Análisis Razonado
Estados Financieros – Empresa Eléctrica de Aisén S.A.
Al 31 de diciembre de 2013

I. Análisis del Estado de Situación Financiera.

	Dic-13 MM$	Dic-12 MM$	Diferencia MM$	Variación %
Activos Corrientes	19.620	15.722	3.898	25%
Activos No Corrientes	57.293	57.430	(137)	(0%)
Total Activos	**76.913**	**73.152**	**3.761**	**5%**
Pasivos Corrientes	4.544	4.219	325	8%
Pasivos No Corrientes	5.062	5.003	59	1%
Patrimonio	67.307	63.930	3.377	5%
Total Pasivos y Patrimonio	**76.913**	**73.152**	**3.761**	**5%**

1) Activos

Este rubro presenta un aumento de MM$3.761 respecto de diciembre de 2012, explicado principalmente por un aumento en los Activos Corrientes de MM$3.898.

La variación positiva del ítem de Activos Corrientes, se explica principalmente por:

a) Aumento del Efectivo y Equivalentes al Efectivo por MM$2.412, originado por un mayor cobro de ventas y una menor inversión en activo fijo, en comparación con el ejercicio anterior.

b) Aumento en Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas por MM$923, por incremento en préstamos otorgados a entidades relacionadas (Sociedad Austral de Electricidad S.A.).

2) Pasivos

Los pasivos aumentan en MM$384 respecto de diciembre de 2012, explicado por una Aumento en los Pasivos Corrientes de MM$325 y un aumento en los Pasivos No Corrientes por MM$59.

El aumento de los Pasivos Corrientes se explica principalmente por mayores cuentas por pagar a Entidades Relacionadas por MM$577, por mayor préstamo de empresa relacionada (Sociedad Austral de Electricidad S.A.).

Lo anterior, compensado parcialmente con disminución de Otros Pasivos no Financieros (MM$204), por menores aportes de subsidios FNDR y de terceros, para construcción de obras.

3) Patrimonio

Este rubro presenta un mayor saldo de MM$3.377, respecto de diciembre de 2012, explicado por el resultado del ejercicio (MM$4.824), compensado parcialmente por provisión de dividendos mínimo del periodo (MM$1.447).

Principales Indicadores:

		Unidad	Dic-13	Dic-12	Var. %
Liquidez	Liquidez Corriente (1)	Veces	4,3	3,7	15,9%
	Razón Ácida (2)	Veces	4,0	3,4	17,2%
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio Neto (3)	Veces	0,1	0,1	-1,1%
	Cobertura Gastos Financieros (4)	Veces	7.221	2.987	141,7%
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda Total (5)	%	47,3%	45,7%	3,4%
	Deuda LP / Deuda Total (6)	%	52,7%	54,3%	(2,9%)
Actividad	Inversiones en activo fijo	MM$	2.862	6.700	(57,3%)
	Rotación de inventarios (7)	Veces	2,0	5,1	(60,0%)
	Permanencia de inventarios (8)	Días	181	72	149,1%
	Rotación de cuentas por cobrar (9)	Días	143,9	141,0	2,0%
Financiero	Ebitda (12 meses móviles) (10)	MM$	7.222	5.969	21,0%
Rentabilidad	Rentabilidad del Patrimonio (anualizado) (11)	%	7,35%	5,28%	39,1%
	Rentabilidad del Activo (anualizado) (12)	%	6,43%	4,62%	39,2%
	Rendimiento Activos Operacionales (anualizado) (13)	%	9,09%	7,36%	23,4%
	Utilidad por acción (14)	$	130,36	89,63	45,4%

Fórmulas:

(1) Liquidez Corriente:

$$= \frac{\text{Activos Corrientes}}{\text{Pasivos Corrientes}}$$

(2) Razón Ácida:

$$= \frac{\text{Activos Corrientes} - \text{Inventarios Corrientes}}{\text{Pasivos Corrientes}}$$

(3) Deuda / Patrimonio:

$$= \frac{\text{Pasivos Corrientes} + \text{Pasivos No Corrientes}}{\text{Total Patrimonio}}$$

(4) Cobertura Gastos Financieros:

$$= \frac{\text{Resultado Bruto de Explotación*}}{\text{Costos Financieros}}$$

* Corresponde al presentado, en el Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida) de este Análisis Razonado.

