

TRANSELEC S.A. Y FILIAL**ANALISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS****AL 31 DE MARZO DE 2010****INTRODUCCION**

Para la comprensión de este análisis razonado correspondiente al período terminado el 31 de marzo de 2010, se debe tener presente que Transelec S.A. y su filial Transelec Norte S.A. han preparado sus estados financieros de acuerdo a la Norma Internacional de Contabilidad 34 (NIC34), la que ha sido adoptada en Chile bajo denominación Norma Internacional de Contabilidad de Chile 34 (NICCH 34), y representan la adopción integral, explícita y sin reservas de la referida norma internacional. Las cifras de estos estados financieros y sus notas se encuentran expresadas en miles de pesos chilenos, según corresponde la moneda funcional del grupo.

El terremoto del 27 de febrero del presente año produjo una caída total en el Sistema Interconectado Central. La recuperación de los puntos de entrega se logró paulatinamente desde el mismo día del terremoto y culminó a las 14 horas del 28 de febrero.

A) RESUMEN

En el período enero-marzo 2010 TRANSELEC S.A. y filial obtuvo una utilidad neta de M\$15.560.915, la que es inferior en un 10,46% comparada con la del mismo período de 2009. Esta utilidad proviene de un resultado de explotación positivo de M\$22.508.973, de un resultado fuera de explotación negativo de M\$4.313.396, de un cargo neto a resultado por impuesto a la renta de primera categoría e impuestos diferidos de M\$2.634.662. En el período enero-marzo 2009, se obtuvo una utilidad neta de M\$17.378.745 a partir de un resultado de explotación de M\$26.626.621, de un resultado fuera de explotación negativo de M\$5.421.266, de un cargo a resultado por impuesto a la renta de primera categoría e impuestos diferidos por M\$3.826.610.

En el período enero-marzo 2010, los ingresos de explotación alcanzaron a M\$41.653.400 (M\$43.684.731 en mismo período de 2009), representando una disminución de M\$2.031.331. Cabe señalar que los ingresos de explotación provienen principalmente de la comercialización de la capacidad de transmisión de las instalaciones pero además incluyen ventas de servicios relacionados con la actividad principal. Entre estos servicios, cabe destacar que desde julio de 2008 se han prestado servicios de ingeniería relacionados con centrales hidroeléctricas en Aysen, generándose durante 2010, por este concepto, menores ingresos por M\$1.883.952, no obstante que los servicios a la sociedad Centrales Hidroeléctricas de Aysen S.A. concluyeron en enero del presente año. Otra diferencia en los ingresos obtenidos en el ejercicio 2010 se explica por los mayores ingresos de subtransmisión ya que, no obstante, el decreto que regula estas tarifas fue publicado el 9 de enero de 2009, dichos ingresos se han percibido de acuerdo con éste con posterioridad al primer trimestre del año anterior.

Los costos de explotación en el período enero-marzo 2010 ascendieron a M\$17.425.508 (M\$15.260.245 en el período 2009). Estos costos de explotación provienen principalmente del mantenimiento y operación de las instalaciones, no obstante que desde julio de 2008 se incurrió también en costos asociados a la prestación de servicios de ingeniería para centrales hidroeléctricas en Aysen. Porcentualmente los costos están conformados como sigue: en un 68,8% por la depreciación de los bienes del activo fijo (61,2% en el período 2009), en un 12,5% por costo de personal (14,4% en el período 2009) y en un 18,7% por suministros y servicios contratados (24,4% en el ejercicio 2009). La depreciación aumentó en M\$ 2.646.614 entre el primer trimestre 2010 e igual período 2009, lo que se explica en parte por bajas y reemplazos de equipos y piezas por daños asociados al terremoto del 27 de febrero del presente año.

Los gastos de administración y ventas ascendieron a M\$1.718.919 (M\$1.797.865 en el período 2009) y están conformados principalmente en un 53,9% por gasto de personal (49,1% en el período 2009), en un 40,6% en trabajos, suministros y servicios contratados (34,7% en el período 2009) y en un 5,5% por depreciación (16,2% en el período 2009).

