ANALISIS RAZONADO A LOS ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS CONSOLIDADOS

Correspondientes al período terminado
al 30 de junio de 2014 (no auditado).

1. Análisis comparativo

Chilquinta Energía S.A. y sus filiales al 30 de junio de 2014 destaca los siguientes hechos:

- La Ganancia del período asciende a M$15.650.223 mostrando una disminución de un 15,3% respecto a la alcanzada en junio del 2013 por M$18.483.102, y se explica principalmente por el reconocimiento de una pérdida sobre los déficits patrimoniales de Eletrans I y II a junio 2014.

  El comportamiento de la ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas es el siguiente:

		30.06.2014	30.06.2013
Ganancia/ (Pérdida) del período	(M$)	15.650.223	18.483.102
Ganancia/ (Pérdida) por acción	($)	8.169	9.648

- La Compañía muestra un índice de endeudamiento de un 0,9% (diciembre 2013: 0,9%), no presentando variación a junio del 2014.

- Con fecha 31 de mayo de 2013, se efectuó el rescate y prepago anticipado del 100% de la línea de bonos Serie A, correspondiente a 1.800.000 UF de capital nominal, más intereses devengados a la fecha de pago. De esta forma, solo queda vigente, al 30 de junio de 2014, la deuda asociada a la línea de bonos Serie B, por un valor de 4.700.000 UF de capital nominal, esto ha generado para la Compañía y sus filiales estar sujetas a ciertas obligaciones, limitaciones y prohibiciones mientras no se haya pagado a los tenedores el total del capital e intereses de los bonos en circulación.

  Respecto al cumplimiento de indicadores financieros, la única restricción se refiere a que la Compañía deberá mantener al término de cada trimestre calendario un nivel de endeudamiento financiero a nivel consolidado, en que la relación Obligaciones financieras menos Caja dividido por la suma de Patrimonio total más Interés minoritario no sea superior a uno punto setenta y cinco veces. Al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013, el nivel de endeudamiento financiero consolidado fue:

	30.06.2014 M$	31.12.2013 M$
Efectivo y equivalentes al efectivo	41.763.564	4.109.284
Obligaciones financieras:		
Corrientes	791.468	767.944
No corrientes	112.461.636	109.105.610
Total obligaciones financieras	113.253.104	109.873.554
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	231.922.944	211.146.186
Participaciones no controladoras	11.183.283	11.252.557
Total patrimonio	243.106.227	222.398.743
Nivel de endeudamiento financiero consolidado (veces)	0,29	0,48

- La Compañía tiene una significativa participación en el sector de energía, sub sector energía eléctrica, constituyéndose en la principal distribuidora de energía eléctrica en su zona de operación, que cubre gran parte de la Quinta Región y en zonas rurales de la Séptima Región del país. En la actualidad atiende a más de 648.335 clientes.

  El negocio de distribución eléctrica en que opera la Compañía, se rige bajo contrato de concesión que indica la zona en que prestará servicios de suministro de energía. Esto faculta a la Compañía operadora a desarrollar su negocio de distribución con mínimo riesgo de enfrentar a la competencia, y bajo un esquema de tarifas reguladas por la autoridad. Lo anterior, minimiza el riesgo de competencia en el negocio de distribución eléctrica, permitiendo contar con un negocio que ofrece una participación de mercado estable.

  Chilquinta Energía S.A. es una empresa de distribución eléctrica que opera en la zona de concesión que incluye las provincias de Valparaíso, San Antonio, Petorca, San Felipe, Quillota y Los Andes, representando el 70% de la superficie de la Quinta Región y atendiendo a más de 542.271 clientes.

  Por otra parte, a través de sus filiales Compañía Eléctrica del Litoral S.A., Energía de Casablanca S.A., Luzlinares S.A. y Luzparral S.A., distribuye energía eléctrica a 106.064 clientes en las regiones V y VII. Adicionalmente, forma parte del grupo la sociedad Casablanca Generación S.A. con el objetivo de participar en el negocio de la generación eléctrica.

