Análisis Razonado
Estados Financieros Consolidados – Inversiones Eléctricas del Sur S.A.
Al 31 de marzo de 2010 (Reemisión)

I. Análisis del Estado de Situación Financiera

	Mar-10 MM$	Dic-09 MM$	Diferencia MM$	Variación %
Activos Corrientes	140.554	140.220	334	0,2%
Activos No Corrientes	681.478	679.534	1.944	0,3%
Total Activos	**822.032**	**819.754**	**2.278**	0,3%
Pasivos Corrientes	119.019	119.532	(513)	(0,4%)
Pasivos No Corrientes	332.700	331.771	929	0,3%
Patrimonio	370.313	368.451	1.862	0,5%
Total Pasivos y Patrimonio	**822.032**	**819.754**	**2.278**	0,3%

1) Activos
Los activos presentan un aumento de MM$ 2.278, respecto de diciembre de 2009, explicado principalmente por los Activos No Corrientes (MM$ 1.944) y los Activos Corrientes (MM$ 334).

a) Activos Corrientes: El aumento de este ítem se origina por el incremento en los inventarios por adquisición de materiales para la operación y construcción de instalaciones eléctricas (MM$ 629) y el aumento en activos por impuestos corrientes (MM$ 970)

Lo anterior está compensado con la disminución del efectivo y equivalentes del efectivo de MM$ 1.659

b) Activos No Corrientes: El aumento de este ítem se origina principalmente por el incremento de la cuenta Propiedades, Planta y Equipo, generado por la construcción de nuevas líneas, redes y subestaciones (MM$ 2.339).

2) Pasivos

Los pasivos aumentan en MM$ 416, respecto de diciembre de 2009, explicado por los Pasivos No Corrientes (MM$ 929) y disminución de Pasivos Corrientes (MM$ 513).

a) Pasivos Corrientes: La variación del rubro se explica, especialmente, por disminuciones experimentadas en las cuentas por pagar de energía y otros (MM$ 3.339) y liquidación de provisiones por beneficios anuales del personal (MM$ 2.426).

   Lo anterior está compensado por un aumento en pasivos por obras a terceros y las financiadas por el Gobierno Regional (FNDR) con nuevos subsidios y aportes de clientes (MM$ 1.196); impuestos corrientes (MM$ 1.168) y otros pasivos financieros debido a mayores intereses devengados y reajustabilidad de la UF (MM$ 2.817).

b) Pasivos No Corrientes: El aumento de este ítem se explica principalmente por el incremento neto en MM$ 553 de la deuda financiera, producto de la indexación a la UF y el dólar, compensado con el traspaso al pasivo corriente de cuota del bono de Frontel, con vencimiento en febrero de 2011, y un aumento en los pasivos diferidos (MM$ 374).

3) Patrimonio

Este rubro presenta un mayor saldo de MM$ 1.862, respecto de diciembre de 2009, explicado principalmente por las utilidades del período.

Principales Indicadores:

		Unidad	Mar-10	Dic-09	Var. %
Liquidez	Liquidez Corriente	Veces	1,2	1,2	0,7%
	Razón Ácida	Veces	1,1	1,1	0,2%
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio Neto	Veces	1,2	1,2	(0,4%)
	Cobertura Gastos Financieros (1)	Veces	1,5	3,0	(50,2%)
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda Total	%	26,3%	26,5%	(0,5%)
	Deuda LP / Deuda Total	%	73,7%	73,5%	0,2%
Actividad	Inversiones en activo fijo	MM$	5.474	35.509	(84,6%)
	Rotación de inventarios	Veces	1,9	13,1	(85,6%)
	Permanencia de inventarios	Días	193	28	594,3%
	Rotación de cuentas por cobrar	Días	32	31	3,9%
Rentabilidad	Rentabilidad del Patrimonio (anualizado)	%	1,14%	1,43%	(19,9%)
	Rentabilidad del Activo (anualizado)	%	0,52%	0,64%	(19,8%)
	Rendimiento Activos Operacionales (anualizado)	%	5,46%	2,39%	128,8%
	Utilidad por acción	$	14,77	294,23	(95,0%)

