 – 2040 positivo de 3,7%. En cuanto al margen EBITDA se proyecta en promedio un 9,7% para el período 2017 – 2040, con un CAGR de 2,9%.

- **Empresa Eléctrica Atacama S.A.**

Es una sociedad subsidiaria indirecta a través de Conafe, distribuye energía eléctrica en la Región de Atacama, en las provincias de Chañaral, Copiapó y Huasco.

Al 30 de septiembre de 2017, sus ingresos por venta fueron de CLP\$49.376 millones, con un margen EBITDA de 4,7%. Respecto al mismo período del año anterior, los ingresos han decrecido un 3,2% y el margen EBITDA ha experimentado una disminución desde un 5,1% al 30 de septiembre de 2016.

Sus ingresos por venta se estimaron con un CAGR 2017 – 2040 positivo de 3,7%. En cuanto al margen EBITDA se proyecta en promedio un 5,3% para el período 2017 – 2040, con un CAGR de 2,2%.

- **Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.**

Es una sociedad subsidiaria directa de CGE, que presta servicios de transmisión y transformación de electricidad en el SING. Para ello, cuenta con cuatro subestaciones de transformación, ubicadas en las ciudades de Arica, Iquique y Antofagasta. Además, opera en el SIC a través de la compra de Duqueco en 2017. Estas subestaciones transforman la energía suministrada por las empresas generadoras y la entregan a las empresas de distribución eléctrica y otros clientes a través de un sistema de transmisión de 66 kV, 110 kV, 220 kV y 154 kV, compuesto por 91,5 km de líneas y una capacidad de transformación de 660 MVA.

Los ingresos registrados a septiembre de 2017 son un 34,8% superior a los registrados en el mismo período del año anterior, mientras que a nivel de margen EBITDA se obtuvo un deterioro pasando de 72,7% registrado en septiembre de 2016 frente al 64,4% registrado a septiembre de 2017. Estas partidas fueron consideradas y proyectadas para los próximos 11 años. Los ingresos por venta se estimaron con un CAGR 2017 – 2028 positivo de 7,7%. En cuanto al margen EBITDA se proyecta en promedio un 74,9% para el período 2017 – 2028, con un CAGR de 8,7%.



ANEXO IV

- **Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.**

Es una sociedad subsidiaria de CGE Magallanes S.A., que se dedica a la generación, transporte, distribución y suministro de energía eléctrica en la región de Magallanes. Esta posee centrales generadores en Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams. Su principal fuente de ingresos es la venta de energía a través de su red de distribución y sus costos corresponden principalmente a los costos de combustibles, lubricantes y otros asociados a la generación de electricidad.

Al 30 de septiembre de 2017, sus ingresos por venta fueron de CLP \$27.468 millones, con un margen EBITDA de 34,7%. Respecto al mismo período del año anterior, los ingresos han aumentado un 5,9% y el margen EBITDA ha experimentado una disminución desde un 37,8% al 30 de septiembre de 2016.

Sus ingresos por venta se estimaron con un CAGR 2017 – 2040 positivo de 3,0%. En cuanto al margen EBITDA se proyecta en promedio un 26,8% para el período 2017 – 2040, con un CAGR de 2,7%.

- **Empresa Eléctrica de Arica S.A.**

La empresa Eléctrica de Arica S.A. se dedica a la distribución, transmisión y comercialización de energía eléctrica en la región de Arica y Parinacota, específicamente en las comunas de Arica y Camarones. Esta es una sociedad subsidiaria de CGE. A diciembre de 2016, la Sociedad abastecía de electricidad a 72 mil clientes, a quienes suministró 304 GWh.

Durante 2016, el margen bruto se compuso en un 83% a distribución de energía, mientras que el 17% restante corresponde a prestaciones de servicios eléctricos.

Al 30 de septiembre de 2017, sus ingresos por venta fueron de CLP\$25.956 millones, con un margen EBITDA de 11,9%. Respecto al mismo período del año anterior, los ingresos han aumentado un 10,3% y el margen EBITDA ha experimentado una disminución desde un 13,3% al 30 de septiembre de 2016.

Sus ingresos por venta se estimaron con un CAGR 2017 – 2023 positivo de 5,5%. En cuanto al margen EBITDA se proyecta en promedio un 12,3% para el período 2017 – 2023, con un CAGR de 3,1%.



