



## EMPRESAS EMEL S.A.

### ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010

#### Introducción

Para la comprensión de este análisis razonado consolidado correspondiente al 31 de diciembre de 2010, se debe tener presente que la Sociedad ha preparado sus estados financieros de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), las que han sido adoptadas en Chile bajo denominación: Normas de Información Financiera de Chile (NIFCH), y representan la adopción integral, explícita y sin reservas de las referidas normas internacionales.

En el análisis de cifras e índices se debe tener presente que el Estado de Situación Financiera, el Estado de Resultados y el Estado de Flujos de Efectivo se comparan con los saldos al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009.

#### 1. ANÁLISIS DE LAS ÁREAS DE NEGOCIOS

EMEL S.A. se encuentra constituida como la matriz de un holding de empresas, a través de las cuales, posee presencia significativa en el sector eléctrico, particularmente en distribución y transmisión de energía eléctrica.

EMEL S.A. participa en el negocio de distribución de energía eléctrica en Chile, abasteciendo a un total de 644.630 clientes al 31 de diciembre de 2010. En Chile, la operación de este negocio está concentrada en las filiales EMELARI, ELIQSA, ELECDA, EMELAT, EMELAT TRANSMISIÓN, EMELECTRIC, EMELECTRIC TRANSMISIÓN, EMETAL, EMETAL TRANSMISIÓN y TRANSEMEL, quienes en conjunto abastecen a las regiones XV, I, II, III, V, Región Metropolitana, VI, VII y VIII. Al cierre del presente período, las ventas físicas de las filiales chilenas alcanzaron 3.165 GWh, lo que significó un aumento de 1,9% con respecto al ejercicio anterior.

| Empresa             | Ventas Físicas Acumuladas (GWh) |              |             | Número Clientes |                |             |
|---------------------|---------------------------------|--------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|
|                     | 31-dic-10                       | 31-dic-09    | Var. (%)    | 31-dic-10       | 31-dic-09      | Var. (%)    |
| EMELARI             | 235                             | 219          | 7,4%        | 64.281          | 61.774         | 4,1%        |
| ELIQSA              | 444                             | 399          | 11,3%       | 83.871          | 81.751         | 2,6%        |
| ELECDA              | 745                             | 736          | 1,3%        | 152.176         | 147.669        | 3,1%        |
| EMELAT              | 681                             | 708          | (3,8%)      | 87.406          | 83.990         | 4,1%        |
| EMELECTRIC          | 976                             | 961          | 1,5%        | 232.298         | 229.879        | 1,1%        |
| EMETAL              | 84                              | 84           | 0,2%        | 24.598          | 24.222         | 1,6%        |
| <b>Total (EMEL)</b> | <b>3.165</b>                    | <b>3.106</b> | <b>1,9%</b> | <b>644.630</b>  | <b>629.285</b> | <b>2,4%</b> |

El negocio de transformación y transporte de energía eléctrica es desempeñado por la filial TRANSEMEL S.A., que actualmente, explota sus instalaciones prestando sus servicios a la empresa GasAtacama Chile S.A., compañía que tiene contratos de suministros con las Empresas Eléctricas de Arica, Iquique y Antofagasta, todas ellas filiales de EMEL S.A., los que



están vigentes hasta el año 2011. Adicionalmente, Transemel S.A. presta servicios a HQI Transelec Norte S.A., encargada del sistema de transmisión de 220 KV.

## 2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

Al cierre del presente período, EMEL S.A. alcanzó un resultado de M\$ 13.626.668, lo que significó una disminución de 36,3% respecto al mismo del año anterior.

| M\$                           | 31-dic-10         | 31-dic-09         | Var. Dic-10/Dic-09 |                |
|-------------------------------|-------------------|-------------------|--------------------|----------------|
|                               |                   |                   | M\$                | %              |
| <b>Utilidad del ejercicio</b> | <b>13.626.668</b> | <b>21.385.135</b> | <b>(7.758.467)</b> | <b>(36,3%)</b> |

Dadas las características de holding que posee EMEL S.A. sus resultados dependen principalmente de los obtenidos por sus empresas relacionadas. Al 31 de diciembre del año 2010, los resultados de sus filiales se detallan en el siguiente cuadro:

| Resultados filiales Emel S.A. | 31-dic-10<br>M\$  | 31-dic-09<br>M\$  | Variación<br>% |
|-------------------------------|-------------------|-------------------|----------------|
| EMELARI S.A.                  | 1.703.660         | 3.159.157         | (46,1%)        |
| ELIQSA S.A.                   | 3.235.745         | 6.172.945         | (47,6%)        |
| ELECDA S.A.                   | 4.769.443         | 6.227.260         | (23,4%)        |
| EMELAT S.A.                   | 4.407.701         | 7.699.053         | (42,8%)        |
| EMELAT TRANSMISIÓN S.A.       | 927.279           | -                 | -              |
| EMELAT INVERSIÓN S.A.         | 295.276           | -                 | -              |
| EMELECTRIC S.A.               | 4.622.021         | 8.780.617         | (47,4%)        |
| EMELECTRIC TRANSMISIÓN S.A.   | 503.806           | -                 | -              |
| EMETAL S.A.                   | 1.531.521         | 1.101.773         | 39,0%          |
| EMETAL TRANSMISIÓN S.A.       | 20.877            | -                 | -              |
| TRANSEMEL S.A.                | -1.697.725        | 1.267.486         | (233,9%)       |
| <b>Total</b>                  | <b>18.788.083</b> | <b>33.306.518</b> | <b>(43,6%)</b> |

EMEL S.A. consolida sus estados financieros con las siguientes filiales:



| Empresa                                  | 31-dic-10<br>% | 31-dic-09<br>% |
|--|----------------|----------------|
| EMELECTRIC S.A.                          | 100,00         | 100,00         |
| EMELECTRIC TRANSMISIÓN S.A.              | 100,00         | 0,00           |
| EMETAL S.A.                              | 100,00         | 100,00         |
| EMETAL TRANSMISIÓN S.A.                  | 100,00         | 0,00           |
| TRANSEMEL S.A.                           | 100,00         | 100,00         |
| EMELSABOL LTDA.                          | 100,00         | 100,00         |
| EMEL OVERSEAS LTDA.                      | 100,00         | 100,00         |
| EMELAT S.A.                              | 98,41          | 97,38          |
| EMELAT TRANSMISIÓN S.A.                  | 98,41          | 0,00           |
| EMELAT INVERSIÓN S.A.                    | 95,41          | 0,00           |
| EMELARI S.A.                             | 93,73          | 93,48          |
| ELECDA S.A.                              | 92,10          | 91,41          |
| ELIQSA S.A.                              | 88,39          | 87,54          |
| EMEL INVERSIONES CHILE LTDA. Y FILIALES* | 0,00           | 100,00         |
| ESSEI S.A.*                              | 0,00           | 100,00         |
| ALEPH S.A.*                              | 0,00           | 100,00         |
| ESMEC LTDA.*                             | 0,00           | 100,00         |

