



**COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA ELÉCTRICA S.A.
Y SUBSIDIARIA**

**ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS INTERMEDIOS**

(Expresados en miles de pesos chilenos)
Correspondientes al período intermedio terminado
al 31 de marzo de 2010

COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA ELÉCTRICA S.A Y SUBSIDIARIA

INDICE

	Página N°
I.- ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS.	
ESTADOS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO	7
Activo.....	7
Pasivos.....	8
ESTADOS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS DE RESULTADOS POR FUNCION.....	9
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE RESULTADOS INTEGRAL.....	10
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO	11
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO	13
II.- NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS.....	14
1.- INFORMACION GENERAL.....	14
2.- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.	14
2.1.- Bases de preparación de los estados financieros interinos	14
2.2.- Nuevas normas e interpretaciones emitidas y no vigentes.	15
2.3.- Bases de consolidación.....	15
2.4.- Entidades subsidiarias.	16
2.5.- Transacciones en moneda extranjera.	17
2.6.- Información financiera por segmentos operativos.	18
2.7.- Propiedades, plantas y equipos.....	18
2.8.- Activos intangibles.....	19
2.9.- Costos por intereses.....	21
2.10.- Pérdidas por deterioro del valor de los activos no financieros.....	21
2.11.- Activos financieros.	21
2.12.- Instrumentos financieros derivados y actividad de cobertura.....	23
2.13.- Inventarios.....	25
2.14.- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.....	25
2.15.- Efectivo y equivalentes al efectivo.	25
2.16.- Capital social.....	25
2.17.- Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar.	26

2.18.-	Préstamos y otros pasivos financieros.	26
2.19.-	Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.	26
2.20.-	Beneficios a los empleados.	27
2.21.-	Provisiones.	28
2.22.-	Subvenciones estatales.	28
2.23.-	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.	29
2.24.-	Reconocimiento de ingresos.	29
2.25.-	Arrendamientos.	30
2.26.-	Contratos de construcción.	30
2.27.-	Distribución de dividendos.	30
3.-	POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.	31
3.1.-	Antecedentes: Descripción del mercado donde opera la Compañía.	31
3.2.-	Riesgo financiero.	35
3.3.-	Control interno.	40
4.-	ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRITICOS DE LA ADMINISTRACIÓN.	40
4.1.-	Estimación del deterioro de la plusvalía comprada.	40
4.2.-	Beneficios por Indemnizaciones por cese pactadas (PIAS) y premios por antigüedad.	40
4.3.-	Tasaciones de propiedad, plantas y equipos.	41
5.-	EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFFECTIVO.	41
6.-	OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.	42
6.1.-	Activos y pasivos de cobertura.	42
7.-	DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.	42
8.-	CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS.	45
8.1.-	Saldos y transacciones con entidades relacionadas.	46
8.2.-	Directorio y Gerencia de la Sociedad.	49
9.-	INVENTARIOS.	50
10.-	ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.	51
11.-	OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.	51
12.-	INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL METODO DE LA PARTICIPACION.	52
12.1.-	Inversiones en subsidiarias.	52
13.-	ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTO DE LA PLUSVALIA.	54
13.1	Composición y movimientos de los activos intangibles.	54

13.2	Activos intangibles con vida útil indefinida.....	56
14.-	PLUSVALIA.....	57
14.1.-	Prueba de deterioro de la plusvalía comprada y otros activos intangibles de vida útil indefinida.....	57
15.-	PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.....	58
15.1.-	Vidas útiles.....	58
15.2.-	Detalle de los rubros.....	59
15.3.-	Reconciliación de cambios en propiedades, plantas y equipo.....	61
15.4.-	Política de inversiones en propiedades, plantas y equipo.....	63
15.5.-	Información adicional sobre propiedades, plantas y equipo.....	63
15.6.-	Información a considerar sobre los activos revaluados.....	63
16.-	IMPUESTOS DIFERIDOS.....	65
16.1.-	Activos por impuestos diferidos.....	65
16.2.-	Pasivos por impuestos diferidos.....	65
16.3.-	Movimientos de impuesto diferido del estado de situación financiera.....	66
16.4.-	Compensación de partidas.....	66
17.-	PASIVOS FINANCIEROS.....	67
17.1.-	Clases de otros pasivos financieros.....	67
17.2.-	Préstamos bancarios - desglose de monedas y vencimientos.....	68
17.3.-	Obligaciones con el público (bonos).....	69
18.-	CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.....	70
18.1.-	Pasivos acumulados (o devengados).....	70
19.-	OTRAS PROVISIONES.....	70
19.1.-	Provisiones – Saldos.....	70
19.2.-	Movimiento de las provisiones.....	71
20.-	PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.....	72
20.1.-	Detalle del rubro.....	72
20.2.-	Detalle de los beneficios a los empleados y similares.....	72
20.3.-	Balance de los beneficios a los empleados y similares.....	72
20.4.-	Gastos reconocidos en el estado de resultados.....	73
20.5.-	Hipótesis actuariales.....	73
21.-	OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.....	73