ANEXO IV

- **Empresa Eléctrica de Iquique S.A.**

Es una empresa subsidiaria de CGE que se dedica a la distribución, transmisión y comercialización de energía eléctrica en la Región de Tarapacá, en las comunas de Iquique, Pica, Pozo Almonte, Huará y Alto Hospicio, entre otras. Asimismo, presta una importante gama de servicios asociados al suministro eléctrico, tales como construcción de obras a terceros, ejecución e instalación de empalmes a red de alumbrado público; arriendo y mantenimiento de medidores; instalación, mantenimiento y cambio de alumbrado público; y apoyo de postes, entre otros. A diciembre de 2016, la sociedad abastecía de electricidad a 98 mil clientes, a quienes suministró 478 GWh.

Durante 2016, el margen bruto estuvo compuesto en un 83% a distribución de energía, mientras que el 17% restante corresponde a prestaciones de servicio. Por otro lado los ingresos registrados a diciembre 2016 son un 6,1% inferior a los registrados el año anterior, mientras que a nivel de margen EBITDA se obtuvo un deterioro pasando de 13,9% registrado en diciembre de 2015 frente al 10,9% registrado en 2016.

Al 30 de septiembre de 2017, sus ingresos por venta fueron de CLP\$43.621 millones, con un margen EBITDA de 13,6%. Respecto al mismo período del año anterior, los ingresos han aumentado un 10,3% y el margen EBITDA ha experimentado una mejora desde 12% al 30 de septiembre de 2016.

Sus ingresos por venta se estimaron con un CAGR 2017 – 2024 positivo de 5,2%. En cuanto al margen EBITDA se proyecta en promedio un 15,8% para el período 2017 – 2024, con un CAGR de 4,9%.

- **Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.**

Es una sociedad subsidiaria directa de CGE, que distribuye, trasmite y comercializa energía eléctrica en la Región de Antofagasta, en las comunas de Antofagasta, Taltal, Sierra Gorda, Mejillones, Calama y Tocopilla, entre otras. Asimismo, presta una importante gama de servicios asociados al suministro eléctrico, tales como construcción de obras a terceros, ejecución e instalación de empalmes a red de alumbrado público; arriendo y mantenimiento de medidores; instalación, mantenimiento y cambio de alumbrado público; y apoyo de postes, entre otros. A diciembre de 2016, la Sociedad abastecía de electricidad a 177 mil clientes, a quienes suministró 908 GWh.

Durante 2016, el margen bruto se compuso en un 82% a venta de energía, mientras que el 18% restante corresponde a prestaciones de servicio. Por otro lado los ingresos registrados a diciembre 2016 son un 6,2% inferior a los registrados el año anterior, mientras que a nivel de margen EBITDA se obtuvo un deterioro pasando de 10,1% registrado en diciembre de 2015 frente al 8,2% registrado en 2016.



ANEXO IV

Al 30 de septiembre de 2017, sus ingresos por venta fueron de CLP\$76.347 millones, con un margen EBITDA de 6,9%. Respecto al mismo período del año anterior, los ingresos han aumentado un 8,8% y el margen EBITDA ha experimentado una disminución desde un 9,1% al 30 de septiembre de 2016.

Sus ingresos por venta se estimaron con un CAGR 2017 – 2024 positivo de 5,6%. En cuanto al margen EBITDA se proyecta en promedio un 12,5% para el período 2017 – 2024, con un CAGR de 10,5%.

- **Tusan S.A.**

Es uno de los principales fabricantes de transformadores eléctricos en Chile. Esta Sociedad diseña, produce y comercializa transformadores eléctricos, además, ofrece subestaciones unitarias de tipo pad-mounted, encapsuladas y transportables. Igualmente, proporciona asesoría y servicios a terceros en el área de la ingeniería eléctrica de potencia, incluyendo también, mantención, reparación, transporte y montaje de transformadores.

Los ingresos registrados a diciembre de 2016 son un 1,5% superior a los registrados el año anterior, mientras que a nivel de margen EBITDA se obtuvo un deterioro pasando de 14,7% registrado en diciembre de 2015 frente al 6,2% registrado en 2016.