\*Empresas absorbidas durante el ejercicio 2010

## 2.1 Análisis de Resultados

La comparación y las variaciones en cada ítem del estado de resultados se presentan en el siguiente cuadro:

| Resumido (M\$)                                 | 31-dic-10         | 31-dic-09         | Var.                | Var. %         |
|--|-------------------|-------------------|---------------------|----------------|
| Ventas de Energía                              | 319.888.399       | 350.868.122       | (30.979.723)        | (8,8%)         |
| Compras de Energía                             | (246.844.119)     | (280.731.642)     | 33.887.523          | (12,1%)        |
| <b>Margen de Energía</b>                       | <b>73.044.280</b> | <b>70.136.480</b> | <b>2.907.800</b>    | <b>4,1%</b>    |
| Ingresos Otros Negocios                        | 19.277.496        | 24.216.615        | (4.939.119)         | (20,4%)        |
| Costos Otros Negocios                          | (9.939.423)       | (13.316.013)      | 3.376.590           | (25,4%)        |
| <b>Margen Otros Negocios</b>                   | <b>9.338.073</b>  | <b>10.900.602</b> | <b>(1.562.529)</b>  | <b>(14,3%)</b> |
| <b>Margen Bruto</b>                            | <b>82.382.353</b> | <b>81.037.082</b> | <b>1.345.271</b>    | <b>1,7%</b>    |
| Costos de Administración y O&M                 | (43.990.089)      | (39.475.790)      | (4.514.299)         | 11,4%          |
| <b>Resultado Operacional sin Depreciación</b>  | <b>38.392.264</b> | <b>41.561.292</b> | <b>(3.169.028)</b>  | <b>(7,6%)</b>  |
| Depreciación                                   | (12.120.766)      | (12.199.013)      | 78.247              | (0,6%)         |
| <b>Resultado Operacional</b>                   | <b>26.271.498</b> | <b>29.362.279</b> | <b>(3.090.781)</b>  | <b>(10,5%)</b> |
| Ingresos Financieros                           | 3.240.706         | 5.562.517         | (2.321.811)         | (41,7%)        |
| Gastos Financieros                             | (6.860.888)       | (7.681.081)       | 820.193             | (10,7%)        |
| Otros Ingresos / (Gastos)                      | (3.788.632)       | (518.000)         | (3.270.632)         | 631,4%         |
| Resultados por Unidades de Reajuste            | (2.779.966)       | 3.474.430         | (6.254.396)         | (180,0%)       |
| <b>Utilidad Antes de Impuestos</b>             | <b>16.082.718</b> | <b>30.200.145</b> | <b>(14.117.427)</b> | <b>(46,7%)</b> |
| Impuestos                                      | (1.439.708)       | (6.184.194)       | 4.744.486           | (76,7%)        |
| <b>Utilidades antes de Interés Minoritario</b> | <b>14.643.010</b> | <b>24.015.951</b> | <b>(9.372.941)</b>  | <b>(39,0%)</b> |
| Interés Minoritario                            | (1.016.342)       | (2.630.816)       | 1.614.474           | (61,4%)        |
| <b>Utilidad neta</b>                           | <b>13.626.668</b> | <b>21.385.135</b> | <b>(7.758.467)</b>  | <b>(36,3%)</b> |

La utilidad antes de impuestos del ejercicio fue de M\$ 16.082.718, lo que representa una disminución de un 46,7% con respecto al ejercicio anterior. La disminución de M\$ 14.117.427 se explica principalmente entre otros efectos por:

Mayor margen bruto de M\$ 1.345.271, que representa un aumento de un 1,7%.



- Mayor margen de energía de M\$ 2.907.800, mayor venta física y mayor cantidad de clientes.
- Menor margen de otros negocios de M\$ 1.562.529, explicado por un menor margen en servicios regulados de M\$ 2.335.847 debido principalmente a la entrada del decreto supremo N° 197, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de fecha 4 de diciembre de 2009, en que se fijaron las nuevas tarifas para los servicios asociados, (apoyos mutuos: M\$ 1.400.620, arriendo de medidores: M\$ 590.492, pagos fuera de plazo: M\$ 311.024, venta de empalmes: M\$ 158.679, y otros: M\$ 243.165, compensado con un mejor margen de corte y reposición por deuda: M\$ 368.133), compensado con una mayor actividad en obras y servicios a terceros de M\$ 360.340, mayor margen de negocio masivo de M\$ 145.393, y otros no relacionados M\$ 267.585.

Mayores gastos de operaciones y administración de M\$ 4.514.299 equivalente a un 11,4% debido a:

- Mayor gasto en servicios, contratos y otros de M\$ 6.219.888 (Servicios de administración M\$ 3.703.106, servicios informáticos M\$ 917.063, actividades comerciales M\$ 617.703, mantención M\$ 390.370, clientización M\$ 217.305, capacitación M\$ 168.681, donaciones M\$ 166.191 y otros M\$ 39.469)
- Menor gasto en personal por menor dotación de M\$ 1.705.589.

Menor resultado en otros ingresos y/o gastos de operación de M\$ 11.026.046.

- Variación negativa por unidades de reajuste de M\$ 6.254.396 sobre las deudas en UF, producto de la variación positiva del IPC.
- Menores ingresos por intereses por pagos fuera de plazo de M\$ 2.321.811.
- Menor ingreso por cargo abono M\$ 1.073.178 en 2009, menor ingreso por venta negocio retail M\$ 1.512.000, cargo por revaluación negativa de activos M\$ 2.359.478, compensado con utilidad en venta de activo fijos M\$ 449.667.
- Menor gasto financiero debido a una menor tasa M\$ 820.193.

## 2.2 Principales Indicadores

| Indicador                                       | Unidad | 31-dic-10     | 31-dic-09     | Var.         | Var. %  |
|---|--------|---------------|---------------|--------------|---------|
| Clientes a fines del período                    | Nº     | 644.630       | 629.285       | 15.345       | 2,4%    |
| Ventas físicas de energía                       | GWH    | 3.165         | 3.106         | 59,02        | 1,9%    |
| Ventas monetarias de energía                    | M\$    | 319.888.399   | 350.868.122   | (30.979.723) | (8,8%)  |
| Compras monetarias de energía y peajes          | M\$    | (246.844.119) | (280.731.642) | 33.887.523   | (12,1%) |
| R.A.I.I.D.A.I.E.*                               | M\$    | 35.064.372    | 50.080.239    | (15.015.867) | (30,0%) |
| Cobertura de gastos financieros                 | Veces  | 5,60          | 5,41          | 0,18         | 3,4%    |
| Ingresos de explotación / costos de explotación | Veces  | 1,32          | 1,28          | 0,05         | 3,5%    |
| Utilidad por acción                             | \$     | 935,88        | 1.468,73      | (532,85)     | (36,3%) |

\*R.A.I.I.D.A.I.E: Resultado antes de impuestos, intereses, depreciación, amortización e ítems extraordinarios.

### 3. ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO

Los activos y pasivos de la Sociedad han sido valorizados y presentados de acuerdo a normas y criterios contables que se explican en las respectivas notas a los estados financieros.

La variación del estado de situación, durante el ejercicio se detalla a continuación:

|                                  | 31-dic-10          | 31-dic-09          | Variación         | dic-10 / dic-09 |
|----------------------------------|--------------------|--------------------|-------------------|-----------------|
| <b>Activos</b>                   |                    |                    |                   |                 |
| Activos Corrientes               | 83.787.278         | 87.491.418         | (3.704.140)       | (4,2%)          |
| Activos No Corrientes            | 399.338.259        | 367.264.152        | 32.074.107        | 8,7%            |
| <b>Total Activos</b>             | <b>483.125.537</b> | <b>454.755.570</b> | <b>28.369.967</b> | <b>6,2%</b>     |
| <b>Pasivos</b>                   |                    |                    |                   |                 |
| Pasivos Corrientes               | 90.200.068         | 92.595.364         | (2.395.296)       | (2,6%)          |
| Pasivos No Corrientes            | 151.335.678        | 145.456.087        | 5.879.591         | 4,0%            |
| Participaciones no Controladoras | 8.699.063          | 8.671.981          | 27.082            | 0,3%            |
| Patrimonio                       | 232.890.728        | 208.032.138        | 24.858.590        | 11,9%           |
| <b>Total Pasivos</b>             | <b>483.125.537</b> | <b>454.755.570</b> | <b>28.369.967</b> | <b>6,2%</b>     |

#### 3.1 Activos

Como se muestra en el cuadro anterior, el total de activos de la Sociedad presenta un aumento de M\$ 28.369.967 equivalente a un 6,2% con respecto a diciembre de 2009, las principales variaciones son:

Los activos corrientes presentan una disminución de M\$ 3.704.140, que se explica por:

- Una disminución en los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar por M\$ 3.350.276, explicado principalmente por la recaudación de los cuentas por cobrar por subtransmisión, disminución de cuentas por cobrar a entidades relacionadas de M\$ 1.403.414, por mayor traspaso de flujos de caja a la mesa de dinero de la sociedad matriz, disminución de efectivo y equivalentes de efectivo M\$ 234.384.
- Lo anterior compensado por un aumento en activos por impuestos M\$ 1.370.288, debido a una menor provisión por impuesto a las ganancias.

