Análisis Razonado
Estados Financieros– Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.
Al 30 de junio de 2012

I. Análisis del Estado de Situación Financiera

	Jun-12 MM$	Dic-11 MM$	Diferencia MM$	Variación %
Activos Corrientes	29.460	33.095	(3.635)	(11%)
Activos No Corrientes	193.548	190.259	3.289	2%
Total Activos	**223.008**	**223.354**	**(346)**	**0%**
Pasivos Corrientes	42.272	44.263	(1.991)	(4%)
Pasivos No Corrientes	20.419	20.490	(71)	0%
Patrimonio	160.317	158.601	1.716	1%
Total Pasivos y Patrimonio	**223.008**	**223.354**	**(346)**	**0%**

1) Activos

Este rubro presenta una disminución de MM$346 respecto de diciembre de 2011, explicado por una reducción de los Activos Corrientes de MM$ 3.635 y un aumento en los Activos No Corrientes por MM$ 3.289.

La variación negativa de los Activos Corrientes, se explica, por:

a) Menor efectivo y Equivalente al Efectivo por MM$1.829, originados por mayor inversión en activo fijo y pago de préstamos.

b) Menor Saldo en Otros Activos Financieros de MM$837, relacionado con resultado de valorización de derivado tomado por la Sociedad para proteger la exposición de moneda y tasa de interés de deuda en dólares y tasa variable.

c) Menor saldo de Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar (MM$526), por disminución del Precio Nudo Promedio (PNP) a contar de enero 2012, lo que redujo la tarifa final al cliente.

d) Menor Activo por Impuestos Corrientes (MM$745), originado principalmente por devolución de impuesto renta proveniente del año anterior.

Por otro lado, la variación positiva de los Activos No Corrientes es originada principalmente, por:

a) Incremento del ítem Propiedades, Planta y Equipo (MM$ 3.489), debido a la construcción de nuevas líneas, redes y subestaciones, destinadas a satisfacer las necesidades de crecimiento de energía y clientes, compensado con mayor depreciación de activos en servicio.

2) Pasivos

Los pasivos presentan una disminución de MM$2.062 respecto de diciembre de 2011, explicado por una disminución tanto en los Pasivos Corrientes (MM$1.991), como en los Pasivos No Corrientes (MM$71).

La variación negativa de los Pasivos Corrientes se explica, por:

a) Disminución en Otros Pasivos Financieros de MM$6.069 producto de la valorización de la deuda en dólares (revaluación del peso en 2012) y pago de intereses de obligaciones con el público.

b) Aumento en Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar de MM$ 3.014 relacionadas principalmente con mayores pagos a proveedores.

c) Incremento en Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas (MM$721), por mayor crédito en cuenta corriente con entidades relacionadas.

d) Aumento de Otros Pasivos No Financieros (MM$589), producto de aporte recibido para la construcción de obras con financiamiento de terceros y FNDR.

e) Disminución en Provisiones Corrientes por Beneficio a los Empleados (MM$411), producto de liquidación de beneficios anuales.

La disminución de los Pasivos No Corrientes, se explica por:

a) Menores saldos de Otros Pasivos Financieros (MM$389), por traspaso de cuota de obligaciones con el público (en el mes de febrero), al pasivo corriente compensado parcialmente con la actualización de estos.

b) Mayores Pasivos por Impuestos Diferidos (MM$154), principalmente por mayor depreciación financiera del Activo Fijo versus su depreciación tributaria.
c) Incremento de Provisiones no Corrientes por Beneficios a los Empleados (MM$164), producto del reajuste del cálculo actuarial de las indemnizaciones por años de servicio.

3) Patrimonio

Este rubro presenta un aumento de MM$1.716, respecto de diciembre de 2011, explicado por el resultado del periodo, compensado parcialmente con el pago de dividendos del año anterior y la provisión de dividendos mínimos el periodo.