Estado de resultados integrales

Estados de resultados integrales consolidados por función	30.06.2014 M$	30.06.2013 M$	Variación %
Ingresos de actividades ordinarias	154.868.368	140.279.055	10,4%
Costo de ventas	(118.669.965)	(107.138.568)	10,8%
Ganancia Bruta	36.198.403	33.140.487	9,2%
Otros ingresos por función	1.761.544	2.100.875	-16,2%
Gastos de administración	(12.270.111)	(10.839.878)	13,2%
Otros gastos por función	(26.001)	(9.535)	172,7%
Otras ganancias, netas	516.942	1.660.170	-68,9%
Ganancias de actividades operacionales	26.180.777	26.052.119	0,5%
Ingresos financieros	313.932	664.794	-52,8%
Costos financieros	(2.969.600)	(3.295.813)	-9,9%
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	(1.054.326)	(88.514)	1.091,1%
Diferencias de cambio	(22.649)	20.826	-208,8%
Resultado por unidades de reajuste	(3.439.494)	(294.498)	1.067,9%
Ganancia antes de impuestos	19.008.640	23.058.914	-17,6%
Gastos por impuestos a las ganancias	(3.358.417)	(4.575.812)	-26,6%
Ganancia	15.650.223	18.483.102	-15,3%
Ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos, antes de impuestos	-	(93.997)	-100,0%
Ganancias (pérdidas) relativos a derivados de cobertura	83.050	(121.479)	-168,4%
Total otros resultados integrales que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos	83.050	(215.476)	-138,5%
Impuestos a las ganancias relativos con resultados actuariales por planes de beneficios definidos	-	18.799	-100,0%
Impuestos a las ganancias relativos con resultados por derivados de cobertura	(16.610)	24.296	-168,4%
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otros resultados integrales que se reclasificarán al resultado del período	(16.610)	43.095	-138,5%
Total resultado integral	15.716.663	18.310.721	-14,2%

Ganancia Bruta

- Los ingresos de actividades ordinarias del período ascendieron a M$154.868.368 (Junio de 2013: M$140.279.055), mostrando un incremento de un 10,4% que se explica, principalmente, por un mayor nivel de ingresos asociados a mayores ingresos por ventas de energía y servicios.

  Los ingresos por ventas de energía y potencia valorizados sumaron M$147.423.783 (Junio 2013: M$132.913.767) muestran un incremento de un 10,9% respecto al mismo período del año 2013 y representan el 95,2% (Junio 2013: 94,8%), respectivamente, del total de ingresos por actividades ordinarias.

Las prestaciones de servicios asociados al suministro eléctrico por M$6.623.873 (Junio 2013: M$6.183.029) mostrando un crecimiento de un 7,1% respecto al mismo período del año 2013 y representan el 4,3% (Junio de 2013: 4,4%), respectivamente, del total de ingresos por actividades ordinarias.

Las ventas de retail y otros ingresos ascendieron a M$820.712 (Junio 2013: M$1.182.259) evidenciando un decremento de un 30,6% respecto al mismo período del año 2013, representando un 0,5% (Junio 2013: 0,8%), respectivamente, del total de los ingresos de actividades ordinarias.

Los costos de ventas del período ascendieron a M$118.669.965 (Junio 2013: M$107.138.568) mostrando un incremento de 10,8% respecto al mismo período del año anterior debido a un efecto volumen generado en la compra de energía, producto del mayor volumen de venta de energía que se presenta a la fecha respecto de igual periodo del año anterior (2,1%).

Las compras de energía y potencia ascendieron a M$93.354.512 (Junio 2013: M$81.846.528), las cuales representan el 78,7% (Junio 2013: 76,4%) del total de costos de ventas.

El margen bruto entre ventas y compras de energía es de M$54.069.271 (Junio 2013: M$51.067.239) que representan un 36,7% (Marzo 2013: 38,4%) sobre las ventas de energía y un 34,9% (Junio 2013: 36,4%) sobre los ingresos de actividades ordinarias.