(1) Se utilizó Ganancia Antes de Impuesto divido por Costos Financieros

II. Análisis del Estado de Resultados

	Mar-10 MM$	Mar-09 MM$	Diferencia MM$	Variación %
Ingresos de explotación	74.055	87.855	(13.800)	(15,7%)
Aprovisionamientos y servicios	(50.596)	(61.553)	10.957	(17,8%)
Margen de contribución	**23.459**	**26.302**	**(2.843)**	**(10,8%)**
Gastos de personal	(4.062)	(3.883)	(179)	4,6%
Otros gastos fijos de explotación	(9.458)	(7.701)	(1.757)	22,8%
Resultado bruto de explotación	**9.939**	**14.718**	**(4.779)**	**(32,5%)**
Depreciaciones y amortizaciones	(4.454)	(3.680)	(774)	21,0%
Resultado de explotación	**5.485**	**11.038**	**(5.553)**	**(50,3%)**
Resultado Financiero	(3.891)	1.760	(5.651)	(321,1%)
Resultado en soc. por método participación				
Resultado en venta de Activos	(8)	(31)	23	(74,2%)
Resultado antes de impuestos	1.586	12.767	(11.181)	(87,6%)
Impuesto sobre sociedades	(529)	(2.054)	1.525	(74,2%)
Resultado del periodo	**1.057**	**10.713**	**(9.656)**	**(90,1%)**
Sociedad Dominante	978	10.587	(9.609)	(90,8%)
Accionistas Minoritarios	79	126	(47)	(37,3%)

1) Resultado de Explotación

El resultado de explotación disminuyó en MM$ 5.553, el que se explica por:

a) El margen de contribución de MM$ 23.459, que es un 10% menor comparado con el periodo 2009. Esta disminución se debe fundamentalmente por menores ventas de energía a clientes industriales y disminución en ingresos de otros servicios regulados asociados a distribución de energía, debido a la entrada en vigencia del D.S. N° 197, que fijó las tarifas de estos servicios. Adicionalmente, el año 2009 se reliquidaron peajes de subtransmisión, correspondiente a periodos anteriores, por MM$ 1.786.

b) Los gastos de personal aumentaron en MM$ 179, principalmente por reajuste de remuneraciones consideradas en contrato entre empresa y trabajadores.

c) Otros gastos fijos de explotación aumentaron en MM$ 1.757, lo que se explica principalmente por mayores costos en actividades de reparación de activos deteriorados producto del terremoto del 27 de febrero de 2010.

d) Las depreciaciones y amortizaciones aumentaron en MM$ 774, principalmente por el deterioro del sistema eléctrico a consecuencia del terremoto y por las incorporaciones de activo fijo depreciables.

Las ventas de energía eléctrica presentan una alta correlación con el crecimiento económico y con la actividad industrial y comercial. Al 31 de marzo de 2010, la Sociedad presentó una disminución en la demanda de -3,1%, respecto del año anterior, principalmente por una menor actividad en el sector industrial.

2) Resultado Financiero

El resultado financiero disminuyó en MM$ 5.651, con respecto al periodo anterior, principalmente por:

- Resultados por unidades de reajuste por MM$ 6.845, debido al impacto en el saldo de deuda denominada en UF, ajustada por la inflación, que en el año 2009 fue negativa, comparado con la inflación positiva del año 2010, compensada parcialmente con menores pérdidas por diferencias de cambio por MM$ 1.230 y que afecta a los activos y pasivos monetarios de Sagesa y SGA, empresas que tienen moneda funcional dólar.

Lo anterior se compensa parcialmente por:

- Una disminución en los gastos financieros, debido a menores intereses relacionados por amortizaciones de deuda financiera respecto del periodo anterior.

3) Resultado del Periodo

Eléctricas del Sur S.A., obtuvo utilidades por MM$ 1.057 en el primer trimestre del año, lo que implicó una disminución de MM$ 9.655, respecto de marzo de 2009, equivalente a un 90%.

III. Análisis del Flujo de Efectivo

Flujo de Efectivo	Mar-10 MM$	Mar-09 MM$	Diferencia MM$	Variación %
de la Operación	5.476	18.955	(13.479)	(71,1%)
dela Inversión	(6.245)	(3.847)	(2.398)	62,3%
de Financiamiento	(904)	(8.119)	7.215	(88,9%)
Flujo neto del período	**(1.673)**	**6.989**	**(8.662)**	**(123,9%)**

Las actividades de operación generaron un flujo positivo de MM$ 5.476, experimentando una disminución de MM$ 13.479, equivalente a un 71,1% respecto del año anterior. La diferencia se explica principalmente por los menores resultados de la explotación y un desfase en el pago de proveedores de energía en el primer trimestre del año 2009.

IV. Mercados en que Participa

Eléctricas del Sur S.A., a través de sus filiales Saesa, Frontel, Edelaysen y Luz Osorno, distribuye energía eléctrica en la zona sur del país, en el área comprendida entre las provincias de Concepción (Región del Bío Bío) y Villa O'Higgins (Región de Aysén).

La filial Sagesa es una empresa generadora que opera desde la Región del Bío Bío a la Región de Los Lagos. Básicamente, posee una central gas/diesel de 46,7 MW y 60 grupos de generadores diesel. Parte de la energía generada por esta empresa se comercializa en el mercado spot del CDEC-SIC a través de la filial SGA, y sus ingresos corresponden a la venta de energía y potencia que se realiza en dicho mercado. La otra parte se vende a empresas relacionadas (Saesa, Frontel y Luz Osorno).