Por su parte el resultado fuera de explotación del ejercicio fue una pérdida de M\$4.313.396 (M\$5.421.266 en el período 2009), generada principalmente por los costos financieros que fueron de M\$2.492.526 (M\$9.627.209 en el período 2009) considerando que los intereses de la deuda fueron compensados por la reversa del valor justo de los bonos series B1 y B2 amortizados en el mes de marzo, significando un abono a resultados por este concepto M\$7.894.347. Otras partidas importantes que afectaron el resultado fuera de explotación durante el período fueron los ingresos financieros por M\$320.986 (M\$1.096.023 en el período 2009), la diferencia de cambio que fue negativa por M\$870.128 (en el período 2009 fue positiva por M\$238.509), el resultado por unidades de reajuste que alcanzó un monto negativo de M\$1.475.867 (positiva en el período 2009 por M\$15.932.385) y las otras ganancias ascendieron a un monto de M\$204.139 (negativo en el ejercicio 2009 por M\$13.060.974, por el reconocimiento del efecto del MTM de los Swaps).

B) RESULTADOS

CONCEPTOS	Marzo 2010 M\$	Marzo 2009 M\$	Variación 2010/2009 %	Variación 2010-2009 M\$
Ingresos de Explotación	41.653.400	43.684.731	-4,65%	-2.031.331
Venta de Peajes	39.734.272	39.885.982	-0,38%	-151.710
Trabajos y Servicios	1.919.128	3.798.749	-49,48%	-1.879.621
Costos de Explotación	-17.425.508	-15.260.245	14,19%	-2.165.263
Costos Fijos	-5.466.047	-5.914.897	-7,59%	448.850
Depreciación	-11.959.461	-9.345.348	27,97%	-2.614.113
Gastos Administración y Ventas	-1.718.919	-1.797.865	-4,39%	78.946
Resultado de Explotación	22.508.973	26.626.621	-15,46%	-4.117.648
Resultado Fuera de Explotación	-4.313.396	-5.421.266	-20,44%	1.107.870
Resultado Antes Impuesto Renta	18.195.577	21.205.355	-14,19%	-3.009.778
Impuesto a la Renta	-2.634.662	-3.826.610	-31,15%	1.191.948
Utilidad del Período	15.560.915	17.378.745	-10,46%	-1.817.830
EBITDA	34.563.462	36.263.133	-4,69%	-1.699.671

(1) El menor impuesto a la renta en el ejercicio 2010 se explica principalmente por la corrección monetaria tributaria del capital que no tiene su equivalente en el capital contable.

RENTABILIDAD

INDICES	Marzo 2010 (1)	Diciembre 2009	Variación 2010/2009
Rentabilidad del patrimonio	6,67%	7,49%	-11,04%
Rentabilidad del activo	3,52%	3,78%	-6,88%
Rentabilidad activos operacionales	7,21%	8,61%	-16,26%
Ganancia por acción (\$)	62.244	68.811	-9,54%

(1) Indicadores en base anual.

C) ANALISIS DEL BALANCE GENERAL

	Marzo 2010 M\$	Diciembre 2009 M\$	Variación 2010/2009 %	Variación 2010-2009 M\$
Activos corrientes	119.266.804	180.370.030	-33,88%	-61.103.226
Activos no corrientes	1.649.019.044	1.640.543.977	0,52%	8.475.067
Total Activos	1.768.285.848	1.820.914.007	-2,89%	-52.628.159
Pasivos corrientes	42.160.006	46.195.271	-8,74%	-4.035.265
Pasivos No Corrientes	792.375.920	856.402.351	-7,48%	-64.026.431
Patrimonio	933.749.922	918.316.385	1,68%	15.433.537
Total pasivos y patrimonio	1.768.285.848	1.820.914.007	-2,89%	-52.628.159

En relación al pasivo exigible, cabe señalar que en el mes de marzo de 2010, la empresa amortizó sus bonos serie B por un monto de 3, 0 millones de UF (6,2% de interés anual), lo cual significó revertir el valor justo asociado a éstos por un monto de M\$7.894.347. El refinanciamiento de esta deuda se había realizado anticipadamente en diciembre 2009 en que se emitieron bonos en UF por 3,1 millones de dicha unidad monetaria (UF 1,5 millones al 3,5% anual y UF 1,6 millones al 3,9% anual).