Principales Indicadores:

		Unidad	Jun-12	Dic-11	Var. %
Liquidez	Liquidez Corriente	Veces	0,7	0,7	(6,8%)
	Razón Ácida	Veces	0,6	0,7	(9,7%)
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio Neto	Veces	0,4	0,4	-4,2%
	Cobertura Gastos Financieros (1)	Veces	10,0	10,4	-4,0%
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda Total	%	67,4%	68,4%	-1,4%
	Deuda LP / Deuda Total	%	32,6%	31,6%	2,9%
Actividad	Inversiones en activo fijo	MM$	3.038	9.757	(68,9%)
	Rotación de inventarios	Veces	3,5	2,7	32,5%
	Permanencia de inventarios	Días	104	137	(24,5%)
	Rotación de cuentas por cobrar	Días	35,5	33,7	5,3%
Rentabilidad	Rentabilidad del Patrimonio (anualizado)	%	1,50%	1,70%	(11,9%)
	Rentabilidad del Activo (anualizado)	%	1,07%	1,20%	(10,6%)
	Rendimiento Activos Operacionales (anualizado)	%	2,88%	3,46%	(16,7%)
	Utilidad por acción (*)	$	0,0003	0,0004	(9,5%)

(1) Se utilizó Resultado bruto de explotación dividido por Costos Financieros.

(*) Se calcula sobre la utilidad del período sin anualizar.

II. Análisis del Estado de Resultados

	Jun-12 MM$	Jun-11 MM$	Diferencia MM$	Variación %
Ingresos de explotación	47.573	46.115	1.458	3%
Materias primas y consumibles utilizados	(30.410)	(32.561)	2.151	(7%)
Margen de contribución	**17.163**	**13.554**	**3.609**	**27%**
Gastos de personal	(4.055)	(3.371)	(684)	20%
Otros gastos por naturaleza	(7.316)	(5.177)	(2.139)	41%
Resultado bruto de explotación	**5.792**	**5.006**	**786**	**16%**
Depreciaciones y amortizaciones	(2.159)	(2.078)	(81)	4%
Resultado de explotación	**3.633**	**2.928**	**705**	**24%**
Resultado Financiero	(910)	(762)	(148)	19%
Resultado en soc. por método participación	6	7	-	0%
Otras Ganancias (Pérdidas)	38	13	25	192%
Resultado antes de impuestos	2.767	2.186	581	27%
Impuesto sobre sociedades	(377)	(125)	(252)	202%
Resultado del periodo	**2.390**	**2.061**	**329**	**16%**
Sociedad Dominante	2.390	2.061	329	16%
Accionistas Minoritarios	**0**	**0**	**-**	**0%**

1) Resultado de Explotación

El resultado de explotación aumentó respecto de igual periodo del año anterior, en MM$705, lo que se explica por:

a) Mayor Margen de Contribución por MM$3.609, causado principalmente por un aumento en el margen de distribución de MM$2.473 producto del crecimiento de venta de energía (8%) y una disminución en el precio de compra, que permite abaratar la compra adicional por la pérdida de energía.

b) Mayores Gastos del Personal por MM$684 principalmente por reajuste de remuneraciones y aumentos en indemnizaciones por años de servicio.

c) Mayores gastos en el ítem Otros gastos por naturaleza (MM$2.139), a causa de mayores costos en Operación y Mantención Sistema Eléctrico por fallas producidas por el temporal de mayo y un incremento en roce de distribución, para mejorar la calidad de servicio.

2) Resultado Financiero

El resultado financiero disminuyó en MM$148 comparado con igual periodo del año anterior, principalmente por menores ingresos financieros (MM$118), debido a menores inversiones (fondos mutuos) e intereses por préstamos a entidades relacionadas.

3) Resultado del Período

Al 30 de junio de 2012, Frontel generó MM$2.390, lo que implica un aumento de MM$329 respecto de junio de 2011.

III. Análisis del Flujo de Efectivo

Flujo de Efectivo	Jun-12 MM$	Jun-11 MM$	Diferencia MM$	Variación %
de la Operación	11.809	6.475	5.334	82%
de la Inversión	(6.998)	(3.026)	(3.972)	131%
de Financiación	(6.639)	2.403	(9.042)	(376%)
Flujo neto del período	**(1.828)**	**5.852**	**(7.680)**	**(131%)**
Variación en la tasa de cambio	(1)	3	(4)	(133%)
Incremento (disminución)	**(1.829)**	**5.855**	**(7.684)**	**(131%)**
Saldo Inicial	4.170	6.113	(1.943)	(32%)
Saldo Final	**2.341**	**11.968**	**(9.627)**	**(80%)**

El saldo de efectivo y equivalentes del efectivo al final del periodo alcanzó a MM$2.341.