Al 30 de septiembre de 2017, los ingresos por venta fueron de CLP\$9.492 millones, con un margen EBITDA de 5,9%. Respecto al mismo período del año anterior, los ingresos han decrecido un 16,2% y el margen EBITDA ha experimentado una disminución desde un 10,1% al 30 de septiembre de 2016.

Los ingresos por venta se estimaron con un CAGR 2017 – 2022 positivo de 8,6%. En cuanto al margen EBITDA se proyecta en promedio un 14,6% para el período 2017 – 2022, con un CAGR de 23,3%.

A continuación se presenta un cuadro resumen de las sociedades de operación valoradas por Flujo de Caja Descontado:

| Resumen Valoración (MM CLP) | |
|-----------------------------|--------------|
| Empresas | Equity Value |
| CGE | 1.549.986 |
| CGE Distribución | 589.844 |
| Conafe | 219.682 |
| Emelat | 9.998 |
| Transemel | 35.031 |
| Edelmag | 114.660 |
| Emelari | 62.319 |
| Eliqsa | 120.866 |
| Elecda | 109.925 |
| Tusan | 18.455 |



ANEXO IV

(b) Sociedades valoradas según método de Valor Patrimonial Ajustado (VPA)

- **CGE Magallanes S.A.**

La principal cuenta ajustada fue la de Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación, para considerar sus inversiones a valor de mercado de acuerdo a su porcentaje de participación. La principal inversión de CGE Magallanes corresponde a una participación del 55,11% en Edelmag, correspondiendo el resto de sus activos a participaciones residuales menores en otras empresas del Grupo CGE.

- **CGE Argentina S.A.**

La principal cuenta ajustada fue la de Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación, para considerar sus inversiones a valor de mercado de acuerdo a su porcentaje de participación. CGE Argentina mantiene inversiones en varias empresas del grupo, siendo las principales Agua Negra con un 98,08%, Norelec con 50,00% y EDET con 19,50%.

- **Norelec S.A.**

La principal cuenta ajustada fue la de Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación, para considerar sus inversiones a valor de mercado de acuerdo a su porcentaje de participación. Norelec mantiene inversiones en EDET (61,00%), Ecos (99,90%), Dimater (50,00%) y Noanet (95,00%).

- **Agua Negra S.A.**

La principal cuenta ajustada fue la de Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación, para considerar sus inversiones a valor de mercado de acuerdo a su porcentaje de participación. Agua Negra mantiene inversiones en dos sociedades en argentina, Energía San Juan, con un 99,99%, y Los Andes Huarpes, con un 98,04%.

- **Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.**

La principal cuenta ajustada fue la de Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación, para considerar sus inversiones a valor de mercado de acuerdo a su porcentaje de participación. CEI S.A. mantiene inversiones en EJESA (60,00%), EJSEDSA (60,00%), Dimater (50,00%) y Noanet (5,00%).



ANEXO IV

A continuación, se presenta un cuadro resumen de las compañías de inversión valoradas con el método de Valor Patrimonial Ajustado (VPA):

| Empresas | País de operación | Equity Value (MM CLP) |
|----------------|-------------------|-----------------------|
| CGE Magallanes | Chile | 65.291 |
| CGE Argentina | Argentina | 62.130 |
| Norelec | Argentina | 63.082 |
| Agua Negra | Argentina | 20.741 |
| CEI | Argentina | 14.219 |

(c) Sociedades valoradas con el método de Múltiplos Comparables

- **Comercial y Logística S.A.**

Esta sociedad provee de servicios logísticos y abastecimiento de materiales eléctricos y de retail a las empresas parte del Grupo CGE. El valor razonable de esta Compañía se obtuvo mediante el método de múltiplos comparables usando el promedio entre los múltiplos Enterprise Value/Sales (0,5x) y Enterprise Value/Ebitda (10,5x), para determinar su Equity Value.

- **Sociedad de Computación Binaria S.A.**

Esta sociedad provee tecnologías de información (TIC) al Grupo CGE, por medio de servicios comunicacionales, de informática e infraestructura, desarrollo de sistemas y soluciones web, diseño de portales de internet, soporte y mantención de plataforma y brindando asesoría para la implementación de soluciones móviles y logísticas. El valor razonable de esta Compañía se obtuvo mediante el método de múltiplos comparables usando el múltiplo Enterprise Value/Sales (1,1x), para determinar su Equity Value.

