Análisis Razonado
Estados Financieros – Compañía Eléctrica Osorno S.A.
Al 31 de diciembre de 2014

I. Análisis del Estado de Situación Financiera.

	dic-14 MM$	dic-13 MM$	Diferencia MM$	Variación %
Activos Corrientes	6.800	4.044	2.756	68%
Activos No Corrientes	15.998	15.960	38	0,2%
Total Activos	**22.798**	**20.004**	**2.794**	**14%**
Pasivos Corrientes	5.590	3.096	2.494	81%
Pasivos No Corrientes	1.230	992	238	24%
Patrimonio	15.978	15.916	62	0,4%
Total Pasivos y Patrimonio	**22.798**	**20.004**	**2.794**	**14%**

1) Activos

Este rubro presenta un aumento de MM$2.794 respecto de diciembre de 2013, explicado principalmente por un aumento en los Activos Corrientes de MM$2.756.

La variación positiva que presentan los Activos Corrientes, es originada principalmente por un Aumento en Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar por MM$3.844, principalmente por contabilización de reliquidaciones asociadas a la aplicación de nuevo decreto de Subtransmisión y aumento en el precio nudo, que afecta el precio al cliente final (MM$3.058) e incremento en venta de energía.

Lo anterior, compensado parcialmente por una disminución el Efectivo y Equivalentes al Efectivo por MM$1.044, por pago de dividendos, inversiones en activo fijos y proveedores.

2) Pasivos

Los pasivos Aumentan en MM$2.732 respecto de diciembre de 2013, explicado principalmente por un Aumento en los Pasivos Corrientes de MM$2.494, y un aumento en los Pasivos No Corrientes de MM$238.

El aumento de los Pasivos Corrientes se explica por:

a) Aumento en Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar de MM$881, por incremento en el precio nudo y por reliquidaciones asociadas a la aplicación de nuevo decreto de Subtransmisión, que implican cambios en los precios de los peajes que se incorporan a la compra de energía.

b) Aumento en Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas (MM$1.668), por incremento en cuentas por pagar mercantil a Matriz Inversiones Eléctricas del Sur S.A.

3) Patrimonio

Este rubro presenta un mayor saldo de MM$62, respecto de diciembre de 2013, explicado por el resultado del ejercicio (MM$2.322), compensado parcialmente con pago de dividendos del periodo neto de provisión de diciembre 2013 (MM$1.305), provisión de dividendos mínimo (MM$696) y efecto por impuesto diferidos originados por aumento en la tasa de impuesto de primera categoría por nueva Reforma Tributaria, contabilizado en patrimonio según lo instruido por la SVS en del Oficio N°856 (MM$256).

.

Principales Indicadores:

		Unidad	dic-14	dic-13	Var. %
Liquidez	Liquidez Corriente (1)	Veces	1,2	1,3	(6,9%)
	Razón Ácida (2)	Veces	1,2	1,2	(4,4%)
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio Neto (3)	Veces	0,4	0,3	66,2%
	Cobertura Gastos Financieros (4)	Veces	131	-	(100,0%)
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda Total (5)	%	82,0%	75,7%	8,2%
	Deuda LP / Deuda Total (6)	%	18,0%	24,3%	(25,7%)
Actividad	Inversiones en activo fijo	MM$	820	706	16,2%
	Rotación de inventarios (7)	Veces	5,3	3,8	38,5%
	Permanencia de inventarios (8)	Días	69	95	(27,8%)
	Rotación de cuentas por cobrar (9)	Días	112	54	(94,9%)
Financiero	Ebitda (12 meses móviles) (10)	MM$	3.534	2.845	16,2%
Rentabilidad	Rentabilidad del Patrimonio (anualizado) (11)	%	14,56%	12,21%	19,2%
	Rentabilidad del Activo (anualizado) (12)	%	10,85%	9,56%	13,5%
	Rendimiento Activos Operacionales (anualizado) (13)	%	17,56%	14,26%	23,2%
	Utilidad por acción (14)	$	303.677	243.783	24,6%

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 2014 la Sociedad considera MM$64 en inversiones con subsidios, mientras que en el 2013, MM$11.

(8) Permanencia de Inventarios:

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

(9) Rotación Cuentas por Cobrar:

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

(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-14 MM$	dic-13 MM$	Diferencia MM$	Variación %
Ingresos de explotación	16.647	13.184	3.463	26%
Materias primas y consumibles utilizados	(11.496)	(8.624)	(2.872)	33%
Margen de contribución	**5.151**	**4.560**	**591**	**13%**
Gasto por Beneficio a los Empleados	(424)	(378)	(46)	12%
Otros gastos por naturaleza	(1.193)	(1.337)	144	(11%)
Resultado bruto de explotación	**3.534**	**2.845**	**689**	**24%**
Gasto por Depreciación y Amortización	(772)	(611)	(161)	26%
Resultado de explotación	**2.763**	**2.234**	**529**	**24%**
Resultado Financiero	20	39	(19)	(49%)
Otras Ganancias (Pérdidas)	(16)	(2)	(14)	700%
Ganancia (Pérdida) Antes de Impuesto	2.767	2.271	496	22%
Gasto por Impuestos a las Ganancias	(445)	(407)	(38)	9%
Ganancia (Pérdida)	**2.322**	**1.864**	**458**	**25%**