VALOR DE LOS PRINCIPALES ACTIVOS FIJOS EN EXPLOTACION

	Marzo 2010 M\$	Diciembre 2009 M\$	Variación 2010/2009 %	Variación 2010-2009 M\$
BIENES				
Terrenos	19.461.387	19.409.549	0,27%	51.838
Construcción y obras de infraestructura	857.031.340	842.147.755	1,77%	14.883.585
Maquinarias y equipos	372.832.983	364.968.213	2,15%	7.864.770
Otros activos fijos	463.260	1.802.790	-74,30%	-1.339.530
Depreciación	-138.285.305	-127.445.084	8,51%	-10.840.221
Total	1.111.503.665	1.100.883.223	0,96%	10.620.442

LIQUIDEZ Y ENDEUDAMIENTO

	Marzo 2010	Diciembre 2009	Variación 2010/2009
INDICES			
Liquidez corriente	2,83	3,90	-27,44%
Razón ácida	2,83	3,90	-27,56%
Pasivo exigible/Patrimonio	0,89	0,98	-9,18%
% Deuda corto plazo	5,05	5,12	-1,29%
% Deuda largo plazo	94,95	94,88	0,07%
Cobertura de gastos financieros	3,33	4,10	-18,88%

Respecto a la disminución que se observa en el período enero-marzo 2010 de la cobertura de gastos financieros, ésta se explica porque si bien los gastos financieros se han depurado de la amortización del valor justo de los bonos serie B que se prepagaron en marzo, durante el 1er trimestre 2010 hubo un doble endeudamiento puesto que el refinanciamiento de estos bonos se realizó en diciembre de 2009.

En cuanto a la liquidez de la Compañía, cabe señalar adicionalmente que, con el fin de asegurar la disponibilidad de fondos para cubrir necesidades de capital de trabajo, financiamiento de los proyectos (en desarrollo y potenciales) y adquisición de instalaciones de transmisión, la empresa cuenta con las siguientes líneas de crédito comprometidas por los bancos detallados a continuación:

Banco	Monto (hasta)	Vencimiento	Tipo de Crédito
Scotiabank Sudamericano	US\$ 15.000.000	06-11-2010	Capital de Trabajo
DnBNnor	US\$ 30.000.000	28-02-2012	Capital de Trabajo
Scotiabank Sudamericano	US\$ 15.000.000	31-03-2011	Capital de Trabajo
Scotiabank Sudamericano - Corpbanca	UF 3.206.453	15-09-2010	Financiamiento de proyectos y refinanciamiento de pasivos

D) VARIACIONES MAS IMPORTANTES EN EL MERCADO EN QUE PARTICIPA LA COMPAÑÍA

Transelec S.A. desarrolla sus actividades en el mercado de la electricidad, el cual ha sido categorizado en tres sectores distintos: el sector de generación, el sector de transmisión y el sector de distribución. El sector de generación de energía eléctrica comprende a las empresas que se dedican a la generación de electricidad, ya sea que esa energía y potencia eléctricas provengan de centrales hidroeléctricas, a carbón, a petróleo, a gas, centrales eólicas, u otra forma. Este sector se dedica a la producción de electricidad, la que posteriormente será usada a lo largo del país por los consumidores finales. El sector distribución tiene como misión llevar la electricidad hasta el lugar físico en donde cada uno de los consumidores finales hará uso de esa electricidad. Para ello, las empresas distribuidoras disponen de mallas o redes eléctricas que permiten el flujo de esa electricidad en el interior de las ciudades desde los "puntos de entrada" a sus redes, hasta el domicilio de cada uno de sus consumidores finales. Finalmente, el sector transmisión tiene como objetivo básico el transporte de la electricidad desde el lugar de su producción (en las centrales

eléctricas), hasta los “puntos de entrada” de las redes de las empresas distribuidoras o de grandes consumidores finales.