Las actividades desarrolladas en el negocio de transmisión, corresponden principalmente al transporte a las generadoras con contrato de suministro con empresas distribuidoras de las regiones del Bío Bío, Araucanía, Los Ríos y Los Lagos. Además, prestación de servicios en todas las especialidades relacionadas con los sistemas eléctricos de transporte y transformación, tales como asesorías de diseño, construcción, mantenimiento y operación de sistemas. Esta actividad es desarrollada principalmente por la filial STS.

V. Principales Riesgos

Política de Gestión de Riesgos

La Sociedad es el vehículo a través del cual el fondo canadiense Ontario Teachers' Pension Plan y Morgan Stanley Infrastructure Partners controlan las empresas del Grupo Saesa. Los sectores en los que participa la Sociedad son distribución, transmisión, transformación, generación y comercialización de energía eléctrica, en donde la gran mayoría de sus ingresos son regulados.

La estrategia de gestión de riesgo está orientada a la protección de la compañía, sus empleados y su entorno ante situaciones que los puedan afectar negativamente. Esta gestión está liderada por la alta administración de la compañía, y se realiza tanto a nivel general como para cada uno de sus negocios, considerando las particularidades de cada uno.

Los principales riesgos a los cuales está expuesto Eléctricas del Sur S.A. y sus Filiales son los siguientes:

1) Riesgo de negocio

El mercado eléctrico es un mercado regulado, en donde existen procesos de fijación tarifaria para la distribución, transmisión y transformación de energía, así como la generación en Edelaysen. 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 estas, así como el costo de fondos.

2) 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 compañías 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 CDECs.

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.

Con fecha 13 de marzo de 2004 se publicó en el Diario Oficial la Ley N° 19.940 que modificó la Ley General Sobre Servicios Eléctricos y su Reglamento y que convencionalmente se ha denominado como la "Ley Corta".

En mayo de 2005 se publicó en el Diario Oficial la Ley N° 20.018 que modificó nuevamente la Ley General Sobre Servicios Eléctricos y su Reglamento y que convencionalmente se ha denominado como la "Ley Corta II".

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.

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 avances en su tramitación durante el transcurso del 2009.

b) Fijación de tarifas de generación

Actualmente, un generador puede cumplir distintos roles, en forma exclusiva o de manera simultánea, para comercializar la producción de una central. Por una parte, puede actuar como un generador puro, vale decir comercializar la producción completa de la central al mercado spot y por otra, establecer contratos de suministro con clientes no sometidos a regulación o participando de licitaciones impulsadas por las empresas distribuidoras de energía. No obstante lo anterior, es posible establecer una combinación de ambas formas de venta de su producción. Actualmente Sagesa está enfocada en la venta de su energía al mercado spot.

En caso de entregar su energía al mercado spot, ésta será valorizada al costo marginal horario que para estos efectos es calculado por la Dirección de Peajes del CDEC –SIC en función de los costos variables de las unidades que fueron despachadas en el

sistema para satisfacer la demanda de ésta en forma económica y segura, en cambio si el generador cuenta con contratos de suministro, el generador comprará al mercado marginal la energía necesaria para poder satisfacer sus contratos de suministro quien a su vez entregará la energía a sus clientes al precio establecido en dichos contratos de suministro. Esta misma situación se repite para la potencia con la salvedad que actualmente el precio de la potencia es fijado por la comisión Nacional de Energía mediante las respectivas fijaciones tarifarias. Para el caso de Sagesa, la mayor parte de sus ingresos están relacionados al pago por la potencia, que es fijo e independiente de los precios de venta de energía en el mercado spot.

Cabe señalar que también existen costos asociados a la comercialización y transporte de energía los cuales se encuentran contemplados en la legislación eléctrica y dependiendo del tipo de contrato pueden ser transferidos o no al cliente final.

c) 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 nuevas fórmulas tarifarias, que regirán 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 naturales eficiencias que se producen en cada compañía producto del aumente de ventas), y por una fórmula de indexación que considera la inflación local, variaciones del tipo de cambio y precio del cobre.

Adicionalmente las tarifas finales a clientes incorporan el costo de la energía contratada por la compañía, y que es traspasada al cliente final. Para la filial Edelaysen, las tarifas de venta del sistema Aysén incorporan en su fórmula precios regulados, que también son fijados cada cuatro años, reflejando en este caso los costos medios de generación en esa zona.

d) Fijación de tarifas de servicios asociados a la distribución

Las tarifas de los servicios asociados a la distribución de energía eléctrica son fijadas de acuerdo a la ley cada cuatro años, en conjunto con las tarifas de distribución. Los cambios en estas tarifas pueden afectar los resultados de la Empresa.

e) Fijación de tarifas de subtransmisión

De acuerdo a la legislación vigente corresponde determinar cada cuatro años el valor anual de los sistemas de subtransmisión, con dos años de diferencia respecto del cálculo del VAD. En enero de 2009 fueron publicadas las fórmulas tarifarias de subtransmisión que regirán desde enero de 2009 hasta noviembre de 2010.