Los activos no corrientes presentan un aumento de M\$ 32.074.107, que se explica principalmente por:

- Un aumento de M\$ 31.701.492 en propiedades, plantas y equipos, aumento explicado por incremento por revaluación reconocido en patrimonio por M\$ 27.760.082, aumento en las inversiones por M\$ 2.91.774, neto de la depreciación y retiros del ejercicio, aumento de activos por impuesto diferido por M\$ 851.822, y un aumento en propiedades de inversión por M\$ 725.275, explicado por ajustes del valor razonable reconocido en patrimonio.



- Disminución de cuentas por cobrar largo plazo M\$ 976.805, explicado principalmente por la disminución de los convenios no energéticos y disminución de activos intangibles por M\$ 227.677.

### **3.2 Total Pasivos y Patrimonio Neto**

El total del pasivo (pasivos corrientes, no corrientes y patrimonio), presenta un aumento de M\$ 28.369.967 equivalente a un 6,2% con respecto a diciembre 2009. Las principales variaciones son:

Los pasivos corrientes presentan una disminución de M\$ 2.395.096, explicado principalmente por:

- Diminución en pasivos financieros por M\$ 19.416.100, explicado por el pago de la serie C del Bono de Emel S.A. y a la reclasificación a pasivos no corrientes a los prestamos refinanciados durante el ejercicio.
- Disminución de cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar de M\$ 11.519.174, explicado principalmente por la disminución de proveedores de energía.
- Disminución en pasivos por provisiones de M\$ 1.623.268, por reclamaciones legales y otras.
- Aumento en cuentas por pagar a entidades relacionadas, por M\$ 29.572.015, debido a un mayor traspaso de flujos de caja desde la sociedad matriz.

Los pasivos no corrientes presentan un aumento respecto a diciembre de 2009 de M\$ 5.879.591, que se explica principalmente por un aumento en las obligaciones con instituciones financieras por M\$ 6.002.740, por la reclasificación de pasivos corrientes y el efecto positivo de la variación de la UF, aumento en impuestos diferidos por M\$ 1.990.649, aumento en otros pasivos no corrientes por M\$ 1.424.164, compensado con disminución en otras cuentas por pagar por M\$ 1.080.530, provisiones por beneficios a los empleados por M\$ 2.445.302.

En el ejercicio 2010, los intereses minoritarios experimentaron una disminución de un 0,3% por los resultados de las sociedades filiales.

El patrimonio de la compañía al 31 de diciembre de 2010, presenta un aumento respecto a diciembre 2009 de M\$ 24.858.590 equivalente a un 11,9%, como consecuencia del aumento de ganancias acumuladas por M\$ 7.516.578, aumento en otras reservas por M\$ 17.342.012.

### 3.3 Indicadores

| INDICADOR  | 31-12-2010 | 31-12-2009 |
|--|------------|------------|
| Liquidez Corriente:  |            |            |
| Activos corrientes / Pasivos corrientes  | 0,93       | 0,94       |
| Razón Ácida:   |            |            |
| (Activos corrientes - Inventarios)/Pasivos corrientes                            | 0,93       | 0,94       |
| Razón de Endeudamiento:  |            |            |
| (Pasivos corrientes + Pasivos no corrientes) / Total Patrimonio neto             | 1,04       | 1,14       |
| Retorno de Dividendos (%):   |            |            |
| Total dividendos repartidos último período / Precio promedio acción              | 4,23%      | 10,85%     |
| Deuda Corriente (%):   |            |            |
| Pasivos corrientes / (Pasivos corrientes + Pasivos no corrientes)                | 37,34%     | 38,90%     |
| Deuda No Corriente (%):  |            |            |
| Pasivos no corrientes / (Pasivos corrientes + Pasivos no corrientes)             | 62,66%     | 61,10%     |
| Rentabilidad Patrimonial (%):  |            |            |
| Ganancia (Pérdida) después de impuestos / Patrimonio neto promedio               | 6,18%      | 9,8%       |
| Rentabilidad del Activo (%):   |            |            |
| Ganancia (Pérdida) después de impuestos / Total Activos promedio                 | 2,91%      | 4,7%       |
| Cobertura de gastos Financieros:   |            |            |
| (Ganancia (Pérdida) antes de Impuesto + Gastos Financieros) / Gastos financieros | 3,34       | 4,93       |

#### 3.3.1 Liquidez corriente

El descenso de 0,1 en este coeficiente en el 2010 respecto a diciembre 2009, se debe principalmente a una disminución de los activos corrientes versus el aumento en los pasivos corrientes, que se explica principalmente por una disminución de los deudores comerciales. Por otro lado, los pasivos corrientes disminuyeron debido, por cuentas por pagar y obligaciones de corto plazo, compensado con el aumento de las cuentas por pagar a entidades relacionadas.

#### 3.3.2 Razón ácida

La explicación de este índice es similar a la liquidez corriente, debido a que el valor de los inventarios no es significativo dentro del total de los activos corrientes.

#### 3.3.3 Razón de endeudamiento

Este índice experimentó una disminución de 0,1 respecto a diciembre de 2009, debido al mayor aumento proporcional del patrimonio respecto al crecimiento de pasivo corriente y no corriente por las nuevas deudas.

#### 3.3.4 Cobertura gastos financieros

Este índice presenta una disminución de 1,59 en relación al ejercicio anterior, debido principalmente al resultado negativo de las unidades de reajuste por la variación positiva de la UF y a un menor resultado operacional.

### 3.3.5 Proporción deuda corriente / deuda corriente no corriente

La proporción de la deuda de corto plazo sobre la deuda total presenta una disminución respecto a diciembre de 2009, explicado por la reclasificación de pasivos corrientes a pasivos no corrientes, la disminución de los pasivos corrientes se debe a la misma reclasificación de pasivos, a la variación positiva de la UF, en el ejercicio 2010 y el aumento de los nuevos pasivos a largo plazo tomados en el ejercicio 2010.

## 4. ANÁLISIS DE LOS FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTO

La Sociedad generó durante el ejercicio un flujo neto negativo de efectivo y equivalente al efectivo de M\$ 283.512. Esto significa una variación positiva de M\$ 534.110 respecto a diciembre de 2009, la cual se detalla a continuación:

|                                     | 31-dic-10<br>M\$ | 31-dic-09<br>M\$ | Variación<br>M\$ | %             |
|-------------------------------------|------------------|------------------|------------------|---------------|
| Flujos utilizados en la Operación   | 20.145.459       | 52.633.140       | (32.487.681)     | (61,7%)       |
| Flujos utilizados en Financiamiento | 6.187.122        | (9.115.624)      | 15.302.746       | (167,9%)      |
| Flujos utilizados en Inversión      | (26.616.093)     | (44.335.138)     | 17.719.045       | (40,0%)       |
| Flujos neto del ejercicio           | (283.512)        | (817.622)        | 534.110          | (65,3%)       |
| Efecto inflación sobre el efectivo  | 19.128           | (40.661)         | 59.789           | (147,0%)      |
| Saldo inicial de efectivo           | 4.881.853        | 5.740.136        | (858.283)        | (15,0%)       |
| <b>Saldo Final de Efectivo</b>      | <b>4.617.469</b> | <b>4.881.853</b> | <b>(264.384)</b> | <b>(5,4%)</b> |

### 4.1 Flujo Operacional

El flujo operacional presenta un flujo neto menor en comparación con el ejercicio anterior en M\$ 32.487.681, explicado principalmente por una disminución en recaudación de deudores procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios.