La variación negativa del flujo neto del período respecto de igual periodo del año anterior, se explica por:

1) Mayor flujo positivo de efectivo procedente de actividades de la operación, originado principalmente por un menor pago a proveedores por el suministro de bienes y servicios, compensado parcialmente con un menor cobro procedente de las ventas de bienes y prestación de servicios.

2) Mayor flujo negativo de efectivo por actividades de inversión originado, principalmente por el aumento de las compra de propiedades, platas y equipos.

3) Mayor flujo negativo de efectivo en actividades de financiación, originado por mayores pagos de préstamos, tanto de entidades relacionadas como financieras.

IV. Mercados en que Participa

La Sociedad distribuye energía eléctrica en la zona sur del país, en el área comprendida entre las provincias de Concepción, en la VIII Región, y la provincia de Cautín, en la IX Región. Frontel opera, principalmente, en los sectores rurales de la Región del Bío Bío y la Región de la Araucanía, abasteciendo cerca del 20% de la demanda.

V. Principales Riesgos

1) Riesgos de Mercado

El mercado eléctrico es un mercado regulado, en donde existen procesos de fijación tarifaria para la distribución, transmisión y transformación de energía. La Autoridad, además de fijar tarifas, dicta las normas de calidad de producto y operación que son necesarias para entregar estos servicios. Los riesgos de este negocio están ligados al marco regulatorio actual, donde la Autoridad fija las tarifas luego de un proceso que busca el óptimo de operación e inversión en cada sistema, fijando tarifas que permitan la recuperación de la inversión inicial y los costos necesarios para operar de acuerdo con la normativa vigente.

Adicionalmente existen riesgos financiero, relacionado con el financiamiento de las inversiones, los plazos de recuperación de éstas, así como el costo de fondos.

1.1) Riesgo Regulatorio

a) Cambio de la regulación

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

A fines de 1998 se publicó el Decreto Supremo N° 327, Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos que permitió perfeccionar y aclarar algunos aspectos complementarios, especialmente los relacionados con calidad de servicio y funcionamiento independiente de los CDEC's.

Durante el año 1999 se introdujeron dos importantes modificaciones a la regulación eléctrica. En primer lugar, se establecieron ciertas obligaciones para los generadores respecto al suministro eléctrico en situaciones de desabastecimiento

originadas por fallas prolongadas en centrales térmicas o en sequías (Art. 99 bis del DFL N° 1). En segundo lugar, se modificó la Ley Orgánica Constitucional N°18.410 que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, modificación que implicó establecer facultades fiscalizadoras adicionales para este organismo y configurar un sistema de multas asociadas al incumplimiento de las normas y reglamentos por parte de las empresas eléctricas.

Asimismo, en marzo de 2004 y mayo de 2005, se publicaron en el Diario Oficial la Ley N° 19.940 y N° 20.018 que modificaron la Ley General Sobre Servicios Eléctricos y su Reglamento y que convencionalmente se han denominado como la "Ley Corta I" y "Ley Corta II", respectivamente.

En general, los cambios en dicho marco regulatorio pueden constituir un riesgo para la Sociedad y la industria eléctrica dado que pueden afectar aspectos operacionales, sus márgenes y rentabilidad entre otros factores claves.

Actualmente, continúa en el Congreso la tramitación del proyecto de modificación a la Ley Eléctrica en materias relacionadas con la distribución, presentada por el Poder Ejecutivo a fines del año 2007, sin mostrar mayores avances en su tramitación.

Hacia fines del primer semestre del 2011 se han presentado indicaciones a los siguientes proyectos de modificación a la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE):

- Ampliación de la matriz energética mediante el uso de fuentes de energía renovables no convencionales, en adelante Proyecto ERNC, y

- Incentivo de las inyecciones de energía proveniente de medios renovables no convencionales, conectados a la redes de distribución, mediante el uso de los mismos empalmes de conexión a la red utilizados para el suministro a clientes finales, en adelante Proyecto net metering.

La Sociedad monitorea periódicamente los potenciales cambios regulatorios de modo de adoptar oportunamente las acciones de mitigación que se requiera.

b) Fijación de tarifas de distribución

En la medida que aumenta el consumo y se van produciendo economías de escala, las tarifas de distribución tienden a disminuir, lo que ha ocurrido principalmente en las fijaciones tarifarias de distribución de estos últimos años.

Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan cada cuatro años. El último Decreto de fórmulas tarifarias, que rigen desde noviembre de 2008 hasta octubre de 2012, fue publicado el 8 de abril de 2009. Estas tarifas son fijas, y se ajustan anualmente por un factor de economía de escala (reconociendo las eficiencias que se producen en cada Sociedad producto del aumento de ventas), y por una fórmula de indexación que considera variaciones mensuales de la inflación local, del tipo de cambio y el precio del cobre.

Adicionalmente las tarifas finales a clientes incorporan el costo de la energía contratada por la Sociedad, y que es traspasada al cliente final.

En cuanto a los Servicios Asociados (SSAA), viene al caso mencionar que a fines del 2011 y producto de una investigación realizada por la Fiscalía Nacional Económica, ante una presentación no contenciosa del 2008, ha solicitado a la H. Comisión Resolutiva calificar un nuevo conjunto de servicios como parte de los SSAA, precisiones y mayores exigencias para la prestación de servicios asociados no tarificados y proponer al Ejecutivo modificaciones legales en el caso de prestarse SSAA que utilicen infraestructura concebida para el servicio de suministro de electricidad. La Sociedad está monitoreando lo anteriormente comentado, de modo de anticipar cambios en los actuales procesos o en las formas de tarificación en la industria.

c) Contratos de suministro

Las empresas distribuidoras de energía eléctrica deben contar, mediante llamados de licitación pública, con contratos de suministro de energía que permitan abastecer a sus clientes regulados para, a lo menos, los próximos tres años.

Por otra parte, el suministro a partir del año 2010 ya está respaldado con contrato, después de que se adjudicó a Endesa, Colbún y Campanario todos los paquetes de energía licitados, equivalente al 100% de su demanda estimada a 2010. Los contratos de suministro están vigentes a partir de 2010 y tendrán una duración de 10 años.

En virtud del complejo escenario financiero de la empresa Campanario S.A. y su eventual incumplimiento del contrato de suministro que representa aproximadamente el 20% de los consumos de los clientes regulados de la Sociedad, SEC emitió la Resolución Exenta N° 2228, de fecha 26 de agosto de 2011, en la que se dispuso que el suministro para clientes regulados no entregado por Campanario, debe ser abastecido por los demás integrantes que participan en

los balances de transferencia que confecciona la Dirección de Peajes del CDEC – SIC a prorrata de su energía firme, a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos por Campanario.

Así, la declaratoria de quiebra posterior de Campanario en Septiembre de 2011, o de cualquier otra empresa generadora adjudicataria de contratos licitados de suministro de potencia y energía no pone en peligro la entrega física de la energía y potencia destinada a clientes regulados, debiéndose pagar los mismos precios establecidos en el respectivo contrato de suministro, por lo que sólo en caso de producirse el término anticipado del contrato de suministro por resolución judicial, nacería para la concesionaria la obligación de licitar nuevamente por sus consumos que no se encuentran cubiertos por el contrato de suministro al cual se le puso término anticipadamente

Paralelamente, a fines del 2011 se inició el proceso de elaboración de unas nuevas bases de licitación para los montos comprometidos por Campanario y cuyo suministro se realiza mediante la aplicación de la RE2288. A fines de 2011 dichas bases fueron enviadas a la CNE para su respectiva revisión y aprobación, de manera previa a su ejecución. Durante el primer trimestre de 2012, las sociedades Saesa, Frontel y Luz Osorno, llamaron a licitación pública para satisfacer los consumos de energía y potencia que abastecía la Generadora Campanario S.A., en quiebra. Las sociedades indicadas, adjudicaron a Endesa el bloque de suministro licitado, para el período mayo 2012 – diciembre 2014.

d) Abastecimiento de energía

La seguridad de abastecimiento de energía para todo el SIC se podría ver afectada en años futuros, si se presentaran fallas prolongadas en centrales térmicas y/o problemas con el suministro de gas y/o problemas de sequía.

Sin embargo, estos riesgos se ven aminorados debido a que:

- Las Leyes Cortas mejoraron los incentivos para la inversión en generación y transmisión eléctrica.

- Las acciones que actualmente se encuentra desarrollando el regulador, tendientes por un lado a reconocer en los precios de nudo la inseguridad del abastecimiento de gas argentino y por otro al reconocer que otro año seco como el 2010 podría generar situaciones que pueden ser complicadas y que requieren de una revisión oportuna de la forma en que se puedan resolver la disponibilidad y los recursos de energía necesarios, dado por el

nivel actual de los embalses y las líneas de transmisión. Se reconoce que el problema no es de falta de energía, porque hay muchas turbinas diesel disponibles, pero sí existe preocupación por costos debido al precio que pueda alcanzar el petróleo.