Cuadro resumen		30.06.2014	30.06.2013
Ventas de energía	(M$)	147.423.783	132.913.767
Compra de energía	(M$)	(93.354.512)	(81.846.528)
Otros costos	(M$)	(25.315.453)	(25.292.040)
Total costos de ventas	(M$)	(118.669.965)	(107.138.568)
Servicios asociados al suministro	(M$)	6.623.873	6.183.029
Ventas retail y otros ingresos	(M$)	820.712	1.182.259
Ganancia bruta	(M$)	36.198.403	33.140.487

Otras ganancias (pérdidas) distintas de la ganancia bruta, netas

Se presentan Otras pérdidas distintas de la ganancia bruta, netas ascendentes a M$17.189.763 (Junio 2013: pérdida neta por M$ 10.081.573), mostrando un aumento de un 70,5% que se explica por una disminución en Otros ingresos por función de M$1.761.544 (Junio 2013: M$2.100.875), complementado por mayores gastos por Resultado por unidades de reajustes M$3.439.494 (Junio 2013: gastos por M$294.498), mayores gastos de administración por M$12.270.111 (Junio 2013: M$10.839. 878) y por el reconocimiento de una pérdida sobre los déficits patrimoniales de Eletrans S.A. y Eletrans II S.A. por M$1.054.326 (Junio 2013: ganancia M$88.514). Todo lo anterior se vio parcialmente compensado por menores Ingresos financieros por M$313.932 (Junio 2013: M$664.794).

El comportamiento del resultado después de impuestos es el siguiente:

		30.06.2014	30.06.2013
Ganancia/ (Pérdida) del período	(M$)	15.650.223	18.483.102
Ganancia/ (Pérdida) por acción	($)	8.169	9.648
Valor libro de la acción	($)	126.901	116.091

Estados de situación financiera

Estados de situación financiera consolidados	30.06.2014 M$	31.12.2013 M$	Variación %
Total activos corrientes	100.410.254	69.544.564	44,4%
Total activos no corrientes	354.628.321	351.688.557	0,8%
Total activos	455.038.575	421.233.121	8,0%
Total pasivos corrientes	57.306.224	75.840.365	-24,4%
Total pasivos no corrientes	154.626.124	122.994.013	25,7%
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	231.922.944	211.146.186	9,8%
Participaciones no controladoras	11.183.283	11.252.557	-0,6%
Total patrimonio	243.106.227	222.398.743	9,3%
Total pasivos y patrimonio	455.038.575	421.233.121	8,0%

Activos Corrientes

Presenta un incremento de un 44,4% respecto a diciembre de 2013, originada, principalmente, por un aumento en el Efectivo y equivalente del efectivo, Otros activos no financieros corrientes, parcialmente compensados por un decremento en Otros activos financieros corrientes, Inventarios y Activos por impuestos corrientes.

Propiedades, planta y equipos, neto

Este rubro presenta un aumento un 1,5% con respecto a diciembre de 2013, que se explica principalmente por un incremento de Obras de infraestructura, maquinarias y equipos, contemplados dentro de los niveles de inversión previstos por la Sociedad, compensado por un mayor nivel de depreciación.

Otros activos no corrientes

Muestra un decremento de 0,3% con respecto a diciembre de 2013, principalmente por la disminución del rubro Activos por impuestos diferidos, siendo parcialmente compensados por aumento en el rubro Activos intangibles distintos de la plusvalía y Otros activos no financieros, no corrientes.

Pasivos corrientes

Presenta un decremento de 24,4% con respecto a diciembre de 2013 explicado, principalmente, por una disminución en los rubros Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes, Otras provisiones corrientes, Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes y Pasivos por impuestos corrientes, parcialmente compensado por un aumento en el rubro Otros pasivos financieros corrientes.

Pasivos no corrientes

Ha experimentado un incremento de un 25,7% con respecto a diciembre de 2013, principalmente por un aumento en los Otros pasivos financieros no corrientes, Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes y Otras provisiones no corrientes originados por el reconocimiento de la participación proporcional en Eletrans S.A. y Eletrans II S.A. al 30 de junio de 2014, sobre sus déficits patrimoniales a dicha fecha.