- **Novanet S.A.**

Es subsidiaria directa de CGE, cuyo objeto social corresponde a la comercialización de productos y servicios, y prestación de servicios de comunicación y contact center, no obstante en la actualidad no posee actividad comercial, quedando una actividad residual por recepción de comisiones de seguros vendidos en períodos anteriores. El valor razonable del Equity Value de esta Compañía se consideró en línea al valor libro del patrimonio, lo cual es equivalente a un múltiplo Price/Book Value (1,0x).



ANEXO IV

- **Inversiones y Gestión S.A.**

Es subsidiaria directa de CGE dedicada a la gestión de la infraestructura inmobiliaria en las zonas donde operan servicios de CGE. El valor razonable del Equity Value de esta Compañía se consideró en línea al valor libro del patrimonio, lo cual es equivalente a un múltiplo Price/Book Value (1,0x).

A continuación se presenta un cuadro resumen de las sociedades de operación valoradas por múltiplos comparables:

| Empresas | País | Equity Value (MM CLP) |
|----------|-------|-----------------------|
| CLG | Chile | 14.201 |
| Binaria | Chile | 4.904 |
| Novanet | Chile | 1.842 |
| IGSA | Chile | 63.439 |

(9) Factores que pueden tener un impacto significativo en la valoración

Tasa de descuento: Corresponde a la tasa de costo de capital promedio ponderado (WACC), que considera valor del dinero en el tiempo, además del componente de riesgo asociado al endeudamiento y los riesgos implícitos de la empresa y el negocio. Las tasas fueron calculadas de manera diferenciada dependiendo de la línea de negocio preponderante. A continuación presentamos un detalle de las tasas consideradas.

| Cálculo WACC | Moneda | Tasa de descuento |
|--------------------------------|--------------|-------------------|
| Distribución Eléctrica - Chile | Nominal, CLP | 8,42% |
| Transmisión Eléctrica - Chile | Nominal, CLP | 8,28% |
| Otras - Chile | Nominal, CLP | 10,51% |

En caso de que se produzca un cambio significativo en los componentes de la tasa de descuento, los resultados de esta valoración se verán afectados.

Algunos factores adicionales que pueden afectar de manera significativa los resultados de la valoración, son:

- (a) Coyuntura económica;
- (b) crecimiento de la demanda de Compañía General de Electricidad S.A., el que podría sufrir importantes variaciones respecto al escenario energético futuro considerado. A su vez, la evolución de precios de los productos sustitutos o aparición de nuevas tecnologías, podrían influir y modificar los supuestos considerados;



ANEXO IV

- (c) variación de precio de los commodities a futuro, como así también las tarifas promedio asociadas a los distintos servicios;
- (d) cambios regulatorios no considerados en nuestro análisis;
- (e) ciertos supuestos de márgenes operacionales, que de no cumplirse, afectarían los resultados de la valoración.

(10) Hechos posteriores considerados en la valoración

Según la información disponible otorgada por la Administración, CGE junto con algunas de sus filiales han repartido dividendos, lo cual hemos ajustado en nuestra valoración.

(11) Valoración

De acuerdo a nuestras estimaciones, el valor razonable del patrimonio de Compañía General de Electricidad S.A. es CLP\$1.549.986 millones.

En el caso de CGE Distribución, el valor razonable de su patrimonio es de CLP\$589.844 millones, en el caso de Conafe el valor razonable de su patrimonio es de CLP\$219.682 millones, y en el caso de Emelat, el valor razonable de su patrimonio es de CLP\$9.998 millones.

(12) Relación de Valores

Según las estimaciones, por cada acción de CGE Distribución habría que emitir 4,2619 acciones de CGE, por cada acción de Conafe habría que emitir 1,4735 acciones de CGE, y por cada acción de Emelat habría que emitir 2,1021 acciones de CGE, lo que de manera consolidada implica la emisión de 6.803.871 nuevas acciones (0,34% de la nueva Compañía). Este monto considera el redondeo hacia el entero superior para la estimación del número de acciones a recibir por cada accionista minoritario. Adicionalmente, y por eventuales compras de acciones antes del momento de materializar la transacción podría variar la cifra final.