### 4.2 Flujo de Financiamiento

El flujo de financiamiento presenta un flujo neto mayor en comparación con el ejercicio anterior en M\$ 15.302.746, explicado por un mayor pago de préstamos, compensado con mayor flujo de préstamos de empresas relacionadas y un menor pago de dividendos.

### 4.3 Flujo de Inversión

El flujo de inversión presenta un menor desembolso respecto al año anterior de M\$ 17.719.045, menores flujos de efectivo utilizados en la compra de participaciones y menores préstamos a entidades relacionadas.

## **5. POLÍTICA DE GESTIÓN DE RIESGOS**

La Sociedad matriz y sus subsidiarias enfrentan diversos riesgos, inherentes a las actividades que desarrollan en el mercado de la distribución y transmisión de electricidad, como son los cambios en los marcos regulatorios, modificaciones en las condiciones del mercado económico-financiero o de las políticas monetarias de la autoridad, restricciones medioambientales y casos fortuitos o de fuerza mayor.

### **5.1 Descripción del mercado donde opera la Sociedad**

EMEL participa en el negocio de transmisión y distribución de energía eléctrica en Chile por medio de sus empresas TRANSEMEL, EMELARI, ELIQSA, ELECDA, EMELAT, EMELAT TRANSMISIÓN, EMELECTRIC, EMELECTRIC TRANSMISIÓN, EMETAL Y EMETAL TRANSMISIÓN, con presencia entre la Región de Arica y Parinacota y la Región del Biobío.

#### **5.1.1 Aspectos regulatorios**

Los negocios de EMEL están sujetos a la normativa contemplada en la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N° 4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción). El objetivo de dicha Ley es establecer un marco regulatorio y un proceso de fijación de tarifas único, que restringe el poder discrecional del gobierno a través del establecimiento de criterios objetivos para la fijación de precios, de forma tal que el resultado sea la asignación económicamente eficiente de recursos al sector eléctrico y dentro de él.

El sistema regulatorio, vigente desde 1982, aunque ha sufrido algunas modificaciones importantes en los últimos años, ha permitido un desarrollo satisfactorio del sector eléctrico, además de su tránsito desde un sistema de propiedad estatal a otro de propiedad mayoritariamente privada. Asimismo, ha permitido un rápido proceso de crecimiento, con altas tasas de inversión durante la última década, la diversificación de la oferta en generación, e importantes reducciones en los costos de producción transporte y distribución, en particular en los últimos 10 años.

Las actividades de generación, transporte y distribución de electricidad son desarrolladas en Chile por el sector privado, cumpliendo el Estado una función reguladora, fiscalizadora y subsidiaria.

En el país existen cuatro sistemas eléctricos, diferenciados por su ubicación geográfica:

El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) que abarca la I, II y XV regiones y que atiende al 6,2% de la población total del país, el Sistema Interconectado Central (SIC) que cubre desde Tal Tal (II Región) hasta Chiloé (X Región), más la Región Metropolitana, con un 92,2% de la población del país, el Sistema de Aysén que atiende a la XI Región con un 0,6% de la

población y el Sistema de Magallanes presente en la XII Región que atiende al 1,0% de la población

Los clientes finales han sido divididos en dos categorías: a) Clientes sujetos a fijación de precios, que corresponden principalmente a aquellos cuya potencia conectada es igual o inferior a 2.000 kW y; b) Clientes no sujetos a fijación de precios o clientes libres. Las tarifas a cobrar a clientes regulados son fijadas por la autoridad. Por otro lado, los precios de suministro para clientes libres se pactan libremente. Adicionalmente, los clientes que tienen una potencia conectada mayor a 500 kW se encuentran facultados para optar entre la tarifa regulada y una de precio libre.

En relación con la posibilidad de que clientes que se encuentran en el mercado regulado opten por acceder al mercado de los clientes libres, es posible señalar que en las condiciones actuales de precios de generación, no parecen producir incentivos para ello. Además, aunque así fuera, dicha situación no debería representar efectos significativos en los resultados de las empresas concesionarias en la medida en que se acojan a las opciones tarifarias de peajes de distribución existentes.

Durante el año 2010, el hito regulatorio más relevante tiene relación con el "Proceso de Tarificación de Sistemas de Subtransmisión". Durante este ejercicio continuó el proceso de determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión para el cuatrienio 2011-2014, el cual fue iniciado en el año 2009.

En ese ámbito, el 15 de diciembre de 2009, el Panel de Expertos resolvió las discrepancias presentadas por algunos participantes en relación con las Bases Técnicas Definitivas para la realización de los estudios para la determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión.

El aspecto más relevante de dichas discrepancias dice relación con el hecho de que en las referidas bases se consideró que el estudio debe reconocer y recoger: a) Las economías de ámbito asociadas a la integración vertical con otros segmentos; b) Las economías de escala propias del mercado; c) Las economías debido a la integración horizontal con otros Sistemas de Subtransmisión o servicios administrados por empresas relacionadas.

Al respecto, algunas empresas solicitaron al Panel que dictaminara que debía eliminarse el Capítulo II de las Bases Definitivas el punto 4.5 denominado "De Las Economías de Ámbito y Escala", lo que fue acogido por el Panel de Expertos.

Así, mediante Resolución Exenta N° 75 del 27 de enero de 2010, la Comisión Nacional de Energía aprobó las Bases Técnicas Definitivas de Estudios para la determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión para el cuatrienio 2011-2014, considerando el mencionado Dictamen N° 15-2009 del Panel de Expertos.

Por otra parte, mediante Decretos N° 121/2010 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, y N° 89/2010 y N° 134/2010, ambos del Ministerio de Energía, se determinaron las líneas y subestaciones del Sistema Interconectado del Norte Grande y del Sistema Interconectado Central clasificadas como de subtransmisión. Dichas instalaciones y sus respectivos sistemas deben considerarse para la realización de los estudios del valor anual de subtransmisión correspondientes, sin perjuicio de la calificación que se realice en el decreto que fija las instalaciones del sistema de transmisión troncal.

El artículo 111° de la Ley General de Servicios Eléctricos establece que para cada sistema de subtransmisión, el estudio será efectuado por una empresa consultora contratada por la o las empresas que operen en el respectivo sistema. Así, durante el mes de agosto de 2010, las empresas propietarias de instalaciones de subtransmisión hicieron entrega a la Comisión Nacional de Energía de los estudios elaborados por los consultores contratados por ellas.

Posteriormente, mediante Resolución Exenta N° 506, de fecha 16 de agosto de 2010, la Comisión Nacional de Energía aprobó la convocatoria a audiencias públicas, con el objeto que los consultores expusieran los resultados de los estudios realizados para cada uno de los sistemas de subtransmisión.

Una vez realizada dichas audiencias, la Comisión dispone de un plazo de 3 meses para revisar y, en su caso, corregir el estudio y estructurar las tarifas correspondientes, debiendo emitir el Informe Técnico, lo que a la fecha no se ha materializado. En caso de discrepancias, las empresas subtransmisoras, los participantes, los usuarios e instituciones interesadas podrán requerir la intervención del Panel de Expertos dentro del plazo de 15 días, contado desde la comunicación del Informe Técnico. El Panel cuenta con un plazo de 30 días para resolver las discrepancias que surjan.

### **5.1.2 Mercado de distribución de electricidad**

EMEL participa en el negocio de distribución de energía eléctrica en Chile por medio de sus distribuidoras EMELARI, ELIQSA, ELECDA, EMELAT, EMELECTRIC y EMETAL, que en conjunto abastecen a 644.630 clientes entre la Región de Arica y Parinacota y la Región del Biobío, con ventas físicas que alcanzaron a 3.165 GWh al cierre del ejercicio comprendido entre enero a diciembre de 2010.