Patrimonio neto

El patrimonio presenta un aumento de un 9,3%, el cual se explica, principalmente, por el aumento de las Ganancias acumuladas producto del resultado integral del ejercicio ascendente a M$15.650.223 (diciembre 2013: M$35.817.793).

Cuadro de ratios

		30.06.2014	31.12.2013
Liquidez:			
Liquidez corriente	(veces)	1,8	0,9
Prueba acida	(veces)	1,7	0,8
Endeudamiento:			
Deuda / patrimonio	(veces)	0,9	0,9
Cobertura costos financieros	(veces)	7,4	8,0
Proporción deuda corriente	(%)	27,0	38,1
Proporción deuda no corriente	(%)	73,0	61,9
Rentabilidad:			
Ganancias / patrimonio	(%)	12,9	16,1
Ganancias / activos	(%)	6,9	8,5

2.- Valor libro de los Activos y Pasivos

Respecto del valor libro y económico (valor justo) de los activos cabe mencionar lo siguiente:

- El valor razonable de los instrumentos financieros reconocidos en el estado de situación financiera intermedio, ha sido determinado siguiendo la siguiente jerarquía Nivel 2 correspondiente a metodologías de medición a Valor Justo mediante datos de cotizaciones de mercado, no incluidos en Nivel 1, que sean observables para los Activos y Pasivos valorizados, ya sea directamente (precios) o indirectamente (derivado de los precios), según los datos de entrada utilizados para realizar la valorización.

- Los Deudores por venta corrientes y no corrientes, se presentan a su valor de recuperación esperado, considerando por lo tanto una deducción para cubrir las deudas incobrables.

- Las existencias de materiales y artefactos eléctricos son valorizadas al costo o Valor neto de Realización (VNR), considerando una deducción por obsolescencia, y no exceden a sus respectivos valores de realización. El método de costeo utilizado corresponde a "Precio Promedio Ponderado".

- Los activos declarados como prescindibles y sus pasivos directamente asociados se presentan bajo los rubros Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta y Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta respectivamente y se valorizan por el menor del monto en libros o el valor estimados de venta, deducidos los costos necesarios para llevarla a cabo, y dejan de depreciarse y amortizarse (en caso de activos intangibles) desde el momento de su clasificación.

- Los bienes que componen el rubro Propiedades, planta y equipos son presentados de acuerdo con el valor de los aportes o al costo de adquisición, según sea el caso. El costo de los trabajos en ejecución incluye solamente aquellos costos directos e indirectos que son atribuibles directamente a ellos durante el período de construcción y los costos de financiamiento de la misma, en caso de existir éstos últimos.

- La depreciación es calculada individualmente para cada bien, según el método lineal, de acuerdo con los años de vida útil estimada de uso de los bienes.

- Los valores intangibles se presentan a costo histórico de aporte o adquisición, según sea el caso, y se someten a prueba de deterioro de acuerdo a lo dispuesto por NIIF 36. Las licencias de software se clasifican en el rubro de “Activos intangibles distintos de la plusvalía” a costo histórico de adquisición y su depreciación es calculada según el método lineal en un período promedio de 36 meses.

- Las inversiones en otras sociedades que corresponden a la participación en inversiones en las cuales no se posee influencia o control se presentan valorizadas a su costo de adquisición y los dividendos percibidos de estas sociedades se registran con efectos en resultados integrales del período y los resultados obtenidos por las mismas, que corresponden conforme a su participación, se registran en el rubro “Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas que se contabilicen utilizando el método de participación”.

- Los derechos de agua se presentan a su valor de tasación, dada su medición potencial de capacidad de generación eléctrica.

- Las cuentas y documentos por cobrar y/o pagar a entidades relacionadas se clasifican conforme a su vencimiento en corrientes y no corrientes. Estas operaciones se ajustan a las condiciones de equidad, similares a las que habitualmente prevalecen en el mercado.

- Los activos y pasivos expresados en moneda extranjera y/o reajustables, se presentan al tipo de cambio vigente al cierre de cada ejercicio.

- En resumen, los activos y pasivos se registran de acuerdo a los pronunciamientos contables emitidos por el IASB y a normas impartidas por la Superintendencia de Valores y Seguros.