En la actualidad hay proyectos en construcción por una capacidad aproximada de 1.900 MW, los que podrían entrar en funcionamiento en los próximos años (2012 – 2014).

2) Riesgos Financieros

Los flujos de la Sociedad, que son generados principalmente por su participación en el negocio eléctrico, tienen un perfil muy estable y de largo plazo.

La administración de los riesgos financieros de la Sociedad se realiza de modo mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los pasivos financieros.

2.1) Riesgos Tipo de cambio

La Sociedad, que opera en moneda funcional peso, realiza limitadas operaciones en moneda distinta de su moneda funcional y corresponden principalmente a pagos por la compra de materiales o insumos asociados a proyectos del sistema eléctrico que son comercializados en mercados extranjeros, normalmente en dólares. Estas transacciones son específicas y por montos y períodos que no generan impactos relevantes a la Sociedad.

Al 30 de junio de 2012, la Sociedad tiene la siguiente deuda en USD a tasa variable Libo:

Fecha suscripción	***Monto USD MUSD***	***Monto CLP M$***
30-04-2012	12.363	6.204.076

Con el objeto de dar cumplimiento a la política establecida, la Sociedad contrató un Cross Currency Swap, para proteger su exposición de moneda (USD a UF) y tasa de interés (tasa fija en USD a tasa fija+ UF).

Si bien el costo de energía está indexado a variables como el tipo de cambio y al precio de combustibles como el gas natural, el petróleo y el carbón, éste es traspasado a sus clientes y el impacto en los resultados de la Sociedad es menor.

2.2) Riesgos Variación UF

El 75% de la deuda financiera está estructurada a largo plazo mediante bonos, y se encuentra denominada en UF, consistente con el perfil de flujos de la Sociedad. Por otro lado, el 25% restante corresponde a la deuda en USD mencionada en el punto anterior y que cuenta con un instrumento de cobertura USD a UF.

De los ingresos de la Sociedad un 90% corresponden a pesos chilenos que están indexados a variaciones de indicadores internos de la economía. Las tarifas de ventas incluyen en sus indicadores factores de actualización, tales como el IPC y el IPP. Debido al tipo de indexación mencionado la Sociedad no administra el riesgo de variación por UF.

2.3) Riesgos Tasa de Interés

En la actualidad el 100% de la deuda financiera está asociada a una tasa de interés fija, por lo que no es necesario realizar análisis de sensibilidad de la tasa variable.

La composición de las tasas de la deuda financiera según tasa de interés fija, protegida y variable, después de derivados contratados, es la siguiente:

	30/06/2012	30/06/2011
Tasa Interés Protegida	0%	43%
Tasa Interés Fija	100%	57%

2.4) Riesgos Liquidez.

Los recursos financieros se obtienen de fuentes propias, endeudamiento tradicional, instrumentos de oferta pública y privada y aportes de capital, siempre manteniendo estructuras estables y velando por optimizar el uso de los productos más convenientes en el mercado.

Debido a lo anterior, sólo el 25% de la deuda financiera se encuentra estructurada a corto plazo, mediante créditos bancarios.

El riesgo asociado a liquidez es minimizado a través de la administración de caja conjunta con en la Matriz (Eléctricas) y la relacionada (Saesa). Como política los excedentes de caja diarios son invertidos en instrumentos financieros con el objeto de optimizarlos y poder asegurar el cumplimiento de los compromisos de pago en las fechas de vencimiento establecidas, las inversiones se realizan en instituciones

financieras nacionales, con límites establecidos por institución y en instrumentos financieros de riesgo acotado, de acuerdo con las políticas internas del Grupo.

Frontel en la actualidad cuentan con un contrato firmado de línea de Capital de Trabajo por un monto total de UF 1.750.000 junto a la relacionada Saesa, disponible a todo evento, y de libre disposición hasta diciembre del año 2015, con spread máximos acordados. A través de este contrato, y considerando el perfil de deudas de estas Sociedades, se puede asegurar el cumplimiento de sus obligaciones en el corto y mediano plazo, minimizando el riesgo de liquidez.

2.5) Riesgo de Crédito

La Sociedad tiene como objetivo disminuir el incumplimiento de pago de las contrapartes y adicionalmente mejorar la posición de capital de trabajo. Para lo anterior, existe una política de crédito, que establece las condiciones y formas de pago, así como también condiciones a pactar con los clientes morosos.