La siguiente etapa del proceso tarifario comenzó durante el 2009, con la finalidad de que los nuevos precios estén determinados y entren a regir hacia fines del 2010

f) 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 estarán vigentes a partir de 2010 y tendrán una duración de 10 años.

g) 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 a reconocer en los precios de nudo la inseguridad del abastecimiento de gas argentino.

En la actualidad hay centrales eléctricas en proyecto por una capacidad estimada en unos 2.700 MW, los que podrían entrar en funcionamiento en los próximos 3 años (2009 – 2011).

3) Riesgo financiero

La exposición a variaciones de variables de mercado, como tasas de interés y tipo de cambio, se encuentra acotada. Por una parte, el 100% de la deuda financiera está estructurada a largo plazo mediante bonos y créditos bancarios, y se encuentra denominada en UF, consistente con el perfil de flujos la Sociedad, salvo la deuda en Sagesa, equivalente al 2% de la deuda consolidad del Grupo Saesa, y que está denominada en dólares americanos producto que los flujos de dicha sociedad se encuentran también en esa moneda.

Por otro lado, cerca del 82% de la deuda financiera de largo plazo está a tasa fija, por lo que la exposición a variaciones en las tasas de interés no es considerada alta por la administración.

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 y sus filiales es menor.

a) Tipo de cambio

La Sociedad y sus principales filiales que operan en moneda funcional peso realizan 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.

Las filiales Sagesa y SGA tienen como moneda funcional el dólar, debido a que sus flujos están vinculados a la evolución de esa moneda. Los flujos que representan estas sociedades como parte de los flujos consolidados del Grupo son de un 7%. Las variaciones de patrimonio que puedan tener estas compañías por efecto de diferencia de cambio no son administradas por la Sociedad.

b) Variación UF

El 98% de la deuda financiera está estructurada en UF o pesos chilenos, consistente con los flujos de la Sociedad.

De los ingresos de la Sociedad un 90% corresponden a UF o pesos chilenos y están relacionados con las variaciones de indicadores internos de la economía. Las tarifas de

ventas incluyen en sus indicadores factores asociados a la economía (IPC e IPMN), por lo que la Sociedad no administra este riesgo.

c) Tasa de interés

En la actualidad el 82% de la deuda financiera está asociada a una tasa de interés fija. La Sociedad realizó un análisis de sensibilidad de la tasa variable, que arrojó que en caso que la tasa fuera 1% superior a las vigentes, generaría un mayor gasto financiero por concepto de intereses de MM$ 149 durante el periodo enero - marzo de 2010.

d) Riesgo de 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, la deuda financiera se encuentra estructurada a largo plazo, mediante créditos bancarios y bonos.

El riesgo asociado a liquidez es minimizado a través de una correcta administración de los recursos de la Sociedad. 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.

Saesa y sus filiales y Frontel en la actualidad cuentan con un contrato firmado de línea de Capital de Trabajo por un monto total de UF 1.750.000, 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 compañías, se puede asegurar el cumplimiento de sus obligaciones en el corto y mediano plazo, minimizando el riesgo de liquidez.

e) Riesgo de crédito

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad comercial, este riesgo es históricamente muy limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos significativos.

Adicionalmente, de acuerdo a lo que estable 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, por lo que la posibilidad de incobrabilidad es limitada.

A marzo de 2010 las filiales de la Sociedad distribuyen energía eléctrica a más de 677 mil clientes, distribuidos geográficamente entre las regiones VII a la XI, el número de clientes y su distribución genera una alta diversificación del riesgo de crédito.

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 (periodo en que se espera utilizar).

La plusvalía comprada (menor valor de inversiones o fondos de comercio) generada en la consolidación representa el exceso del costo de adquisición sobre la participación de la Sociedad en el valor razonable de los activos y pasivos, incluyendo los pasivos contingentes identificables de una filial en la fecha de adquisición. La plusvalía comprada no se amortiza, sino que al cierre de cada periodo contable se procede a estimar si se ha producido en ella algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un monto inferior al costo neto registrado, procediéndose, en su caso, al oportuno ajuste por deterioro.

En forma habitual, de acuerdo con lo que establece la NIC 36, la Sociedad monitorea la existencia de algún indicio de que alguna de sus Unidades Generadoras de Efectivo (UGE) pudiera 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 UGE 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 periodo.

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.