3.- Mercado en que participa la Empresa

La industria de distribución eléctrica ha sido objeto de un importante proceso de consolidación, lo cual ha generado que la mayor parte distribución eléctrica del país sea entregada por cuatro grupos económicos. El mayor, en términos de ventas de energía, es Chilectra y sus filiales, que distribuyen energía en la ciudad de Santiago y otras localidades de la Región Metropolitana. En segundo lugar, se encuentra el grupo CGE que distribuye energía entre la I y la IX Región, además de la distribución en la XII Región a través de Edelmag. En tercer lugar, se encuentra el Grupo Saesa que opera entre las regiones VIII y XI, seguida de Chilquinta, que opera principalmente en la V Región. El resto de la distribución eléctrica es realizada por pequeñas compañías y cooperativas.

En cuanto a su participación por segmentos, la Compañía atiende a un importante porcentaje de los clientes residenciales, comerciales y agrícolas de la región, siendo estos los clientes más rentables para las empresas de distribución.

Las compañías dedicadas a la distribución eléctrica operan bajo el sistema de concesiones que definen los territorios en los cuales cada compañía se obliga a servir a los clientes regulados bajo un régimen de “price cap” o tarifa máxima, conjugado con un modelo de empresa eficiente, fijado por la autoridad regulatoria. Dada las barreras de entrada de la actividad, principalmente el elevado requerimiento de capital para desarrollar la infraestructura de distribución eléctrica, las empresas distribuidoras operan con características de monopolio natural en el mercado de los clientes regulados. Si bien la autoridad puede otorgar concesiones superpuestas, en la práctica no se incentiva que coexistan en un mismo territorio instalaciones pertenecientes a distintas distribuidoras, ya que las señales tarifarias impuestas por la autoridad regulatoria apuntan a un óptimo técnico-económico, vale decir, no financian instalaciones de distribución que ésta considere redundantes o innecesarias para cumplir con las exigencias impuestas a este servicio.

Todo cliente tanto regulado como libre (este último sea o no de la distribuidora) debe pagar el Valor Agregado de Distribución (VAD) por el uso de las redes.

a) Clientes regulados

Las tarifas que las empresas distribuidoras aplican a los clientes regulados se componen de la siguiente forma:

- *Precio nudo*: el precio a transferir a los clientes corresponde al precio definido en las Licitaciones de Suministros para la energía (Precio de Nudo Promedio), manteniéndose el precio de la potencia a través de la definición del decreto de precios de nudo existente al momento de la licitación. Los Precios de Nudo Promedio (PNP) nacen de las modificaciones

al marco regulatorio eléctrico introducidas por la Ley 20.018, o Ley Corta II, y corresponden a los precios que las empresas concesionarias de servicio público de distribución deben traspasar a sus clientes regulados.

Los Precios de Nudo Promedio se aplican a partir del 1 de enero de 2010 junto con la entrada en vigencia de los primeros contratos de suministro licitado que establecen los Artículos 131º a 135º de la Ley, y se componen por el promedio ponderado de los siguientes tipos de precios de contratos de suministro:

- Precios de Nudo de Largo Plazo de energía (PNELP) y potencia (PNPLP): son aquellos que debe pagar una empresa concesionaria de distribución a su suministrador en virtud del contrato de suministro respectivo suscrito a partir de las licitaciones públicas reguladas.

- Precios de Nudo de Corto Plazo de energía (PNECP) y potencia de punta (PNPCP): son los precios a nivel de generación-transporte fijados semestralmente en los meses de abril y octubre de cada año en virtud del Artículo 160° de la Ley.

Entre las principales características del Precio de Nudo Promedio, se destaca en que es un precio único determinado para cada distribuidora a nivel de generación-transporte, y que se aplica un procedimiento de ajuste de modo tal que el Precio de Nudo Promedio de cualquier distribuidora no puede exceder en más de un 5% el precio promedio de todo el sistema en un punto de comparación.