(5) Deuda CP / Deuda Total:

$$= \frac{\text{Pasivos Corrientes}}{\text{Pasivos Corrientes} + \text{Pasivos No Corrientes}}$$

(6) Deuda LP / Deuda Total:

$$= \frac{\text{Pasivos No Corrientes}}{\text{Pasivos Corrientes} + \text{Pasivos No Corrientes}}$$

(7) Rotación de Inventarios:

$$= \left(\frac{\text{Inversión Total}^{**}}{(\text{Inventarios Corrientes actual} + \text{Inventarios Corrientes año anterior}) / 2} \right) \text{X} \left(\frac{366 \text{ días}}{\text{dias acum. año}} \right)$$

* *Considera inversiones propias e inversiones con subsidios. En el 2013 la Sociedad no considera inversiones con subsidios, mientras que en el 2012, MM$4.

(8) Permanencia de Inventarios:

$$= \left(\frac{1}{\text{Rotación de Inventarios}} \right) \text{X } 366$$

(9) Rotación Cuentas por Cobrar:

$$= \left(\frac{\text{Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes}}{(\text{Ingreso de Actividades Ordinarias} + \text{Otros Ingresos, por Naturaleza}) \times 1{,}19} \right) \text{X } 360$$

(10) Ebitda (12 meses móviles):

= Corresponde al Resultado Bruto de Explotación (presentado en el Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida), de este Análisis Razonado) de 12 meses móviles.

(11) Rentabilidad del Patrimonio (anualizado):

$$= \frac{\left(\frac{12}{\text{N° mes del cierre contable}} \right) \text{X Ganancia (Pérdida)}}{\left(\text{Patrimonio actual} + \text{Patrimonio año anterior} \right) / 2}$$

(12) Rendimiento del Activo (anualizado):

$$= \frac{\left(\frac{12}{\text{N° mes del cierre contable}} \right) \text{X Ganancia (Pérdida)}}{\left(\text{Total Activos actual} + \text{Total Activos año anterior} \right) / 2}$$

(13) Rentabilidad Activos Operacionales (anualizado):

$$= \frac{\left(\frac{12}{\text{N° mes del cierre contable}} \right) \text{X Resultado Bruto de la explotación}^{*}}{\left((\text{Total PPE actual} + \text{Total PPE anterior}) / 2 \right)}$$

PPE= Propiedades, Planta y Equipos (neto)

(14) Utilidad por acción:

$$= \frac{\text{Utilidad Sociedad (en pesos)}}{\text{Total número de acciones}}$$

II. Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida).

	Dic-13 MM$	Dic-12 MM$	Diferencia MM$	Variación %
Ingresos de explotación	18.993	17.401	1.592	9%
Materias primas y consumibles utilizados	(6.516)	(6.463)	(53)	1%
Margen de contribución	**12.477**	**10.938**	**1.539**	**14,1%**
Gasto por Beneficio a los Empleados	(1.531)	(1.540)	9	(1%)
Otros gastos por naturaleza	(3.725)	(3.424)	(301)	9%
Resultado bruto de explotación	**7.221**	**5.974**	**1.247**	**20,9%**
Gasto por Depreciación y Amortización	(2.060)	(1.935)	(125)	6%
Resultado de explotación	**5.161**	**4.039**	**1.122**	**27,8%**
Resultado Financiero	632	662	(30)	(5%)
Otras Ganancias (Pérdidas)	(7)	7	(14)	(200%)
Ganancia (Pérdida) Antes de Impuesto	5.786	4.708	1.078	23%
Gasto por Impuestos a las Ganancias	(962)	(1.391)	429	(31%)
Ganancia (Përdida)	**4.824**	**3.317**	**1.507**	**45%**

1) Resultado de explotación

El resultado de explotación aumentó respecto del ejercicio anterior, en MM$1.122, lo que se explica por mayor margen de contribución por MM$1.539, principalmente por un aumento en el margen de distribución de MM$1.178 por incremento en tarifas de distribución[1], disminución en pérdidas de energía e incremento en las ventas físicas (4,5%). Lo anterior, compensado parcialmente por mayores gastos en Ítem Otros Gastos por Naturaleza MM$301, principalmente por aumento de costos asociados a calidad de servicio, operación y mantención del sistema de generación.