#### Contratos de suministro

Para abastecer el consumo de sus clientes regulados, las distribuidoras del SING, EMELARI, ELIQSA y ELECDA cuentan cada una con un contrato de suministro de energía y potencia a precio regulado con el generador

GasAtacama Generación. Estos contratos están vigentes hasta el 31 de diciembre de 2011. Por otra parte, durante el ejercicio 2009, vía licitación pública se firmó el contrato de suministro de energía y potencia con E-CL con vigencia desde enero de 2012 hasta diciembre de 2026.

En el caso de las distribuidoras del SIC, EMELAT, EMELECTRIC, EMETAL y la porción del SIC de ELECDA, cada una cuenta con contratos de suministro a precio licitado con ENDESA y GENER con vigencia desde enero de 2010 y hasta el 2019 y 2024, respectivamente. En el intertanto, estas distribuidoras son abastecidas de acuerdo a lo establecido en las disposiciones transitorias de la normativa vigente, que les permite comprar a precio regulado al conjunto de generadores del sistema.

### Demanda

El crecimiento de la demanda se relaciona con el mejoramiento del ingreso y con el desarrollo tecnológico asociado principalmente, en el sector residencial, a mayor acceso a equipos electrodomésticos y, en el sector industrial, a la automatización de procesos industria. Otro factor que influye en el crecimiento de la demanda es el incremento de la población y las viviendas, lo que está fuertemente relacionado con los planes de desarrollo urbano.

Así, es posible concluir que el crecimiento de este mercado está fuertemente vinculado con el crecimiento de la región. En Chile, como nación en desarrollo, el consumo per cápita aún es bajo, en comparación con el de países desarrollados.

En el año 2008, debido a la falta de incentivos existente en los años anteriores para realizar inversiones en el segmento de la generación, las cuales se han comenzado a superar a partir de las modificaciones introducidas en la legislación el año 2005 por la Ley Corta II, se decretó racionamiento de energía, disponiéndose medidas para evitar, reducir y administrar el déficit de generación en el Sistema Interconectado Central.

Dichas medidas contemplaron facultar a las empresas distribuidoras para promover disminuciones del consumo de electricidad, pactar con sus clientes reducciones de consumo, y suspender el suministro mediante la aplicación de programas de corte, reducir la tensión nominal de suministro en el punto de conexión de sus clientes. Además, se determinó que las generadoras debían pagar a sus clientes cada kilowatt-hora de déficit que efectivamente los haya afectado.

Al respecto, si bien dicha situación fue fuertemente condicionada por las condiciones hidrológicas existentes, no es posible asegurar que ellas no se repitan, el desarrollo de nuevas inversiones en los sistemas de generación ha permitido una reducción del riesgo, no previéndose situaciones de escasez en el corto plazo.

Por cierto, es claro que la escasez en la oferta de energía afecta las ventas de las empresas concesionarias de servicio público de distribución eléctrica, y con ello, sus resultados.

### Precios

El segmento de distribución de electricidad en Chile se encuentra regulado por el Estado, debido a que presenta las características propias de un monopolio natural. Consecuentemente, establece un régimen de concesiones para el establecimiento, operación y explotación de redes de distribución de servicio público, donde se delimita territorialmente la zona de operación de las empresas distribuidoras. Asimismo, se regulan las condiciones de explotación de este negocio, precios que se pueden cobrar a clientes regulados y la calidad de servicio que debe prestar.

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

### Valor agregado de distribución

La tarifa regulada de distribución, que es fijada cada cuatro años por la Comisión Nacional de Energía, resulta de la suma de tres componentes: el precio de nudo, fijado por la autoridad en el punto de interconexión de las instalaciones de transmisión con las de distribución (a partir de enero de 2012 en el SING y de 2010 en el SIC, se debe considerar el precio de los contratos de suministro que hayan suscrito las distribuidoras como resultado de las licitaciones realizadas para dar cumplimiento a la modificación legal introducida por la Ley Corta II), un cargo único por concepto de uso del Sistema Troncal y un Valor Agregado de Distribución (VAD) también fijado por la autoridad sectorial. Como el precio de nudo corresponde al precio aplicable a la compra de energía para consumos sometidos a regulación de precios, y el cargo único por uso del Sistema Troncal se debe traspasar a los propietarios de dichos sistemas, la distribuidora recauda para sí misma, sólo el VAD, componente que le permite cubrir los costos de operación y mantenimiento del sistema de distribución, así como rentar sobre todas las instalaciones.

La Ley General de Servicios Eléctricos establece que cada 4 años se debe efectuar el cálculo de los costos de las 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.

La Ley establece que las concesionarias deben mantener una rentabilidad agregada, esto es considerando a todas las empresas como un conjunto, dentro de una banda del  $10\% \pm 4\%$  al momento de la determinación del Valor Agregado de Distribución.

Así, el retorno sobre la inversión para una distribuidora dependerá de su desempeño relativo a los estándares determinados para la empresa modelo. El sistema tarifario permite que aquellas más eficientes, obtengan retornos superiores a los de la empresa modelo.

El valor agregado de distribución considera:

- Costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independiente de su consumo;
- Pérdidas medias de distribución en potencia y energía;
- Costos estándares de inversión, mantenimiento 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.

Para la determinación del Valor Agregado de Distribución, la CNE y las propias empresas concesionarias realizan estudios, cuyos resultados son ponderados en la proporción de dos tercios y un tercio, respectivamente. Con los valores agregados definitivos, la Comisión Nacional de Energía estructura fórmulas tarifarias finales y sus fórmulas de indexación, las cuales, de acuerdo con los procedimientos establecidos, son fijadas mediante decreto del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Particularmente, dichas fórmulas de indexación, que son aplicadas mensualmente, consideran las variaciones del IPC, del IPMN, del precio del cobre y del dólar, reflejando las variaciones en los precios de los principales insumos que afectan los costos de la distribución de electricidad.

Adicionalmente, dada la existencia de economías de escala en la actividad de distribución de electricidad, las empresas alcanzan anualmente rendimientos crecientes con el aumento de la cantidad de clientes y de la demanda en sus zonas de concesión, los cuales son incorporados en las tarifas reguladas y transferidos a los clientes mediante la aplicación de factores de ajuste anuales determinados por la CNE.

### Precios de servicios asociados al suministro

Por otra parte, en la misma ocasión en que se fija el valor agregado de distribución, cada cuatro años, se fijan los precios de los servicios asociados al suministro de electricidad. Los servicios más relevantes son los de apoyos en postes a empresas de telecomunicaciones, arriendo de medidores, suspensión y reconexión de servicios, pago fuera de plazo y ejecución de empalmes.

El procedimiento para la fijación de los precios de dichos servicios se encuentra contenido en el Decreto Supremo N° 197 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de fecha 04 de diciembre de 2009, publicado en el Diario Oficial del 04 de diciembre de 2009.

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

Para dar cumplimiento a lo anterior, la CNE debe encargar un estudio de costos, que es financiado, licitado y supervisado por ella, en el cual se estiman los costos del valor agregado de distribución y de los servicios no consistentes en suministro de energía. El resultado del estudio contratado debe contar con capítulos plenamente identificables y auto-contenidos, uno referido a los costos del valor agregado de distribución y otro a la estimación tarifaria de los servicios no consistentes en suministro de energía.

Así, en lo referido a los precios de los servicios asociados, los estudios son publicados por la Comisión Nacional de Energía. Posteriormente, la CNE debe elaborar y publicar un Informe Técnico, considerando las observaciones que hayan efectuado las empresas, el cual el sometido al dictamen del Panel de Expertos, en caso de que existan discrepancias.