La Sociedad está expuesta al riesgo de crédito debido a sus actividades operacionales y a sus actividades financieras.

Cuentas por cobrar comerciales:

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad operacional, se distingue dos tipos, uno relacionado con la venta de energía a clientes finales y otros relacionado con otras ventas, que corresponde a negocios de importancia relativa menor, pero que tienen como finalidad fidelizar al cliente con una gama más amplia de productos tales como retail y venta de materiales y servicios eléctricos (para el cliente residencial), y construcción de obras y arriendo de equipos (grandes clientes y municipalidades).

El riesgo relacionado con el suministro de energía eléctrica es limitado, dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos significativos y adicionalmente, de acuerdo a lo que establece la normativa vigente, la empresa distribuidora de energía eléctrica puede suspender el suministro por falta de pago; esto sin lugar a dudas es una herramienta importante en la gestión cobranza, ya que el plazo de cobro a los clientes es reducido (45 días). Otro aspecto importante que establece la ley, es que la deuda eléctrica radica en la propiedad, no en el usuario, lo que entrega otra herramienta de cobro.

Respecto de las otras ventas tales como retail, instalaciones eléctricas y construcciones de obras, la Política de la Sociedad establece plazos que van de 12 a

36 meses, para sus clientes de distribución eléctrica. En lo que respecta a la construcción de obras, que normalmente se construyen a organismos estatales, municipales o grandes clientes, la forma de pago considera cuotas que van de 36 a 96 meses. Estos montos son otorgados bajo condiciones de crédito de mercado y a clientes que cumplan con ciertos estándares de comportamientos históricos sin morosidad.

Para medir el riesgo de incobrabilidad en base a la madurez de la cartera de acuerdo con los siguientes tramos de antigüedad (en días):

	Venta de energía	Otros deudores
91 a 180	1%	33%
181 a 270	58%	66%
271 a 360	67%	66%
361 o más	100%	100%

Las provisiones de deuda de energía se realizan sobre deudores que se encuentran sin suministro.

En algunos casos especiales (clientes importante o gubernamentales), la Sociedad evalúa el riesgo de incobrabilidad en base a su comportamiento histórico (estacionalidad de flujos) o condiciones puntuales del mercado.

Activos de carácter financiero:

De acuerdo con lo definido por la Sociedad, las inversiones sólo se realizaran en instrumentos financieros permitidos que maximicen los retornos del excedente de caja, sin exceder el nivel de riesgo y de máxima exposición, todo bajo el margen de riesgo establecido y con la finalidad de cumplir obligaciones de corto plazo. Las inversiones de excedentes de caja se efectúan en entidades financieras nacionales con calificación de riesgo no inferior al de la Sociedad, con límites establecidos para cada entidad y sólo en instrumentos de renta fija. En ningún caso se considera o contempla la posibilidad de realizar una inversión con objeto de especular en el mercado de capitales nacional o extranjero.

VI. Valor Libro y Valor Económico de los Activos.

La Sociedad valora sus Propiedades, Plantas y Equipos a su costo de adquisición, neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya experimentado. La depreciación de las Propiedades, Plantas y Equipos se determina distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada (período en que se espera utilizar). Al inicio del proceso de adopción de IFRS, la Sociedad realizó una tasación con terceros independientes para sus propiedades, plantas y equipos, la que fue utilizada como costo adquirido.

En forma periódica se monitorea si existe algún indicio que alguno de los activos hubiera podido sufrir pérdida por deterioro. En el caso que efectivamente existan indicios, se realiza una estimación del monto recuperable del activo para determinar el monto del deterioro. Si se trata de activos identificables que no generan flujos de caja de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la Unidad Generadora de Efectivo a la que pertenece el activo, entendiendo como tal al menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo independiente.

Los activos en moneda extranjera, se presentan al tipo de cambio vigente al cierre del período.

Las cuentas y documentos por cobrar a empresas relacionadas se clasifican conforme a su vencimiento, tanto de corto como largo plazo. Las operaciones se ajustan a condiciones de equidad similares a las existentes en el mercado.

Los activos se presentan valorizados de acuerdo a las Norma Internacionales de Información Financiera, cuyos criterios se encuentran en la Nota N° 2 de los Estados Financieros.