El negocio de Transelec se centra principalmente en la comercialización de la capacidad de transporte y transformación de electricidad de sus instalaciones, de acuerdo a los estándares de calidad establecidos. El sistema de transmisión de Transelec S.A. y su filial, que se extiende a lo largo de 2.900 kilómetros entre la ciudad de Arica y la Isla de Chiloé, incluye una participación mayoritaria de las líneas y subestaciones de transmisión eléctrica troncal del Sistema Interconectado Central (SIC) y del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). Este sistema de transmisión transporta la electricidad que llega a las zonas donde habita aproximadamente el 99% de la población de Chile. La Compañía es dueña del 100% de las líneas de transporte de electricidad de 500kV, del 51,1% de las líneas de 220 kV y del 94,5% de las líneas de 154 kV.

El marco legal que rige el negocio de la transmisión eléctrica en Chile está contenido en el DFL N°4/2006, que Fija el Texto Refundido, Coordinado y Sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N°1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos. (DFL(M) N° 1/82) y sus posteriores modificaciones, que incluye la Ley 19.940 (Ley Corta I), promulgada el 13 de marzo de 2004, la ley 20.018 (Ley Corta II), promulgada el 19 de mayo de 2005 y la ley 20.257 (Generación con Fuentes de Energías Renovables no Convencionales), promulgada el 1 de abril de 2008 . Estas normas se complementan con el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos de 1997 (Decreto Supremo N° 327/97 del Ministerio de Minería) y sus respectivas modificaciones, y además con la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (R.M.EXTA N°40 del 16 de mayo de 2005) y sus modificaciones posteriores.

La Ley 19.940, denominada también Ley Corta I, modificó la Ley General de Servicios Eléctricos de 1982 en materias referentes a la actividad de la transmisión de electricidad y estableció la subdivisión de la red de transmisión en tres tipos de sistemas: transmisión troncal, subtransmisión y transmisión adicional. También establece que el transporte de electricidad -tanto por sistemas de transmisión troncal como por subtransmisión- tiene carácter de servicio público y se encuentra sometido a la aplicación de tarifas reguladas.

Finalmente, la Ley 19.940 contempla que el nuevo régimen de pago por el uso de las instalaciones troncales rige a partir del 13 de marzo de 2004 y determina un período transitorio que estuvo vigente hasta la dictación del primer decreto de transmisión troncal. De este modo, durante los años 2004, 2005 2006 y 2007, la recaudación y el pago por el uso de las instalaciones de transmisión troncal se realizaron en forma provisional y reliquidable conforme las normas legales y reglamentarias vigentes hasta antes de la publicación de la Ley Corta I. Con fecha 15 de enero de 2008 se publicó el Decreto del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción que fija los nuevos Valores de Inversión (VI), las Anualidades del Valor de Inversión (AVI) y los Costos de Operación, Mantenimiento y Administración (COMA) y el Valor Anual de Transmisión por Tramo (VATT) de las instalaciones troncales, para el período que se inicia el 14 de marzo de 2004 y hasta el 31 de diciembre de 2010 y las fórmulas de indexación aplicables en dicho período. Las nuevas tarifas del sistema de transmisión troncal se comenzaron a aplicar a partir del mes de abril de 2008 efectuándose durante el mismo año la reliquidación de los ingresos troncales por el período 13 de marzo 2004 hasta el 31 de diciembre de 2007.

Por su parte el decreto que tarifica las instalaciones de subtransmisión fue publicado en el Diario Oficial el 9 de enero de 2009, y las nuevas tarifas comenzarán a regir a contar del 14 de enero de 2009.

E) FACTORES DE RIESGO DE MERCADO

Tanto por las características del mercado eléctrico como por la legislación y normativa que regula a este sector, la Sociedad no está expuesta a riesgos significativos como producto del desarrollo de su negocio principal. Sin embargo, es apropiado mencionar y considerar los siguientes factores de riesgo:

Marco Regulatorio

Las normas legales que rigen el negocio de la transmisión eléctrica en Chile fueron modificadas mediante la promulgación de la ley 19.940, llamada Ley Corta I, publicada el 13 de marzo de 2004.