En el cuadro descrito a continuación se presenta un resumen del ejercicio realizado, considerando las valoraciones, el precio por acción y la relación de canje.

| | Compañía General de Electricidad | CGE Distribución S.A. | Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. | Empresa Eléctrica Atacama S.A. |
|--------------------------|----------------------------------|---|---|---|
| Equity Value (MM CLP) | 1.549.986 | 589.844 | 219.682 | 9.998 |
| Número de Acciones | 1.992.939.181 | 177.952.073 | 191.692.962 | 6.115.498 |
| Precio por acción (CLP) | 777,74 | 3.314,62 | 1.146,01 | 1.634,92 |
| Relación de Canje | | (Acciones de CGE por cada acción de CGE Distribución) 4,2619x | (Acciones de CGE por cada acción de Conafe) 1,4735x | (Acciones de CGE por cada acción de Emelat) 2,1021x |



ANEXO IV

De este modo, la participación accionaria sobre la entidad resultante está representada de acuerdo al esquema siguiente:

| Compañía General de Electricidad S.A. | | |
|---|----------------------|-----------------|
| | Número de acciones | % Participación |
| Accionistas Mayoritarios CGE y otros | 1.992.939.181 | 99,660% |
| Minoritarios desde CGE Distribución | 4.978.544 | 0,249% |
| Minoritarios desde Conafe | 1.620.200 | 0,081% |
| Minoritarios desde Emelat | 205.127 | 0,010% |
| | <u>1.999.743.052</u> | |

(13) Objetivos, Alcances y limitaciones del trabajo realizado

(a) Objetivo y Alcance

El trabajo consistió en la determinación de la ecuación de canje accionario al 30 de septiembre de 2017 (Fecha de Valoración) para la fusión de las sociedades:

- (i) CGE, y;
- (ii) CGE Distribución S.A.,
- (iii) Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.
- (iv) y Empresa Eléctrica Atacama S.A.

Dada la naturaleza de los elementos que se valoran en una firma, no existe un método universal que le proporcione un valor irrefutable a una Compañía al momento de valorar. Esto ocurre porque los elementos no solo son de carácter material y objetivo si no que involucran la capacidad de gestión de ciertas personas y las características y evoluciones del mercado.

Por el contrario, sí que existen fórmulas aceptadas como útiles para establecer parámetros de razonabilidad del valor.

Mi trabajo estuvo basado, fundamentalmente, en información histórica proporcionada y entrevistas con la Administración de CGE Distribución S.A., Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A., Empresa Eléctrica Atacama S.A. y CGE.

Considero conveniente destacar que en la elaboración de las proyecciones, la determinación de los criterios y premisas sobre los que están basados, así como el detalle de la información pertinente que pudiera afectar a la ejecución de los mismos, hubo una continua comunicación con las administraciones de Compañía General de Electricidad S.A., CGE Distribución S.A., Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y Empresa Eléctrica Atacama S.A., estableciéndose un flujo de información, tanto pública como privada, hacia el Perito que suscribe. Dicha información ha sido revisada por mi parte, interpretada y en base a ella he podido hacerme una opinión respecto al valor de las compañías, la relación de canje, y los estados de situación proforma de la fusión, todo ello de acuerdo a lo requerido por el Artículo 156, del Reglamento de Sociedades Anónimas.



ANEXO IV

(b) Limitaciones

No asumo ninguna responsabilidad con respecto a la probabilidad de que las proyecciones sean alcanzables, dado que los resultados reales podrían ser diferentes puesto que frecuentemente los acontecimientos y las circunstancias no resultan tal y como se esperaba y las proyecciones abarcan un amplio período futuro en el que hay riesgos subyacentes. Por tal motivo, no se emitirá una opinión sobre las probabilidades de realización de las premisas y supuestos utilizados en las proyecciones financieras, así como tampoco se emitirá opinión respecto a los valores utilizados.

Este trabajo no representa una auditoría conforme con las normas generalmente aceptadas de auditorías y por lo tanto no debe ser interpretado como tal. Si bien mis servicios incluyen el análisis de la información financiera y de los registros contables de las sociedades, los procedimientos acordados con el cliente no constituyeron la realización de una auditoría completa de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas.

No he sometido la información contenida en mi informe a procedimientos de verificación. Por tanto, este trabajo no tiene por objeto la emisión de un informe de auditoría sobre los estados financieros o cualquier otra información financiera de las sociedades puesta a mi disposición.

En caso que los estados financieros presenten deficiencias los resultados de mi trabajo podrían verse afectados.