21.1.-	Ingresos diferidos.	73
21.2.-	Contratos de construcción.	74
22.-	PATRIMONIO NETO.	75
22.1.-	Capital suscrito y pagado.....	75
22.2.-	Número de acciones suscritas y pagadas.....	75
22.3.-	Política de dividendos.....	75
22.4.-	Dividendos.....	75
22.5.-	Otras reservas.....	76
22.6.-	Participaciones no controladoras.....	76
22.7.-	Transacciones con participaciones no controladoras.	76
22.8.-	Reconciliación del movimiento en reservas de los otros resultados integrales.....	76
23.-	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.	77
23.1.-	Ingresos ordinarios.....	77
23.2.-	Otros ingresos, por función.....	77
24.-	COMPOSICIÓN DE RESULTADOS RELEVANTES.....	78
24.1.-	Gastos por naturaleza.	78
24.2.-	Gastos de personal.....	78
24.3.-	Depreciación y amortización.....	78
24.4.-	Otras Ganancias (Pérdidas).	79
25.-	RESULTADO FINANCIERO.	79
26.-	GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.	79
26.1.-	Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.....	79
26.2.-	Localización del efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	80
26.3.-	Conciliación entre el resultado por imptos. a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.	80
26.4.-	Efecto en otros resultados integrales por impuestos a las ganancias.	81
27.-	GANANCIAS POR ACCION.....	81
28.-	INFORMACION POR SEGMENTO.	81
28.1.-	Criterios de segmentación.....	81
28.2.-	Cuadros patrimoniales.	83
28.3.-	Cuadros de resultados.....	85
29.-	EFFECTOS DE LAS VARIACIONES EN LAS TASAS DE CAMBIO DE LA MONEDA EXTRANJERA.	86
29.1.-	Resumen sobre efectos de las variaciones en las tasas de cambio de la moneda extranjera.....	86

29.2.- Efectos de las variaciones en las tasas de cambio de la moneda extranjera, pasivos corrientes.	86
29.3.- Efectos de las variaciones en las tasas de cambio de la moneda extranjera, pasivos no corrientes.	87
30.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.	88
30.1.- Juicios y otras acciones legales.....	88
30.2.- Juicios ante tribunales arbitrales:.....	89
30.3.- Restricciones.....	89
31.- GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.	90
31.1.- Garantías comprometidas con terceros.....	90
32.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL	91
33.- MEDIO AMBIENTE	91
34.- HECHOS POSTERIORES.	92

COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA ELÉCTRICA S.A Y SUBSIDIARIA
ESTADOS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO
Al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ACTIVOS	Nota	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo.	5	1.919.251	3.748.826
Otros activos no financieros.	11	419.960	357.437
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	7	55.692.803	35.831.524
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	8	988.462	633.973
Inventarios.	9	445.790	1.174.534
Activos por impuestos.	10	5.118.389	3.449.166
Total activos corrientes		64.584.655	45.195.460
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos no financieros.	11	8.280	8.280
Derechos por cobrar.	7	2.099.633	1.400.994
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	8	29.887	26.406
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	13	1.929.647	1.930.740
Plusvalía.	14	99.060.734	99.060.734
Propiedades, planta y equipo.	15	95.572.139	96.723.510
Activos por impuestos diferidos.	16	9.717.696	9.341.270
Total activos no corrientes		208.418.016	208.491.934
TOTAL ACTIVOS		273.002.671	253.687.394

COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA ELÉCTRICA S.A Y SUBSIDIARIA
ESTADOS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO
Al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Nota	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Pasivos financieros.	17	4.450.284	3.801.860
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	18	27.761.605	18.793.782
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	8	15.808.002	7.631.627
Otras provisiones a corto plazo.	19	2.718.586	1.132.672
Pasivos por Impuestos	10	45.467	0
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados.	20	199.482	10.677
Otros pasivos no financieros.	21	810.807	235.444
Total pasivos corrientes		51.794.233	31.606.062
PASIVOS NO CORRIENTES			
Pasivos financieros.	17	59.509.156	59.096.475
Otras provisiones a largo plazo.	19	631.586	544.120
Pasivo por impuestos diferidos.	16	262.756	258.146
Provisiones por beneficios a los empleados.	20	5.904.708	6.154.192
Total pasivos no corrientes		66.308.206	66.052.933
TOTAL PASIVOS		118.102.439	97.658.995
PATRIMONIO NETO			
Capital emitido.	22	121.599.631	121.599.631
Ganancias (pérdidas) acumuladas.		20.075.914	20.776.787
Otras reservas.	22	13.220.043	13.647.965
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.		154.895.588	156.024.383
Participaciones no controladoras.		4.644	4.016
Total patrimonio		154.900.232	156.028.399
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		273.002.671	253.687.394

COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA ELÉCTRICA S.A Y SUBSIDIARIA
ESTADOS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS DE RESULTADOS POR FUNCION
Por los períodos de tres meses terminados al 31 de marzo de 2010 y 2009.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	del al	01-01-2010 31-03-2010	01-01-2009 31-03-2009
	Nota	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	23	37.683.842	43.785.981
Costo de ventas	24	(32.307.897)	(39.754.463)
Ganancia bruta		5.375.945	4.031.518
Otros ingresos, por función.	23	164.396	1.280.557
Gasto de administración.	24	(4.084.619)	(2.770.371)
Otros gastos, por función.	24	(32.342)	(115.986)
Otras ganancias (pérdidas).	24	(1.579.526)	(131.436)
Ingresos financieros.	25	4.388	873.749
Costos financieros.	25	(828.811)	(1.511.900)
Resultados por unidades de reajuste.	25	(173.344)	1.593.262
Ganancia (pérdida) antes de impuesto		(1.153.913)	3.249.393
Gasto por impuestos a las ganancias.	26	286.999	(731.907)
Ganancia (pérdida)		(866.914)	2.517.486
Ganancia (pérdida) atribuible a			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.		(867.036)	2.517.524
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras		122	(38)
Ganancia (pérdida)		(866.914)	2.517.486
Ganancias por acción			
Ganancia por acción básica y diluida			
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas.	27	(5,47)	15,88
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones discontinuadas.		0	0
Ganancia (pérdida) por acción básica.		(5,47)	15,88

COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA ELÉCTRICA S.A Y SUBSIDIARIA
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE RESULTADOS INTEGRAL
Por los períodos de tres meses terminados al 31 de marzo de 2010 y 2009.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL	del al Nota	01-01-2010 31-03-2010 M\$	01-01-2009 31-03-2009 M\$
Ganancia (pérdida)		(866.914)	2.517.486
Coberturas del flujo de efectivo			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos.		(315.372)	0
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos.		0	0
Ajustes por importes transferidos al importe inicial en libros de las partidas cubiertas.		0	0
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo		(315.372)	0
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		(315.372)	0
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral			
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral.		53.613	0
Suma de impuestos a las ganancias relacionados con componentes de otro resultado integral		53.613	0
Otro resultado integral		(261.759)	0
Total resultado integral		(1.128.673)	2.517.486
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora.		(1.128.795)	2.517.524
Resultado integral atribuible a participaciones no controladas.		122	(38)
Total resultado integral		(1.128.673)	2.517.486

COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA ELÉCTRICA S.A Y SUBSIDIARIA
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
Por los períodos de tres meses terminados al 31 de marzo de 2010 y 2009.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido	Reservas							Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total
		Superavit de revaluación	Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas	Total reservas				
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial periodo actual 01/01/2010	121.599.631	23.957.673	0	(398.336)	0	0	(9.911.370)	13.647.967	20.776.785	156.024.383	4.016	156.028.399
Ajustes de períodos anteriores												
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables.								0		0		0
Incremento (disminución) por correcciones de errores.								0		0		0
Total ajustes de períodos anteriores	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Saldo inicial reexpresado	121.599.631	23.957.673	0	(398.336)	0	0	(9.911.370)	13.647.967	20.776.785	156.024.383	4.016	156.028.399
Cambios en patrimonio												
Resultadi integral.												
Ganancia (pérdida).									(867.036)	(867.036)	122	(866.914)
Otro resultado integral.								(261.759)		(261.759)		(261.759)
Resultado integral.				(261.759)						(1.128.795)	122	(1.128.673)
Emisión de patrimonio.										0		0
Dividendos.										0		0
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios.								0		0		0
Disminución (incremento) por otras distribuciones a los propietarios.								0		0		0
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios.		(166.165)						(166.165)	166.165	0	506	506
Incremento (disminución) por transacciones de acciones en cartera.										0		0
Incremento (disminución) por cambios en la participación de subsidiarias que no impliquen pérdida de control.										0		0
Total de cambios en patrimonio	0	(166.165)	0	(261.759)	0	0	0	(427.924)	(700.871)	(1.128.795)	628	(1.128.167)
Saldo final periodo actual 31/03/2010	121.599.631	23.791.508	0	(660.095)	0	0	(9.911.370)	13.220.043	20.075.914	154.895.588	4.644	154.900.232

COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA ELÉCTRICA S.A Y SUBSIDIARIA
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
Por los períodos de tres meses terminados al 31 de marzo de 2010 y 2009.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido	Reservas							Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total
		Superavit de revaluación	Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas	Total reservas				
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial período actual 01/01/2009	121.599.631	31.262.908		0			(9.912.158)	21.350.750	11.743.701	154.694.082	4.428	154.698.510
Ajustes de períodos anteriores												
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables.								0		0		0
Incremento (disminución) por correcciones de errores.								0		0		0
Total ajustes de períodos anteriores	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Saldo inicial reexpresado	121.599.631	31.262.908	0	0	0	0	(9.912.158)	21.350.750	11.743.701	154.694.082	4.428	154.698.510
Cambios en patrimonio												
Resultado integral.												
Ganancia (pérdida).									2.517.524	2.517.524	(38)	2.517.486
Otro resultado integral.								0		0		0
Resultado integral.										2.517.524	(38)	2.517.486
Emisión de patrimonio.										0		0
Dividendos.								(896.093)	(896.093)			(896.093)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios.								0		0		0
Disminución (incremento) por otras distribuciones a los propietarios.								0		0		0
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios.		(751.061)						(751.061)	751.061	0		0
Incremento (disminución) por transacciones de acciones en cartera.										0		0
Incremento (disminución) por cambios en la participación de subsidiarias que no										0		0
Total de cambios en patrimonio	0	(751.061)	0	0	0	0	0	(751.061)	2.372.492	1.621.431	(38)	1.621.393
Saldo final período actual 31/03/2009	121.599.631	30.511.848	0	0	0	0	(9.912.158)	20.599.690	14.116.193	156.315.513	4.390	156.319.903

COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA ELECTRICA S.A Y SUBSIDIARIA
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO
Por los períodos de tres meses terminados al 31 de marzo de 2010 y 2009.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO	del	01-01-2010	01-01-2009
	al	31-03-2010	31-03-2009
	Nota	M\$	M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios.		31.345.951	46.572.170
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.		(36.219.534)	(41.974.130)
Pagos a y por cuenta de los empleados.		(2.247.968)	(2.174.303)
Otros cobros y pagos de operación			
Dividendos recibidos.		0	625
Intereses pagados.		0	(120.533)
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).		(698.614)	(306.039)
Otras entradas (salidas) de efectivo.		(541.944)	(907.200)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		(8.362.109)	1.090.590
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Actividades de inversión			
Préstamos a entidades relacionadas		0	(55.000)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.		0	13.537
Compras de propiedades, planta y equipo		(30.121)	(1.092.518)
Otras entradas (salidas) de efectivo.		0	(159.843)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(30.121)	(1.293.824)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Actividades de financiación			
Préstamos de entidades relacionadas.		6.712.000	35.298.746
Pagos de préstamos a entidades relacionadas.		0	(36.181.995)
Intereses pagados.		(149.345)	0
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		6.562.655	(883.249)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios		(1.829.575)	(1.086.483)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo			
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.			
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(1.829.575)	(1.086.483)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período.		3.748.826	2.952.788
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período.		1.919.251	1.866.305

COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA ELECTRICA S.A Y SUBSIDIARIA
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS
CORRESPONDIENTES AL PERIODO DE TRES MESES TERMINADO AL 31 DE MARZO DE 2010.