Si bien varios aspectos de aplicación de la Ley Corta I son materias a definir en el reglamento eléctrico, el que aún no ha sido elaborado, los aspectos metodológicos más relevantes que permiten establecer el monto de los peajes por las instalaciones troncales que debe pagar cada empresa usuaria, su mecanismo de pago y de reliquidaciones se encuentran contenidos en el decreto N° 207 del 9 de julio de 2007 del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción, publicado en el Diario Oficial el 15 de enero de 2008. Respecto a los peajes por las instalaciones de subtransmisión, si bien varios aspectos de la aplicación de la nueva metodología de cálculo son materias a definir en el reglamento eléctrico, el que aún no ha sido elaborado, el decreto que fija las tarifas de subtransmisión y sus fórmulas de indexación, publicado en enero de 2009, contiene disposiciones en proceso de aplicación que permiten establecer el monto y mecanismo del pago por las instalaciones.

Riesgos Operativos

Sin perjuicio que la Administración estima que Transelec mantiene una adecuada cobertura de riesgos, de acuerdo a las prácticas de la industria, no es posible asegurar que la cobertura de pólizas de seguros será suficiente para cubrir ciertos riesgos operativos a los que se encuentra expuesta Transelec, incluyendo las fuerzas de la naturaleza, daños en las instalaciones de transmisión, accidentes laborales y fallas en los equipos. Cualquiera de estos eventos podría afectar el negocio de la empresa.

Aplicación de normativas y/o políticas medioambientales

Transelec también está sujeta a normas reglamentarias de carácter ambiental que, entre otras cosas, le exigen realizar estudios de impacto ambiental a proyectos futuros y a obtener las autorizaciones reglamentarias correspondientes. No es posible asegurar que estos estudios de impacto ambiental serán aprobados por las autoridades gubernamentales, ni que la oposición pública no generará demoras o modificaciones en los proyectos propuestos, ni tampoco que las leyes y reglamentos no cambiarán o serán interpretados en un sentido que pueda afectar adversamente las operaciones y planes de la empresa

Demoras en la construcción de nuevas instalaciones de transmisión

El éxito del programa de Ampliaciones y Nuevas Obras de la red de transmisión dependerá de numerosos factores, incluyendo costo y disponibilidad de financiamiento. Aunque Transelec posee experiencia en proyectos de construcción de gran escala, la construcción de nuevas instalaciones podría verse negativamente afectada por factores que comúnmente están asociados con los proyectos incluyendo demoras en la obtención de las autorizaciones reglamentarias; escasez de equipo, materiales o mano de obra, o cambios en sus precios; condiciones climáticas adversas; catástrofes naturales; y circunstancias y dificultades imprevistas en la obtención de financiamiento a tasas razonables. Cualquiera de los factores descritos podría causar demoras en la conclusión parcial o total del programa de inversión de capital, como también aumentar los costos para los proyectos contemplados.

Cambios Tecnológicos

La remuneración de las inversiones que Transelec realiza en instalaciones de transmisión eléctrica se obtiene a través de una anualidad de la valorización de las instalaciones existentes (AVI) Si hubiese importantes avances tecnológicos en los equipos que conforman las instalaciones de Transelec, dicha valorización podría verse disminuida, lo que, a la vez, impediría recuperar parte de las inversiones realizadas.

Riesgo Cambiario

Transelec realiza transacciones en moneda extranjeras; en consecuencia se encuentra expuesta a las fluctuaciones cambiarias. La exposición del tipo de cambio es gestionada a través de una política aprobada, la cual contempla:

a) cubrir totalmente la exposición neta de balance, la que se realiza a través de diversos instrumentos tales como, posiciones en dólares, contratos forward y cross currency swaps.