De todo lo indicado anteriormente, se puede concluir que el negocio de distribución de electricidad en Chile posee un bajo nivel de riesgo desde el punto de vista tarifario ya que los precios son determinados por la legislación vigente mediante un mecanismo de carácter técnico, el cual permite obtener una rentabilidad razonable para los activos invertidos en este sector.

### **5.1.3 Mercado de transmisión de electricidad**

La transmisión de electricidad está compuesta por el sistema de transmisión troncal, los sistemas de subtransmisión y los sistemas de transmisión adicionales. El sistema troncal interconecta las subestaciones troncales definidas en los decretos de precio de nudo, mientras que los sistemas de subtransmisión corresponden a las instalaciones necesarias para interconectar el sistema troncal con los clientes finales (empresas distribuidoras o clientes no sometidos a regulación de precios) que se encuentren en zonas de concesión de empresas distribuidoras. Por su parte, los sistemas de transmisión adicional corresponden a todas las instalaciones que no pertenecen al sistema troncal o a la subtransmisión, y que están destinadas esencial y principalmente al suministro de energía de usuarios no sometidos a regulación de precios.

EMEL, en el ámbito de la transmisión, sólo participa del negocio de subtransmisión. Esto lo hace a través de sus filiales, principalmente a través de TRANSEMEL, que tiene activos de subtransmisión que se extienden por el SING entregando suministro a EMELARI, ELIQSA y ELECDA. Adicionalmente, estas mismas distribuidoras junto con EMELAT TRANSMISIÓN, EMELECTRIC TRANSMISIÓN y EMETAL TRANSMISIÓN también disponen de activos propios asociados al negocio de subtransmisión.

Las instalaciones de subtransmisión son remuneradas por medio de una tarifa regulada, que se determina cada cuatro años a través del estudio de subtransmisión, el que considera el valor anual de los sistemas de subtransmisión adaptados a la demanda de los siguientes 10 años y se aplica para un período de cuatro años.

El estudio busca minimizar el costo actualizado de inversión, operación y falla de las instalaciones eficientemente operadas.

La tarifa resultante, garantiza una rentabilidad anual sobre los activos del 10%, y se ajusta cada 6 meses considerando variables como el índice de precios al por mayor de manufacturas nacionales (IPMN), índice de precios al por mayor de bienes importados (IPMBI), el índice de precios al consumidor (IPC) y los precios internacionales del Acero, Cobre, y Aluminio.

El referido estudio considera separadamente las pérdidas medias de subtransmisión en potencia y energía, y los costos estándares de inversión, mantención, operación y administración anuales asociados a las instalaciones.

Las tarifas de subtransmisión vigentes son las publicadas en el decreto N° 320, del 09 de enero de 2009, las que tendrán vigencia hasta el año 2010.

### Precios

Debido a que la subtransmisión eléctrica presenta características de monopolio natural, su operación está regulada por la Ley N° 19.940 de 2004 (Conocida como Ley Corta I, posteriormente refundida en la Ley Eléctrica DFL N°4 de 2006), que modificó el marco regulatorio de la transmisión de electricidad, estableciendo un nuevo régimen de tarifas y otorgando así certidumbre regulatoria a este segmento.

Resumidamente el proceso consiste en calcular una tarifa para los servicios regulados de la empresa transmisora de manera que, considerando una cierta demanda esperada y sus costos de operación, mantenimiento y administración, ésta pueda obtener la rentabilidad sobre sus inversiones definida en el marco regulatorio vigente. Su aplicación se refleja en el último decreto que fija las tarifas de subtransmisión, publicado el 9 de enero de 2009, que rigen desde el 14 de enero de ese año y que tendrán vigencia hasta el año 2010, donde se estableció un precio regulado aplicable a cada unidad de energía y de potencia que circule por las redes de subtransmisión para los retiros de empresas distribuidoras o clientes libres, y para las inyecciones de empresas generadoras conectadas directamente al sistema de subtransmisión. Para la determinación de estos precios se consideran tasas de crecimiento de consumo proyectadas para los años 2006 al 2010.

Así, la regulación vigente alinea los ingresos del sector transmisión con la demanda eléctrica del país. Por lo anterior, los ingresos esperados tienen una relación directa con la tasa de crecimiento efectiva de la población y del PIB, existiendo la posibilidad de producirse variaciones entre los ingresos reales con respecto a los esperados.

De esta forma, se puede concluir que el negocio de transmisión de electricidad, posee un bajo nivel de riesgo desde el punto de vista regulatorio y tarifario, al contar con un marco regulatorio estable donde los precios son determinados con mecanismos de carácter técnico, diseñados para obtener una rentabilidad justa para los activos invertidos en este sector.

### Demanda

Los ingresos por subtransmisión de las subsidiarias de EMEL están directamente relacionados con la demanda requerida por éstas. Lo anterior entrega una alta correlación entre los ingresos por subtransmisión y el crecimiento económico imperante en las zonas donde opera, su desarrollo urbano asociado y el crecimiento del consumo per cápita, todos factores fuertemente relacionados con el consumo de energía eléctrica.

En ese sentido, es importante destacar la estabilidad del consumo eléctrico en Chile. Por lo anterior, el riesgo relacionado a la volatilidad y evolución de la demanda es más bien limitado en el mediano y largo plazo, sin perjuicio de

situaciones puntuales que puedan afectar el consumo eléctrico en el corto plazo.

## 5.2 Riesgo financiero

Los negocios en que participa la sociedad, corresponden a inversiones con un perfil de retornos de largo plazo y una estabilidad regulatoria, ya que los precios de venta son determinados mediante un mecanismo de carácter técnico, el cual permite obtener una rentabilidad razonable, que la ley establece dentro de una banda del 10% +/- 4% para la industria de la distribución de electricidad en su conjunto. Asimismo, los ingresos y costos se encuentran estructurados fundamentalmente en pesos y/o unidades de fomento.

En atención a lo anterior, a nivel corporativo se definen, coordinan y controlan las estructuras financieras de las empresas que componen el Grupo CGE en orden a prevenir y mitigar los principales riesgos financieros identificados.

### 5.2.1 Riesgo de tipo de cambio

Debido a que los negocios en que participan las empresas del Grupo CGE son fundamentalmente en pesos, CGE, matriz de EMEL, ha determinado como política mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los flujos de sus pasivos financieros, con el objetivo de minimizar la exposición al riesgo de variaciones en el tipo de cambio.

Al cierre del ejercicio, la deuda de EMEL en moneda nacional alcanzó a M\$ 123.868.982, la que se encuentra denominada principalmente en unidades de fomento o pesos.

| 2010                                   | M\$                | %           |
|--|--------------------|-------------|
| Deuda en pesos o UF                    | 122.988.505        | 99%         |
| Deuda en US\$ u otra moneda extranjera | 880.477            | 1%          |
| <b>Total deuda financiera</b>          | <b>123.868.982</b> | <b>100%</b> |

| 2009                                   | M\$                | %           |
|--|--------------------|-------------|
| Deuda en pesos o UF                    | 136.401.865        | 99%         |
| Deuda en US\$ u otra moneda extranjera | 1.790.017          | 1%          |
| <b>Total deuda financiera</b>          | <b>138.191.882</b> | <b>100%</b> |

La mayor exposición cambiaria está relacionada con la variación de la unidad de fomento respecto del peso.

Actualmente, la Sociedad posee un stock de deuda en dólares de US\$ 1,9 millones. Al cierre del ejercicio, el valor del dólar observado alcanzó a \$ 468,01 es decir un 7,7% menor al valor de cierre al 31 de diciembre de 2009, fecha en que alcanzó un valor de \$ 507,10. Los valores máximos y mínimos que alcanzó el dólar observado fueron \$ 549,17 y \$ 468,01 respectivamente.