1.- INFORMACION GENERAL.

Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. (en adelante la “Sociedad”), es una empresa subsidiaria de Compañía General de Electricidad S.A. (en adelante el “Grupo CGE”). Los controladores últimos de la Sociedad y del Grupo CGE lo constituyen los Grupos Familia Marín, Grupo Almería y Familia Pérez Cruz

Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. es una sociedad anónima cerrada y tiene su domicilio social en 13 Norte N° 810 en la ciudad de Viña del Mar en la República de Chile. La Sociedad se encuentra inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile bajo el N° 0471 e inscrita en la Bolsa de Comercio de Santiago, la Bolsa de Comercio de Valparaíso y la Bolsa Electrónica de Chile por sus títulos de deuda.

Los estados financieros de la Sociedad correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2008, fueron aprobados por su Directorio en sesión celebrada el día 25 de febrero de 2009 y, posteriormente presentados a la Junta Ordinaria de Accionistas con fecha 13 de abril de 2009, quien aprobó los mismos. Estos estados financieros fueron confeccionados de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Chile, emitidos por el Colegio de Contadores de Chile A.G. y normas impartidas por la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, los cuales no coinciden con los saldos del ejercicio 2008 que han sido incluidos en los presentes estados financieros, debido a que éstos han sido reexpresados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante NIIF) y Normas de Información Financiera de Chile (NIFCH). En Nota N° 33 se detalla la reconciliación del patrimonio neto, resultados del ejercicio y flujos de efectivo.

La emisión de estos estados financieros consolidados interinos correspondientes al periodo terminados al 31 de marzo de 2010 fue aprobada por el Directorio en Sesión Extraordinaria N° 770 del 24 de mayo de 2010, quien con dicha fecha autorizó además su publicación.

2.- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.

Las principales políticas contables aplicadas en la preparación de los estados financieros consolidados interinos se detallan a continuación. Estas políticas han sido aplicadas uniformemente en todos los períodos presentados, a menos que se indique lo contrario.

2.1.- Bases de preparación de los estados financieros interinos

Los presentes estados financieros consolidados intermedios de CONAFE y subsidiaria han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (“IASB”) y Normas de Información Financiera de Chile (NIFCH) emitidas por el Colegio de Contadores de Chile A.G.

Los estados financieros consolidados intermedios han sido preparados de acuerdo con el principio de costo histórico, modificado por la revaluación de propiedades, planta y equipos, propiedades de inversión, activos financieros disponibles para la venta y ciertos activos y pasivos financieros (incluyendo instrumentos financieros derivados).

En la preparación de los estados financieros consolidados intermedios se han utilizado las políticas emanadas desde Compañía General de Electricidad S.A. para todas las subsidiarias incluidas en la consolidación.

En la preparación de los estados financieros consolidados intermedios se han utilizado determinadas estimaciones contables críticas para cuantificar algunos activos, pasivos, ingresos y gastos. Las áreas que involucran un mayor grado de juicio o complejidad o áreas en las que los supuestos y estimaciones son significativos para los estados financieros consolidados se describen en la Nota N° 4.

Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2009 y período terminado al 31 de marzo de 2009 se han efectuado reclasificaciones menores para facilitar su comparación con el período terminado al 31 de marzo de 2010, de acuerdo al nuevo modelo entregado por la Superintendencia de Valores y Seguros para el año 2010. Estas reclasificaciones no modifican el resultado ni el patrimonio del ejercicio anterior.

2.2.- Nuevas normas e interpretaciones emitidas y no vigentes.

Las siguientes NIIF e Interpretaciones del CINIIF han sido emitidas, las cuales no son de aplicación obligatoria a la fecha de emisión de los presentes estados financieros:

Normas y enmiendas	Contenido	Fecha de aplicación obligatoria (*)
Enmienda a la NIC 24	Partes relacionadas. Revelaciones.	01 de enero de 2011
NIIF 9	Instrumentos financieros. Guía para la clasificación y medición de instrumentos financieros.	01 de enero de 2013
Enmienda a la NIC 32	Clasificación de emisiones de derechos de acciones	01 de febrero de 2010
Interpretaciones CINIIF 19	Extinción de pasivos financieros utilizando instrumentos de patrimonio	01 de julio de 2010
Enmienda a la CINIIF 14	Pagos anticipados de la obligación de mantener un nivel mínimo de financiación.	01 de enero de 2011

(*) Ejercicios iniciados a contar de la fecha indicada.