Los importes de activos monetarios y pasivos monetarios al final del período son los siguientes:

	Pasivos		Activos	
	31-03-2010	31-12-2009	31-03-2010	31-12-2009
	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$
Dólar (Montos asociados a partidas de balance)	128,038	11,751	126,946	118,808
Dólar (Montos asociados a partidas de Ingresos)	14,318	27,688		
Moneda Local	725,907	803,708	1,676,167	1,701,882

b) Debido a que una parte significativa de los ingresos de la empresa se encuentran fijados en dólares de Estados Unidos de Norteamérica (los cuales se indexan cada 6 meses), y los costos de operación son en moneda local, la empresa, en forma periódica vende, en forma anticipada, una porción de sus ingresos semestrales denominados en dólares.

TASA DE CAMBIO

MES	Promedio 2010 (\$)	Último día 2010 (\$)	Promedio 2009 (\$)	Último día 2009 (\$)
Enero	500,66	531,75	623,01	612,43
Febrero	532,56	529,69	606,00	595,76
Marzo	523,16	526,29	592,93	582,10
Promedio del Período	518,79	529,24	607,31	596,76

Las fórmulas de indexación de aplicación semestral incorporadas en los contratos de peajes y en las tarifas de subtransmisión, así como las de aplicación mensual para los ingresos troncales regulados, permiten reflejar las variaciones del valor de las instalaciones y de los costos de operación, de mantenimiento y de administración. En general, esas fórmulas de indexación contemplan las variaciones en los precios internacionales de los equipos, los precios de los materiales y de la mano de obra nacional.

Por el período 2010 y en comparación con el período 2009, el efecto indexación aumentó en promedio el valor de los peajes en 6,5%, efecto que fue casi totalmente compensado por el efecto del menor valor del dólar que aplica a los ingresos nominados en dólares.

Riesgo de crédito

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad de Transmisión de electricidad, este riesgo es históricamente muy limitado dado el número limitado de clientes y su clasificación de riesgo. Por otra parte, el reducido plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos muy significativos.

Sin embargo existe la concentración de los ingresos de transmisión en un solo cliente (aprox. 69,7% al 31 de marzo de 2010) que es la Empresa Nacional de Electricidad S.A. (BBB según S&P, Baa3 según Moody's).

Los acuerdos de peaje suscritos con Endesa y sus filiales Pangué y Pehuenche generarán gran parte del flujo de caja futuro de Transelec y un cambio sustancial en sus bienes, condición financiera o resultados operacionales podría afectar negativamente a la Sociedad.

La Sociedad estima que no requiere provisión para cuentas incobrables al cierre del período.

Por otra parte, la política de Tesorería establece ciertos límites al riesgo derivado de mantener fondos depositados (Vista y a Plazo) en bancos e instrumentos derivados contratados con los mismos bancos, los cuales dependen de la clasificación de riesgo y capital de cada banco, Asimismo para invertir en fondos mutuos, estos deben tener clasificación de riesgo.

Riesgo de liquidez

Riesgo de liquidez es el riesgo de que la empresa no pueda satisfacer una demanda de dinero en efectivo o el pago de una deuda al vencimiento. El riesgo de liquidez incluye también el riesgo de no poder liquidar activos en forma oportuna a un precio razonable.

Para garantizar que Transelec es capaz de reaccionar a las oportunidades de inversión rápidamente así como pagar sus obligaciones en las fechas de vencimiento aparte de sus disponibilidades de caja y cuentas por cobrar de corto plazo, dispone de Líneas de Crédito Comprometidas tanto para efectos de Capital de Trabajo (US\$ 60 millones) como Inversiones (US\$ 130 millones). A la fecha, estas líneas no han sido utilizadas y serán renovadas a su vencimiento.

La empresa está expuesta a los riesgos asociados a su endeudamiento, incluyendo el riesgo de refinanciamiento de la deuda a su vencimiento.

Estos riesgos se atenúan mediante el uso de deuda a largo plazo y de la estructura de sus vencimientos extendida en el tiempo.