Su determinación es efectuada por la Comisión Nacional de Energía (CNE), quien a través de un Informe Técnico comunica sus resultados al Ministerio de Energía, el cual procede a su fijación mediante la dictación de un Decreto publicado en el Diario Oficial.

Los Precios de Nudo Promedio se fijan en las siguientes ocasiones:

- Semestralmente, en los meses de abril y octubre de cada año.

- Toda vez que se produzca la indexación del precio de algún contrato de suministro por una variación sobre el 10% respecto a su precio vigente.

- Con la entrada en vigencia de algún nuevo contrato de suministro licitado.

Cada proceso licitatorio establece, dentro del marco normativo, sus propias fórmulas de indexación aplicables a los Precios de Nudo de Largo Plazo, cuyos índices respectivos deben ser verificados mensualmente para comprobar la variación de estos precios.

- *Cargo por Transmisión Troncal*: A los clientes regulados se les aplicará un cargo único por transmisión troncal, en proporción a sus consumos de energía. El Sistema de Transmisión Troncal se divide en dos zonas, un área de influencia común la que es financiada en 80% por las inyecciones (generación) y en 20 % por los retiros (clientes). Las instalaciones troncales que no pertenecen al área de influencia común se financiarán entre inyecciones y retiros según el sentido de los flujos esperados.

- *Cargo por Subtransmisión*: Las instalaciones de subtransmisión serán remuneradas tanto por las inyecciones sumergidas en los sistemas (generadores), como por los clientes conectados en cada sistema según lo establecido en los decreto de Subtransmisión publicados por el Ministerio de Energía.

- *Valor Agregado de Distribución ("VAD")*: Componente del precio que incluye el costo de capital de los activos de distribución adaptados a la demanda y valorizados al Valor Nuevo de Reemplazo, costos de mantenimiento y operación de los sistemas, los costos por facturación y atención de clientes y las pérdidas eficientes en distribución. Todo lo anterior en base a un modelo de empresa modelo optimizada.

  La tarifa que corresponde a cada empresa de distribución es fijada por la CNE en base a un proceso de clasificación de cada una de ellas en áreas típicas para lo cual se toman en cuenta criterios económicos, tales como densidad de consumo y costos por unidad de potencia distribuida. Se simulan varias empresas modelo, una en cada área típica, considerando fundamentalmente estándares operacionales y se asimilan a las empresas de referencia reales que correspondan según sus características.

  La tarifa es fijada para cada una de las empresas modelo de la respectiva área típica buscando una tasa interna de retorno del 10% sobre los activos adaptados a la demanda. Dicha rentabilidad tiene un rango de variación de +/-4%, para el conjunto de todas las distribuidoras al momento de la fijación de tarifas.

  El VAD define los cargos de potencia (kW.) y energía (kWh.), los cargos fijos y nivel de pérdidas eficientes, además de sus respectivas fórmulas de indexación, se fijan cada 4 años, siendo el último proceso de fijación tarifaria vigente aquel realizado en noviembre del año 2012.

b) Clientes libres

Pertenecen actualmente a este grupo todos aquellos clientes con potencia instalada igual o superior a 2MW. Podrán optar a este segmento aquellos clientes que posean entre 0,5 MW y 2,0 MW, que ejerzan su opción de pertenecer a él. La tarifa cobrada a este tipo de clientes por la energía es pactada entre la empresa que suministra la electricidad y el cliente.

Adicionalmente, estos clientes, deben pagar por el uso de las redes de transmisión y distribución cuando estén conectados al suministrador a través de un peaje de distribución que corresponde al VAD de cada empresa, los peajes de subtransmisión y/o adicionales y el peaje troncal.

c) Otros servicios asociados a la distribución

Adicionalmente, las empresas distribuidoras aplican tarifas reguladas por los servicios asociados a la distribución eléctrica, entre los que se incluyen el arriendo de medidores, corte y reposición de servicio, apoyo a empresas de telecomunicaciones y cargo por cancelación fuera de plazo. Las tarifas por este tipo de servicios son fijadas por ley cada 4 años, junto con el proceso de fijación del VAD.