La Administración de la Sociedad estima que la adopción de las Normas, Enmiendas e Interpretaciones, antes descritas, no tendrán un impacto significativo en los estados financieros del Grupo CGE.

2.3.- Bases de consolidación.

2.3.1.- Subsidiarias o filiales.

Subsidiarias o filiales son todas las entidades (incluidas las entidades de cometido especial) sobre Sociedad tiene poder para dirigir las políticas financieras y de explotación, el que generalmente viene acompañado de una participación superior a la mitad de los

derechos de voto. A la hora de evaluar si la Sociedad controla otra entidad, se considera la existencia y el efecto de los derechos potenciales de voto que sean actualmente ejercibles o convertibles. Las subsidiarias se consolidan a partir de la fecha en que se transfiere el control y se excluyen de la consolidación en la fecha en que cesa el mismo.

Para contabilizar la adquisición de subsidiarias se utiliza el método de adquisición. El costo de adquisición es el valor razonable de los activos entregados, de los instrumentos de patrimonio emitidos y de los pasivos incurridos o asumidos en la fecha de intercambio. Los activos identificables adquiridos y los pasivos y contingencias identificables asumidos en una combinación de negocios se valoran inicialmente por su valor razonable a la fecha de adquisición, con independencia del alcance de los intereses minoritarios. El exceso del costo de adquisición sobre el valor razonable de la participación de la Sociedad en los activos netos identificables adquiridos, se reconoce como menor valor o plusvalía comprada (goodwill). Si el costo de adquisición es menor que el valor razonable de los activos netos de la subsidiaria adquirida, la diferencia se reconoce directamente en el estado de resultados.

Se eliminan las transacciones intercompañías, los saldos y las ganancias no realizadas por transacciones entre entidades relacionadas. Las pérdidas no realizadas también se eliminan, a menos que la transacción proporcione evidencia de una pérdida por deterioro del activo transferido. Cuando es necesario, para asegurar su uniformidad con las políticas adoptadas por la Sociedad, se modifican las políticas contables de las subsidiarias.

2.3.2.- Transacciones y participaciones no controladoras.

El Sociedad aplica la política de tratar las transacciones con las participaciones no controladoras como si fueran transacciones con accionistas de la Sociedad. En el caso de adquisiciones de participaciones no controladoras, la diferencia entre cualquier retribución pagada y la correspondiente participación en el valor en libros de los activos netos adquiridos de la subsidiaria se reconoce en el patrimonio. Las ganancias y pérdidas por bajas a favor de la participación no controladora, mientras se mantenga el control, también se reconocen en el patrimonio.

2.4.- Entidades subsidiarias.

2.4.1.- Entidades de consolidación directa.

El siguiente es el detalle de las empresas subsidiarias incluidas en la consolidación.

Rut	Nombre de la Sociedad	País	Moneda Funcional				
				2010			2009
				Directo	Indirecto	Total	Total
76348900-0	Energía del Limarí S.A.	Chile	Peso chileno	99,9000%	0,0000%	99,9000%	99,9000%

2.5.- Transacciones en moneda extranjera.

2.5.1.- Moneda funcional y de presentación.

Las partidas incluidas en los estados financieros de cada una de las entidades de la Sociedad se valoran utilizando la moneda del entorno económico principal en que la entidad opera ("moneda funcional"). La moneda funcional y de presentación de Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A., es el Peso chileno, que constituye además la moneda de presentación de los estados financieros consolidados del Grupo CGE.

2.5.2.- Transacciones y saldos.

Las transacciones en moneda extranjera se convierten a la moneda funcional utilizando los tipos de cambio vigentes en las fechas de las transacciones. Las pérdidas y ganancias en moneda extranjera que resultan de la liquidación de estas transacciones y de la conversión a los tipos de cambio de cierre de los activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera, se reconocen en el estado de resultados, excepto que corresponda su diferimiento en el patrimonio neto, a través de otros resultados integrales, como es el caso de las derivadas de estrategias de coberturas de flujos de efectivo y coberturas de inversiones netas.