Considerando los valores indicados anteriormente, se efectuó un análisis de sensibilidad para determinar el potencial efecto en los resultados de la Sociedad debido a la variación del tipo de cambio.

| 2010  |           | Real                                | Escenario                          |                                    |                                    |                                   |
|---|-----------|-------------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|-----------------------------------|
|   |           | Con US\$ de cierre<br>468,01<br>M\$ | Con US\$ max.<br>549,17<br>M\$     | Con US\$ min.<br>468,01<br>M\$     | TC +1% mensual<br>M\$              | TC -1% mensual<br>M\$             |
| Item  | US\$      |                                     |                                    |                                    |                                    |                                   |
| Al 31/12/09                                     | 1.881.322 | 954.018                             | 954.018                            | 954.018                            | 954.018                            | 954.018                           |
| Saldo por Amortizar dentro de 12 meses          | 1.648.586 | Efecto por amortización<br>-10.516  | Efecto por amortización<br>-10.516 | Efecto por amortización<br>-10.516 | Efecto por amortización<br>-18.301 | Efecto por amortización<br>-2.731 |
| Al 31/12/10                                     | 1.881.322 | 880.477                             | 1.033.165                          | 880.477                            | 889.282                            | 871.673                           |
| <b>Utilidad (pérdida) por Diferencia cambio</b> |           | <b>63.025</b>                       | <b>-89.663</b>                     | <b>63.025</b>                      | <b>46.435</b>                      | <b>79.614</b>                     |

Esta sensibilización entregó como resultado que el efecto por diferencia de cambio en EMEL podría haber oscilado entre M\$ 46.435 y M\$ 79.614 para el ejercicio recién concluido.

| 2009  |           | Real                               | Escenario                          |                                    |                                    |                                    |
|---|-----------|------------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|
|   |           | Con US\$ de cierre<br>507,1<br>M\$ | Con US\$ max.<br>643,87<br>M\$     | Con US\$ min.<br>491,09<br>M\$     | TC +1% mensual<br>M\$              | TC -1% mensual<br>M\$              |
| Item  | US\$      |                                    |                                    |                                    |                                    |                                    |
| Al 31/12/08                                     | 3.529.908 | 2.246.610                          | 2.246.610                          | 2.246.610                          | 2.246.610                          | 2.246.610                          |
| Saldo por amortizar dentro de 12 meses          | 1.568.883 | Efecto por amortización<br>118.390 | Efecto por amortización<br>118.390 | Efecto por amortización<br>118.390 | Efecto por amortización<br>110.403 | Efecto por amortización<br>126.377 |
| Al 31/12/09                                     | 3.529.908 | 1.790.016                          | 2.272.802                          | 1.733.502                          | 1.807.913                          | 1.772.120                          |
| <b>Utilidad (pérdida) por Diferencia cambio</b> |           | <b>574.984</b>                     | <b>92.198</b>                      | <b>631.498</b>                     | <b>549.100</b>                     | <b>600.867</b>                     |

Esta sensibilización entregó como resultado que el efecto por diferencia de cambio en EMEL podría haber oscilado entre M\$ 549.100 y M\$ 600.867 para el ejercicio terminado a diciembre de 2009.

Por otro lado al analizar el efecto en resultados que produce la deuda denominada en unidades de fomento (UF) debido a la variación del valor de la UF en el presente ejercicio se observa un impacto negativo de M\$ 2.834.132.

| 2010                                 |                            | UF               | M\$               |
|--------------------------------------|----------------------------|------------------|-------------------|
| AL                                   | No se amortiza en 12 meses | 4.619.170        | 96.738.723        |
| 31-12-2009                           | Efecto amortización        | 1.961.967        | -466.022          |
| <b>Al 31/12/2010</b>                 |                            | <b>4.619.170</b> | <b>99.106.833</b> |
| <b>Efecto por unidad de reajuste</b> |                            |                  | <b>-2.834.132</b> |

  

| 2009                                 |                            | UF               | M\$                |
|--------------------------------------|----------------------------|------------------|--------------------|
| AL                                   | No se amortiza en 12 meses | 5.719.800        | 122.704.410        |
| 31-12-2008                           | Efecto amortización        | 10.668           | -9.216             |
|                                      | Nueva Deuda                | 866.670          | 60.199             |
| <b>Al 31/12/2009</b>                 |                            | <b>5.719.800</b> | <b>119.789.085</b> |
| <b>Efecto por unidad de reajuste</b> |                            |                  | <b>2.966.308</b>   |

Considerando los valores indicados anteriormente, se efectuó un análisis de sensibilidad para determinar el potencial efecto en las unidades de reajustes debido a una variación de 1% en la unidad de fomento respecto del peso.

Esta sensibilización entregó como resultado que el efecto en la utilidad de la Sociedad podría haber oscilado entre una utilidad por la variación de la unidad de fomento respecto del peso o una pérdida de M\$ 1.229.975 para el ejercicio recién concluido.

### 5.2.2 Riesgo de tasa de interés

El objetivo de la gestión de riesgo de tasas de interés es alcanzar un equilibrio en la estructura de financiamiento, que permita minimizar el costo de la deuda con una volatilidad reducida en el estado de resultados.

En este sentido, EMEL posee una exposición al riesgo asociado a las fluctuaciones de las tasas de interés en el mercado, ya que el 45% de la deuda financiera a nivel consolidado se encuentra estructurada a tasa fija.

| 2010                          | M\$                | %           |
|-------------------------------|--------------------|-------------|
| Deuda a tasa Fija             | 54.789.603         | 45%         |
| Deuda a tasa variable         | 68.198.902         | 55%         |
| <b>Total deuda Financiera</b> | <b>122.988.505</b> | <b>100%</b> |

| 2009                          | M\$                | %           |
|-------------------------------|--------------------|-------------|
| Deuda a tasa Fija             | 62.311.631         | 46%         |
| Deuda a tasa variable         | 74.090.234         | 54%         |
| <b>Total deuda Financiera</b> | <b>136.401.865</b> | <b>100%</b> |

Al efectuar un análisis de sensibilidad sobre la porción de deuda que se encuentra estructurada a tasa variable, el efecto en resultados bajo un escenario en que las tasas fueran 1% superior a las vigentes sería de M\$ 681.989 de mayor gasto por intereses.

### 5.2.3 Riesgo de liquidez y estructura de pasivos financieros

El riesgo de liquidez en EMEL es administrado mediante una adecuada gestión de los activos y pasivos, optimizando los excedentes de caja diarios y de esa manera asegurar el cumplimiento de los compromisos de deudas en el momento de su vencimiento.

A nivel de nuestra matriz CGE, continuamente se efectúan proyecciones de flujos de caja, análisis de la situación financiera, del entorno económico y análisis del mercado de deuda con el objeto de, en caso de requerirlo, contratar nuevos financiamientos o reestructurar créditos existentes a plazos que sean coherentes con la capacidad de generación de flujos de los diversos negocios en que participa EMEL y sus subsidiarias. Sin perjuicio de lo anterior, el Grupo CGE cuenta con líneas bancarias de corto plazo aprobadas, que permiten reducir ostensiblemente el riesgo de liquidez a nivel de la matriz o de cualquiera de sus filiales.