[1] Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan cada cuatro años. El 2 de abril de 2013 se publicó el nuevo Decreto de fórmulas de tarifas, que regirá desde noviembre de 2012 (en forma retroactiva) hasta octubre de 2016.

2) Resultado Financiero

El resultado financiero disminuyó en MM$30 con respecto al ejercicio anterior, principalmente por menores ingresos financieros de MM$26.

3) Resultado del periodo

La Sociedad al 31 de diciembre de 2013, obtuvo utilidades por MM$4.824, lo que implicó un aumento del 45% respecto de diciembre de 2012.

III. Análisis del Estado de Flujos de Efectivos Directos.

Flujo de Efectivo	Dic-13 MM$	Dic-12 MM$	Diferencia MM$	Variación %
de la Operación	7.104	7.134	(30)	(0%)
de la Inversión	(3.710)	(10.414)	6.704	(64%)
de Financiación	(983)	(1.135)	152	(13%)
Flujo neto del período	**2.411**	**(4.415)**	**6.826**	**(155%)**
Variación en la tasa de cambio	1	(3)	4	(133%)
Incremento (disminución)	**2.412**	**(4.418)**	**6.830**	**(155%)**
Saldo Inicial	1.790	6.208	(4.418)	(71%)
Saldo Final	**4.202**	**1.790**	**2.412**	**135%**

El saldo de efectivo y equivalentes del efectivo al final del ejercicio alcanzó a MM$4.202, mayor en un 135% respecto de diciembre de 2012.

La variación positiva del flujo neto respecto del año anterior, se explica principalmente por:

1) Menor flujo negativo de efectivo utilizado en actividades de inversión, originado por menores compras en propiedades, planta y equipo y menor otorgamiento de préstamos a entidades relacionadas.

IV. Mercados en que participa.

Edelaysen es una empresa verticalmente integrada que genera en un 100% la energía para distribuir en su zona de influencia, principalmente en la Región de Aisén.

La Sociedad es una filial indirecta de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. Esta última es el vehículo de inversión a través del cual el fondo canadiense Ontario Teachers' Pension Plan Board y el fondo canadiense Alberta Investment Management Corporation (AIMCo) controlan las empresas del Grupo Saesa, de las que la Sociedad forma parte.

Al 31 de diciembre de 2013 no se aprecian variaciones significativas en los mercados en que participa Edelaysen.

V. Principales Riesgos.

1) Riesgos 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 los sistemas medianos como los atendidos por la Sociedad. 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, y 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 modificaciones a la regulación eléctrica, entre ellas, se modificó la Ley Orgánica Constitucional N°18.410 que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles ("SEC"), 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 "Ley Corta I" y "Ley Corta II", respectivamente.

En marzo de 2012, se publica la Ley N° 20.571 conocida como la "Ley Net Metering" que fomenta la generación distribuida residencial, lo que de acuerdo a la opinión de la Sociedad no tiene mayores implicancias en el negocio de la distribución.

Actualmente, en el Congreso se tramitan proyectos de ley conocidos como "Ley de Concesiones" el cual modifica una serie de procesos administrativos de forma de hacer más expedito la obtención de éstas y la "Ley de Carretera Eléctrica", que establece zonas de interés nacional para el desarrollo de líneas de transmisión para la evacuación de centrales eléctricas entre otros. Por otra parte, durante el mes de octubre de 2013 fue promulgada la Ley 20.698 que modifica la Ley 20.257, que propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes de ERNC, y la obligación de generar mediante estas fuentes en un porcentaje que se encuentre dentro del rango de 15% a 20% al año 2025.

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.

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 y generación

Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan cada cuatro años. El 2 de abril de 2013 se publicó el nuevo Decreto de fórmulas de tarifas, que regirá desde noviembre de 2012 (en forma retroactiva) hasta octubre de 2016. 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. Las nuevas tarifas de la

Sociedad de distribución implicaron un aumento de sus ingresos para 2013 (respecto de las tarifas de 2012).