Los cambios en el valor razonable de inversiones financieras en títulos de deuda denominados en moneda extranjera clasificados como disponibles para la venta son separados entre diferencias de cambio resultantes de modificaciones en el costo amortizado del título y otros cambios en el importe en libros del mismo. Las diferencias de cambio se reconocen en el resultado del ejercicio y los otros cambios en el importe en libros se reconocen en el patrimonio neto, y son estos últimos reflejados de acuerdo con NIC 1 a través del estado de otros resultados integrales.

Las diferencias de cambio sobre inversiones financieras en instrumentos de patrimonio mantenidos a valor razonable con cambios en resultados, se presentan como parte de la ganancia o pérdida en el valor razonable. Las diferencias de cambio sobre dichos instrumentos clasificados como activos financieros disponibles para la venta, se incluyen en el patrimonio neto en la reserva correspondiente, y son reflejados de acuerdo con NIC 1 a través del estado de otros resultados integrales, reciclando a resultados la porción devengada, cuando la partida cubierta impacta resultados.

2.5.3.- Tipos de cambio.

Los activos y pasivos en moneda extranjera y aquellos pactados en unidades de fomento, se presentan a los siguientes tipos de cambios y valores de cierre respectivamente:

Fecha	\$ CL / US\$	\$ CL / UF	\$ CL / \$ AR
31-03-2009	583,26	20.959,77	156,85
31-12-2009	507,10	20.942,88	133,48
31-03-2010	524,46	20.998,52	135,29

2.6.- Información financiera por segmentos operativos.

La información por segmentos se presenta de manera consistente con los informes internos proporcionados a los responsables de tomar las decisiones operativas relevantes. Dichos ejecutivos son los responsables de asignar los recursos y evaluar el rendimiento de los segmentos operativos, han sido identificados como el Comité de Gerentes, quienes toman decisiones estratégicas. Esta información se detalla en Nota N°28.

2.7.- Propiedades, plantas y equipos.

Los terrenos y edificios de la sociedad, se reconocen inicialmente a su costo. La medición posterior de los mismos se realiza de acuerdo a NIC 16 mediante el método de retasación periódica a valor razonable.

Los equipos, instalaciones y redes destinados al negocio eléctrico, se reconocen inicialmente a su costo de adquisición y posteriormente son revalorizados mediante el método de retasación periódica a valor razonable.

Las tasaciones se llevan a cabo, a base del valor de mercado o valor de reposición técnicamente depreciado, según corresponda. La plusvalía por revalorización neta de los correspondientes impuestos diferidos se abona a la reserva por revaluación en el patrimonio neto registrada a través del estado de otros resultados integrales.

El resto de los activos fijos, tanto en su reconocimiento inicial como en su medición posterior, son valorados a su costo histórico menos la correspondiente depreciación y deterioro acumulado de existir.

Los costos posteriores (reemplazo de componentes, mejoras, ampliaciones, crecimientos, etc.) se incluyen en el valor del activo inicial o se reconocen como un activo separado, sólo cuando es probable que los beneficios económicos futuros asociados con los elementos del activo fijo vayan a fluir a la Sociedad y el costo del elemento pueda determinarse de forma fiable. El valor del componente sustituido se da de baja contablemente. El resto de las reparaciones y mantenciones se cargan en el resultado del ejercicio o período en el que se incurren.

Las construcciones u obras en curso, incluyen los siguientes conceptos devengados únicamente durante el período de construcción:

- Gastos financieros relativos a la financiación externa que sean directamente atribuibles a las construcciones, tanto si es de carácter específica como genérica. En relación con la financiación genérica, los gastos financieros activados se obtienen aplicando el costo promedio ponderado de financiación de largo plazo a la inversión promedio acumulada susceptible de activación no financiada específicamente.
- Gastos de personal relacionado en forma directa y otros de naturaleza operativa, atribuibles a la construcción.

Los aumentos en el valor en libros como resultado de la revaluación de los activos valorados mediante el método de retasación periódica se acreditan a los otros resultados integrales y a reservas en el patrimonio, en la cuenta reservas por revaluación. Las disminuciones que revierten aumentos previos al mismo activo se cargan a través de otros resultados integrales a la cuenta reserva por revaluación en el patrimonio; todas las demás disminuciones se cargan al estado de

resultados. Cada año la diferencia entre la depreciación sobre la base del valor en libros revaluado del activo cargada al estado de resultados y de la depreciación sobre la base de su costo original se transfiere de la cuenta reserva por revaluación a los resultados acumulados, neta de sus impuestos diferidos.