El flujo de caja de deuda financiera de EMEL y sus subsidiarias que incluye pasivos bancarios y bonos, se ha estructurado en un 97% a largo plazo principalmente mediante bonos y créditos bancarios como se indica en el siguiente cuadro:

| M\$ al 31/12/10 | Hasta 1 año      | Más de 1 año y hasta 3 años | Más de 3 años y hasta 6 años | Más de 6 años y hasta 10 años | Más de 10 años    | TOTAL              |
|-----------------|------------------|-----------------------------|------------------------------|-------------------------------|-------------------|--------------------|
| Bancos          | 2.502.090        | 99.026.540                  | 0                            | 0                             | 0                 | 101.528.630        |
| Bonos           | 1.804.755        | 5.414.265                   | 5.414.265                    | 5.414.265                     | 49.678.931        | 67.726.482         |
| <b>Total</b>    | <b>4.306.845</b> | <b>104.440.805</b>          | <b>5.414.265</b>             | <b>5.414.265</b>              | <b>49.678.931</b> | <b>169.255.111</b> |
|                 | 3%               | 62%                         | 3%                           | 3%                            | 29%               | 100%               |

| M\$ al 31/12/09 | Hasta 1 año       | Más de 1 año y hasta 3 años | Más de 3 años y hasta 6 años | Más de 6 años y hasta 10 años | Más de 10 años    | TOTAL              |
|-----------------|-------------------|-----------------------------|------------------------------|-------------------------------|-------------------|--------------------|
| Bancos          | 21.564.452        | 56.568.784                  | 230.968                      | 0                             | 0                 | 78.364.204         |
| Bonos           | 2.539.743         | 24.855.198                  | 5.284.894                    | 5.284.894                     | 52.015.140        | 89.979.869         |
| <b>Total</b>    | <b>24.104.195</b> | <b>81.423.982</b>           | <b>5.515.862</b>             | <b>5.284.894</b>              | <b>52.015.140</b> | <b>168.344.073</b> |
|                 | 14%               | 48%                         | 3%                           | 3%                            | 32%               | 100%               |

### 5.3 Riesgo de crédito

El riesgo de crédito de las cuentas por cobrar proveniente de la actividad comercial es históricamente muy limitado. El período de cobro a los clientes, que es de muy corto plazo, permite acotar los montos de deuda individuales a través de la gestión de la suspensión de suministro por falta de pago. La regulación vigente prevé la radicación de la deuda en la propiedad del usuario del servicio eléctrico limitando la probabilidad de incobrabilidad de los créditos.

El riesgo está diversificado en un gran número de clientes, donde los tres clientes más grandes representan un 6% de las ventas. Por otro lado, como se muestra en la siguiente tabla también hay una importante diversificación por tipo de clientes:

| 2010         | Ventas      | Clientes       |
|--------------|-------------|----------------|
| Residencial  | 32,03%      | 596.442        |
| Industrial   | 39,89%      | 6.434          |
| Comercial    | 20,64%      | 29.930         |
| Otros        | 7,44%       | 11.824         |
| <b>Total</b> | <b>100%</b> | <b>644.630</b> |

| 2009         | Ventas      | Clientes       |
|--------------|-------------|----------------|
| Residencial  | 31,18%      | 582.414        |
| Industrial   | 44,83%      | 6.400          |
| Comercial    | 18,98%      | 29.544         |
| Otros        | 5,01%       | 10.927         |
| <b>Total</b> | <b>100%</b> | <b>629.285</b> |

Por la modalidad de pago y el período del mes en que los clientes reciben sus ingresos, aproximadamente el 38% de la recaudación se concentra dentro del plazo de pago.

La cobranza de los clientes en mora es gestionada por las distintas subsidiarias, iniciando su actividad de cobranza a partir del día 46 del vencimiento de su primer documento de cobro y se aplica la suspensión de suministro como herramienta de cobranza definida en la Ley.

## **5.4 Riesgo de liquidez**

### **5.4.1 Efecto en flujo de caja por cambios de precios de nudo**

El precio de nudo, en conformidad a la legislación vigente, es revisado y actualizado cada seis meses, en mayo y noviembre de cada año. El precio de nudo, que es el precio al cual compran las empresas distribuidoras a las generadoras, es traspasado a clientes finales a través de la tarifa de venta; es decir, el fundamento de la Ley es que las empresas distribuidoras obtengan su margen exclusivamente a través del Valor Agregado de Distribución.

Sin perjuicio de lo anterior, variaciones en el precio de nudo producen un efecto en el flujo de caja de las empresas distribuidoras, fenómeno que se origina por la diferencia en las condiciones de aplicación de dichos precios en la compra y en la venta.

En efecto, cuando se produce un cambio en el precio de nudo, la energía comprada en un determinado mes, se paga completamente considerando este nuevo precio de nudo; sin embargo, el traspaso de este nuevo precio hacia los clientes finales se realiza de forma paulatina, debido a que en el transcurso de un mes se realizan varios procesos de facturación; es decir, se toma lectura y se emiten boletas y facturas en distintas fechas del mes, lo que origina que a cada proceso le corresponda una tarifa de venta que resulta de ponderar la nueva tarifa y la anterior según esas fechas. Por ejemplo, si a un cliente se le toma lectura el día 20 de un mes, entonces las unidades físicas registradas serán valorizadas a una tarifa de venta que resulta de ponderar por 10/30 la tarifa del mes anterior y por 20/30 la nueva tarifa.

Para el ejercicio de 2010, considerando la estructura de compra y venta física y los niveles de precios y tarifas que se observan, es posible determinar que por cada punto porcentual en que se incrementa el precio de nudo, se produce un requerimiento a financiar del 67% que se recupera con el perfil de pago de los clientes.

### **5.4.2 Efecto en flujo de caja por cambios en el perfil de pago de los clientes**

En períodos económicos normales los pagos tienden a concentrarse en períodos cercanos y posteriores a la fecha de vencimiento de los documentos de cobro. La legislación aporta con un factor importante para mitigar este riesgo, el cobro por Pago Fuera de Plazo que faculta a las distribuidoras a cobrar un valor fijo por pago fuera de plazo y cobros adicionales por corte y reposición, en el caso de aplicarse. Se ha dimensionado el efecto económico y el riesgo financiero asociado a cambios en el perfil de pago de los clientes y se considera que no genera impactos significativos en cada Sociedad.

### 5.4.3 Análisis de la deuda financiera que no está a valor de mercado (con instituciones financieras)

Como parte del análisis de riesgo, se ha realizado un análisis del valor de mercado que tendrían los pasivos bancarios y bonos de EMEL y sus subsidiarias al 31 de diciembre de 2010. Este análisis consiste en obtener el valor presente de los flujos de caja futuros de cada deuda financiera vigente, utilizando tasas representativas de las condiciones de mercado de acuerdo al riesgo de cada Sociedad y al plazo remanente de la deuda.

De esta forma, se presenta a continuación el resumen del valor libro y de mercado del saldo insoluto de los pasivos financieros de cada Sociedad:

| <b>Pasivos Financieros<br/>2010<br/>M\$</b> | <b>Valor Libro al<br/>31-12-2010<br/>M\$</b> | <b>Valor Justo al<br/>31-12-2010<br/>M\$</b> | <b>Diferencia<br/>%</b> |
|---|--|--|-------------------------|
| Bonos                                       | 41.778.079                                   | 44.865.890                                   | 7,4%                    |
| Bancos                                      | 81.210.426                                   | 79.163.466                                   | -2,5%                   |
| <b>Total Pasivo Financiero</b>              | <b>122.988.505</b>                           | <b>124.029.356</b>                           | <b>0,8%</b>             |

| <b>Pasivos Financieros<br/>2009<br/>M\$</b> | <b>Valor Libro al<br/>31-12-2009<br/>M\$</b> | <b>Valor Justo al<br/>31-12-2009<br/>M\$</b> | <b>Diferencia<br/>%</b> |
|---|--|--|-------------------------|
| Bonos                                       | 61.465.180                                   | 60.965.513                                   | -0,8%                   |
| Bancos                                      | 74.936.685                                   | 75.879.805                                   | 1,3%                    |
| <b>Total Pasivo Financiero</b>              | <b>136.401.865</b>                           | <b>136.845.318</b>                           | <b>0,3%</b>             |

### 5.5 Control interno

La Sociedad cuenta con mecanismos de control interno, controles de gestión de riesgos, controles de gestión económico - financiero, para asegurar que las operaciones se realicen en concordancia con las políticas, normas y procedimientos establecidos internamente como también los emanados desde el Grupo CGE.