Adicionalmente, las tarifas finales a clientes incorporan el costo de generación y transporte de energía contratada requerida por la Sociedad para abastecer la demanda de sus clientes, denominados precios de nudo. Para la filial Edelaysen, las tarifas de venta 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. El próximo proceso de fijación tarifaria para precios de generación comenzó en el segundo semestre de 2013 y se espera finalice en el segundo semestre de 2014. Las tarifas asociadas al proceso en curso comenzarían a regir a partir de noviembre de 2014.

Adicionalmente los precios de nudo de estos sistemas incluyen en su fórmula de indexación las distintas variables que la afectan (petróleo, dólar, IPC y mano de obra). Estos precios son fijados mediante emisión de Decretos y son publicados en el Diario Oficial. Independiente de la fecha de publicación, su vigencia es a partir de mayo y noviembre de cada año.

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.

Respecto de la fijación de tarifa de la Servicios Asociados (SSAA), que se realiza cada cuatro años, este proceso aún está en curso. En efecto, en marzo 2013 se presentaron ante el Panel de Expertos las discrepancias de las distribuidoras al informe Técnico de la CNE. Los dictámenes respectivos se emitieron en el mes de mayo. No obstante lo anterior, algunas empresas distribuidoras presentaron recursos de protección respecto de los dictámenes antes mencionados, los que fueron desestimados con fecha 31 de diciembre de 2013. Se espera que durante el primer trimestre del 2014 se publique el mencionado decreto, sujeto a los plazos de toma de razón en la Contraloría General de la República y una vez resueltos los nuevos recursos presentados por empresas distribuidoras tanto a la misma Contraloría como ante la Corte Suprema.

2) Riesgos Financieros

El análisis de riesgos financieros para la Sociedad es el siguiente:

2.1) Riesgos Tipo de Cambio

La Sociedad 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 en la Sociedad.

Una parte del precio de venta de energía al cliente final, está indexado a variables como el tipo de cambio y el precio de combustibles como el petróleo. Estas indexaciones buscan compensar las variaciones en los costos de generación (principalmente compra de petróleo), en concordancia con el comportamiento de la matriz energética de la Sociedad, por lo que no se esperan impactos relevantes en resultados por estas variaciones en el mediano plazo.

2.2) Riego Variación UF

De los ingresos de la Sociedad, más de 70% corresponden a pesos chilenos que están indexados a variaciones de indicadores internos de la economía, tales como el IPC y el IPP (índice de precios al productor), el resto está indexado a variables como el petróleo y el tipo de cambio.

Hasta la fecha la Sociedad mantiene una política de no administrar este tipo de indexaciones, ya que persiguen, en el mediano plazo compensar las variables a las que están sujetos los costos de la Sociedad (costos de personal, petróleo, contratistas y otros).

2.3) Riesgo Tasa de Interés

La administración de este riesgo se enfoca principalmente a los pasivos con el sistema financiero. Al 31 de diciembre de 2013, la Sociedad no posee deuda con el sistema financiero.

La administración de caja se realiza centralizadamente en las matrices de la Sociedad (Saesa y Eléctricas). Estas empresas gestionan el capital de trabajo y el financiamiento con el sistema financiero para luego en virtud de los excedentes o

déficit de caja de la Sociedad, solicitar o entregar financiamiento. Los movimientos con la sociedad se realizan a tasas de mercado en moneda nacional.

2.4) Riesgo de Liquidez

Tal como se mencionó en la nota anterior, la Administración de caja se realiza centralizadamente en las matrices de la Sociedad (Saesa y Eléctricas). Estas empresas gestionan el capital de trabajo y el financiamiento con el sistema financiero para luego en virtud de los excedentes o déficit de caja de la Sociedad, solicitar o entregar financiamiento.

El riesgo asociado a liquidez es minimizado a través de esta administración consolidada. 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.

Las matrices de la Sociedad, incluyéndola cuentan con un contrato de línea de Capital de Trabajo por un monto total de UF 1.750.000 en conjunto con la relacionada Frontel, 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 venta al detalle de productos y servicios 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 venta al detalle de productos y servicios, 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.

El deterioro de las cuentas por cobrar se miden 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	0%	33%
181 a 270	33%	66%
271 a 360	66%	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

Tal como se indicó, las inversiones 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). 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, 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.