4.- Estados de flujos de efectivo

Estados de flujos de efectivos directos consolidados	30.06.2014 M$	30.06.2013 M$	Variación %
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	19.351.874	18.660.295	3,7%
Flujo de efectivo neto procedente de (utilizado en) actividades de inversión	(8.257.264)	(9.479.413)	-12,9%
Flujo de efectivo neto procedente de (utilizado en) actividades de financiación	26.559.670	(25.009.689)	-206,2%
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes de efectivo	37.654.280	(15.828.807)	-337,9%
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	4.109.284	18.736.313	-78,1%
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	41.763.564	2.907.506	1.336,4%

- El flujo neto positivo de las actividades provenientes de la operación es de M$19.351.874 (Junio 2013: Flujo neto positivo M$18.660.295) mostrando un aumento de un 3,7%.

  Los principales rubros que contribuyeron a esta variación positiva se explican por los cobros procedentes de la venta de bienes y prestación de servicios por M$158.637.962, los cuales se ven parcialmente compensados por los pagos a proveedores por bienes y servicios por M$127.579.922.

  En junio de 2013 el flujo positivo se explica por un nivel de recaudación procedente de venta de bienes y prestaciones de servicios de M$139.719.890, que fue parcialmente compensado por los pagos asociados a proveedores por bienes y servicios de M$110.184.129.

- El flujo neto proveniente de las actividades de inversión presenta un valor negativo de M$8.257.264 (Junio 2013: flujo neto negativo de M$9.479.413), principalmente por las inversiones en propiedades, planta y equipos previstas por la Compañía.

- Se presenta un flujo neto negativo proveniente de las actividades de financiación por M$26.559.670 (Junio 2013: flujo neto negativo M$25.009.689), que se explica, principalmente en el presente período por la recepción neta de préstamos con entidades relacionadas, y respecto al mismo período del año anterior por el pago de préstamos y dividendos.

Como resultado de lo anteriormente indicado, en el período se origina un incremento neto del efectivo y equivalentes al efectivo de M$37.654.280 (Junio 2013: disminución neta de M$15.828.807), quedando la posición final del período en M$41.763.564 (Junio 2013: M$2.097.506).

5.- Análisis de Riesgo de Mercado

El sector eléctrico se rige por una normativa, vigente desde 1982, y reforzada en el 2004 y 2005, que regula aspectos claves de la industria tales como tarifas, capacidad de las compañías de abastecer a sus clientes y la calidad del suministro, entre otros.

Cambios en dicho marco regulatorio pueden constituir un riesgo para la Compañía y la industria eléctrica, dado que pueden afectar aspectos operacionales, sus márgenes y rentabilidad, entre otros factores claves.

A pesar del riesgo asociado a posibles cambios en la normativa, cabe destacar que uno de los objetivos fundamentales de la autoridad, hasta la fecha, ha sido mantener la rentabilidad del negocio a fin de incentivar el desarrollo de la industria, dado el alto impacto que tiene esta última en el crecimiento económico del país.

Las empresas distribuidoras de energía eléctrica deben contar con contratos de suministro de energía que permitan abastecer a sus clientes regulados, esto de acuerdo con lo establecido en la propia Ley General de Servicios Eléctricos, contratos que, de acuerdo a lo establecido en párrafo 9 de NIC 39, no cumplen con las características de una operación de derivados.

El actual suministro a clientes regulados, está vinculado a tres procesos de licitación llevados a cabo en el año 2006, 2008 y 2010, para abastecer sus requerimientos de energía del año 2010 en adelante. En el primero se cerró tres contratos por un tercio de la demanda total esperada en ese año, en un plazo comprendido entre mayo de 2010 y el año 2024, y en el segundo por los otros dos tercios en un plazo comprendido entre mayo de 2010 y el año 2023.

En el año 2010, se llamó a licitación para los crecimientos desde el año 2013 en adelante, cerrando 8 contratos adicionales, todos con vigencia hasta el año 2026.

En el año 2011 fueron adjudicados contratos de suministro de energía para clientes regulados, estructurados en 3 bloques, por períodos de 14 años, 13 años y 12 años de vigencia, respectivamente.