En la siguiente tabla se detalla las amortizaciones de capital correspondientes a los pasivos financieros de la Sociedad de acuerdo a su vencimiento:

En miles de \$	0 a 1 año	1 a 3 años	3 a 5 años	más de 5 años	Total
Vencimientos					
Bonos emitidos en UF, CLP y dólares	-	128,565,075	134,392,896	506,064,332	769,022,303

Riesgo de tasas de interés

Los impactos apreciables en los valores razonables y flujos de efectivo futuros de instrumentos financieros, que pueden ser atribuibles directamente a los riesgos de tasa de interés, incluyen cambios en el ingreso neto de los instrumentos financieros cuyos flujos de caja se determina con referencia a tipos de interés y cambios en el valor de los instrumentos financieros cuyos flujos de caja son de naturaleza fija.

Los activos de la compañía son principalmente fijos y de larga duración. En consecuencia, los pasivos financieros consisten principalmente en pasivos de largo plazo deuda a tasa fija. Las deudas se registran en el balance a su costo amortizado.

El objetivo de la gestión de este riesgo es alcanzar un equilibrio en la estructura de deuda, disminuir los impactos en el costo motivados por fluctuaciones de tasas de interés y de esta forma poder reducir la volatilidad en nuestra cuenta de resultados.

Al 31 de Marzo de 2010, la sociedad presenta deudas que contemplan tasas de interés fija. En efecto, la deuda denominada en dólares contempla una tasa de interés fija e igual 7,875% anual. Por otro lado, todas las deudas denominadas en UF se colocaron a tasas de interés fijo, que varían entre 3,5% y 4,8%, dependiendo de cada bono. Las deudas denominadas en pesos también se encuentran a una tasa fija de 5,7%.

Por otra parte, las cuentas corrientes mercantiles que la Sociedad mantiene con empresas relacionadas se encuentran denominadas en dólares y contemplan una tasa de interés variable. Debido al monto poco significativo de los activos netos que rinden una tasa variable, se estima que la Sociedad no presenta un riesgo que pudiera afectar sus resultados debido a un cambio en las tasas de interés del mercado.

Si bien, incrementos en la inflación pueden tener impacto sobre los costos de la deuda denominada en UF y, por ende, sobre los gastos financieros de la empresa, estos impactos se encuentran mitigados por la indexación de los ingresos de la empresa que también se ajustan de acuerdo a la inflación mediante los polinomios de indexación.

G) PRINCIPALES FLUJOS DE EFECTIVO EN EL EJERCICIO

En el período 1 de enero al 31 de marzo de 2010, se generó un flujo neto negativo de efectivo de M\$63.942.222; las actividades de operación generaron un flujo positivo de M\$27.663.601, y las actividades de financiamiento generaron un flujo negativo de M\$72.126.228, en tanto que las actividades de inversión requirieron desembolsos por M\$19.479.595. En el período homólogo de 2009, el flujo de efectivo generado fue positivo por un monto de M\$26.280.915, correspondiendo a las actividades de operación un monto positivo por M\$24.440.912, a las actividades de financiamiento un monto positivo de M\$9.824.706 y a las actividades de inversión un monto negativo de M\$7.984.703.

El flujo neto originado por actividades de financiamiento durante el período 1 de enero al 31 de marzo de 2010 fue negativo por M\$72.126.228, principalmente por la amortización de deuda por \$63.597.907 (bonos serie B1 y B2). Adicionalmente se pagaron intereses por M\$8.525.321. En el período enero-marzo 2009, el flujo por actividades de financiamiento alcanzó un monto positivo de M\$9.824.706 producto principalmente de préstamos de entidades relacionadas.

En el presente período las actividades de inversión generaron un flujo neto negativo de efectivo por un monto de M\$19.479.595, originado en la incorporación neta de activos fijos. En el período homólogo de 2009, el flujo por actividades de inversión fue negativo por un monto de M\$7.984.703 producto de la incorporación neta de activos fijo.

El saldo final de efectivo y efectivo equivalente al 31 de marzo de 2010 ascendió a M\$73.954.272 considerando un saldo inicial de M\$137.896.494. En el mismo período de 2009 el saldo final de efectivo equivalente ascendió a M\$93.072.134 considerando un saldo inicial de M\$66.791.219.