1) Resultado de explotación

El resultado de explotación aumentó respecto del ejercicio anterior, en MM$529, lo que se explica por un mayor margen de contribución (MM$591), debido a un incremento en el margen de distribución de MM$776, por crecimiento en la venta de energía (9,06%), alza en los principales indexadores del Valor Agregado de Distribución (VAD) y disminución en el índice de pérdidas de energía (10,2% en 2013 y 9,9% en 2014).

2) Resultado Financiero

El resultado financiero tuvo una variación negativa (menor ingreso) de MM$19 con respecto del ejercicio anterior, debido a mayores costos financieros producto de mayor deuda intercompañia.

3) Resultado del periodo

La Sociedad al 31 de diciembre de 2014, obtuvo utilidades por MM$2.322 lo que implicó un aumento de MM$458 respecto de diciembre de 2013.

III. Análisis del Flujo de Efectivo.

Flujo de Efectivo	dic-14 MM$	dic-13 MM$	Diferencia MM$	Variación %
de la Operación	354	2.636	(2.282)	(87%)
de la Inversión	(936)	(990)	54	(5%)
de Financiación	(462)	(521)	59	(11%)
Flujo neto del período	**(1.044)**	**1.125**	**(2.169)**	**(193%)**
Variación en la tasa de cambio	-	-	-	-
Incremento (disminución)	**(1.044)**	**1.125**	**(2.169)**	**(193%)**
Saldo Inicial	1.464	339	1.125	332%
Saldo Final	**420**	**1.464**	**(1.044)**	**(71%)**

El saldo de efectivo y equivalentes del efectivo al final del periodo alcanzó a MM$420 menor en un 71% respecto de diciembre de 2013.

El menor flujo neto respecto del ejercicio anterior, se explica principalmente por:

1) Menor flujo positivo de efectivo procedente de actividades de la operación, originado por mayor pago de proveedores e impuesto de renta, en comparación al 2013. Los decretos tarifarios para reliquidación de precio al cliente final fueron emitidos en diciembre 2014, por lo que los cobros se realizará a partir de 2015. Así, los ingresos de caja aún no se reflejan.

IV. Mercados en que participa.

Al 31 de diciembre de 2014 no se aprecian variaciones significativas en los mercados en que participa Luz Osorno.

Luz Osorno tiene por objeto la distribución y venta de energía eléctrica en sectores rurales de la provincia de Osorno y en algunas localidades de las provincias de Valdivia y Llanquihue.

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. La Autoridad, además de fijar tarifas, dicta las normas de calidad de producto y operación, derechos y obligaciones, 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, considerando instalaciones y una organización de tamaño eficiente para la prestación de los servicios tarificados.

Adicionalmente existe riesgo 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.

Hasta la fecha se han emitido diversas modificaciones a la regulación eléctrica (ver Nota N°3 punto 3.4 Marco Regulatorio de los Estados Financieros).

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.

b) Fijación de tarifas de distribución

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 implicaron un aumento de sus Ingresos de actividades ordinarias de aproximadamente un 6% (base 2013).

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 a la Distribución Eléctrica (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 Honorable 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. En ese mismo sentido, la Sociedad ha implementado procesos de modelación y detalle de los distintos servicios hoy ofrecidos o los nuevos, considerando el detalles de las actividades incluidas, condiciones de aplicación y sus costos, cuyos precios se publican en nuestras oficinas comerciales y son informados oportunamente a la Autoridad.

Respecto de la fijación de tarifa de SSAA, que se realiza cada cuatro años con ocasión del Proceso de fijación de VAD, este proceso finalizó el 14 de marzo de 2014 con la publicación del Decreto respectivo. Las nuevas tarifas implicaron una disminución de los Ingresos ordinarios de la Sociedad en un 0,3% anual (en base 2013).

c) Contrato 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.

Actualmente el suministro está respaldado por contratos de suministro con Endesa, Colbún y Empresa Eléctrica Panguipulli. Sin embargo, en el corto plazo, se incorporarán los últimos actores que se adjudicaron la última licitación de suministro.

Cabe mencionar que la quiebra de un suministrador no pone en peligro la entrega física de la energía y potencia destinada a clientes regulados, debido a que la SEC en su Resolución Exenta N° 2288 (RE2288), de fecha 26 de agosto de 2011, dispuso que el suministro destinado para clientes regulados, no entregado por una empresa en quiebra, debía ser abastecido por los demás integrantes que participan en los balances de transferencia confeccionados por la Dirección de Peajes del CDEC – SIC a prorrata de su energía firme y a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos con la empresa quebrada. 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.

Por otro lado, a la luz de los futuros requerimientos de nuevos suministros regulados, la misma quiebra de de una empresa generadora en 2011 (Campanario), los crecimientos reales versus los proyectados, el término de los primeros contratos de suministro licitados, la CNE ha impulsado procesos de licitación conjunta para la demanda regulada de distribuidoras abastecidas del SIC, con el objeto de atender los requerimientos del período 2013-2019 y 2019-2032, denominadas “LICITACIÓN DE SUMINISTRO SIC 2013/01” y “LICITACIÓN DE SUMINISTRO SIC 2013/02”, respectivamente.

Luego de una revisión de los bloques de suministro, finalmente se redefinieron los períodos considerados en los procesos 2013/01 y 2013/02, de tal forma que el primer proceso considera requerimientos entre los años 2013 y 2024, y el segundo proceso entre los años 2016 y 2018. Tanto el proceso 2013/01 como 2013/02 se iniciaron el 20 de junio de 2013 y a solicitud de la CNE, se solicitó extender los plazos de recepción de ofertas.

Respecto al proceso 2013/01, se adjudicó un 78% de las energías licitadas (70% a ENDESA y 8% a Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.). Producto de lo anterior, la

Comisión solicitó realizar nuevamente modificaciones al proceso 2013/02 en términos de plazo de suministro (2017-2018), energía licitada, y plazo de adjudicación (Octubre de 2014). En paralelo, la misma CNE impulsó un tercer proceso de licitación 2013/03, el cual cubriría la energía no adjudicada del proceso 2013/01 y requerimientos de energía de los distribuidores desde el 2018 hasta el 2025 y cuya adjudicación se realizó el 14 de agosto, resultando sólo un 15% de la energía licitada adjudicada a ENDESA (único oferente).

Producto de la adjudicación parcial del proceso 2013/03, y por adecuaciones en los bloques licitados, con fecha 12 de septiembre la CNE dejó sin efecto el Proceso de Licitación 2013/02 y se aprueba el segundo llamado del proceso 2013/03 que considerará parte de los requerimientos del proceso 2013/03 no adjudicados, y la energía del Proceso 2013/02, considerándose así los requerimientos de energía de los distribuidores a través de cuatro Bloques de Suministro que comprenden requerimientos que van desde el 2016 hasta el 2033. En diciembre 2014 se adjudicó sobre el 91% de las energías licitadas, quedando un 9% sin adjudicar, la cual se considerará en futuras licitaciones.

La Sociedad permanentemente actualiza sus proyecciones de demanda para suministro de clientes regulados, considerando la información de demanda mensual real. En función de lo anterior, se establecen los requerimientos para ser licitados en los distintos procesos instruidos por la Comisión. Adicionalmente, monitorea las condiciones de las demás empresas distribuidoras que eventualmente puedan requerir de los excedentes generados por otros contratos de suministro, o bien de los excedentes que otras empresas puedan poner a disposición de las empresas que presentan un déficit de abastecimiento.

Los últimos resultados de las licitaciones de suministros para el abastecimiento de las empresas distribuidoras han permitido viabilizar el desarrollo de nuevos proyectos destinados al suministro de éstas, incluyendo el desarrollo de proyectos de energía renovable, permiten disponer de energía para cubrir los requerimientos futuros de los clientes sometidos a regulación de precio de las distribuidoras.

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 o limitaciones en la transmisión de energía.

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 un año muy seco 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.

Aun así, la Sociedad realiza estimaciones antes un escenario de déficit de suministro, para planificar posibles acciones (acuerdos entre distribuidoras, informe a generadoras y autorización de la CNE) en búsqueda del traspaso de excedentes disponibles en distribuidoras con superávit de suministro, o bien, incorporar nuevos requerimientos a los próximos procesos de licitación

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 a la Sociedad.

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) Riesgo Variación UF

De los ingresos netos de la Sociedad, más de 80% 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) Riesgo Tasa de Interés

La administración de este riesgo se enfoca principalmente a los pasivos con el sistema financiero. Al 31 de diciembre de 2014, la Sociedad no posee deuda con el sistema financiero.

La administración de caja se realiza centralizadamente en las matrices de la Sociedad (Saesa e Inversiones Eléctricas del Sur S.A.). 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 Liquidez

Tal como se mencionó en la nota anterior, la Administración de caja se realiza centralizadamente en las matrices de la Sociedad (Saesa e Inversiones Eléctricas del Sur S.A.). 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 y la Sociedad cuentan con contratos de líneas 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 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 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, 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.

El deterioro de los activos financieros se mide 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	34%	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:

De acuerdo con lo definido por la Sociedad, las inversiones sólo se realizarán 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.