La depreciación de los activos fijos se calcula usando el método lineal para asignar sus costos o importes revalorizados a sus valores residuales sobre sus vidas útiles técnicas estimadas con excepción de las unidades de generación, las cuales se deprecian en base a horas de uso.

El valor residual y la vida útil de los activos se revisan, y ajustan si es necesario, en cada cierre de estado de situación financiera, de tal forma de tener una vida útil restante acorde con el valor de los activos.

Cuando el valor de un activo es superior a su importe recuperable estimado, su valor se reduce de forma inmediata hasta su importe recuperable, mediante la aplicación de pruebas de deterioro.

Las pérdidas y ganancias por la venta de activo fijo, se calculan comparando los ingresos obtenidos con el valor en libros y se incluyen en el estado de resultados. Al vender activos revalorizados, los valores incluidos en reservas de revaluación se traspasan a resultados acumulados.

2.8.- Activos intangibles.

2.8.1.- Menor valor o plusvalía comprada (Goodwill).

El menor valor representa el exceso del costo de adquisición sobre el valor razonable de la participación de la Sociedad en los activos netos identificables de la ex subsidiaria Empresa Eléctrica Emec S.A. fusionada el 27 de enero de 2004 y por la adquisición de la actual subsidiaria Energía del Limarí S.A. El menor valor se somete a pruebas de deterioro anualmente y se valora por su costo menos pérdidas acumuladas por deterioro.

La plusvalía comprada se asigna a unidades generadoras de efectivo para efectos de realizar las pruebas de deterioro. La distribución se efectúa entre aquellas unidades generadoras de efectivo o grupos de unidades generadoras de efectivo que se espera se beneficiarán de la combinación de negocios de la que surgió la plusvalía.

El mayor valor (Goodwill negativo) proveniente de la adquisición de una inversión o combinación de negocios, se abona directamente al Estado de Resultados.

2.8.2.- Servidumbres.

Los derechos de servidumbre se presentan a costo histórico. La explotación de dichos derechos en general no tienen una vida útil definida, por lo cual no estarán afectos a amortización. Sin embargo, la vida útil indefinida es objeto de revisión en cada ejercicio para el que se presente información, para determinar si la consideración de vida útil indefinida sigue siendo aplicable. Estos activos se someten a pruebas por deterioro de valor anualmente.

2.8.3.- Concesiones de servicios públicos.

Las concesiones de distribución de electricidad y gas en la República de Argentina, se valoran de acuerdo a IFRIC 12 y se amortizan en el plazo estipulado en los respectivos contratos de concesión en los cuales se revierten al Estado Argentino los activos concesionados. Estos activos se someten a pruebas por deterioro de valor, toda vez que existan indicios de potencial deterioro.

2.8.4.- Programas informáticos.

Las licencias para programas informáticos adquiridas, se capitalizan sobre la base de los costos en que se ha incurrido para adquirirlas y prepararlas para usar el programa específico. Estos costos se amortizan durante sus vidas útiles estimadas.

Los gastos relacionados con el desarrollo o mantenimiento de programas informáticos se reconocen como gasto cuando se incurre en ellos. Los costos directamente relacionados con la producción de programas informáticos únicos e identificables controlados por la Sociedad, y que es probable que vayan a generar beneficios económicos superiores a los costos durante más de un año, se reconocen como activos intangibles. Los costos directos incluyen los gastos del personal que desarrolla los programas informáticos.

Los costos de producción de programas informáticos reconocidos como activos, se amortizan durante sus vidas útiles estimadas.

2.8.4.- Gastos de investigación y desarrollo.

Los gastos de investigación se reconocen como un gasto cuando se incurre en ellos. Los costos incurridos en proyectos de desarrollo se reconocen como activo intangible cuando se cumplen los siguientes requisitos:

- Técnicamente, es posible completar la producción del activo intangible de forma que pueda estar disponible para su utilización o su venta;
- La administración tiene intención de completar el activo intangible en cuestión, para usarlo o venderlo;
- Existe la capacidad para utilizar o vender el activo intangible;
- Es posible demostrar la forma en que el activo intangible vaya a generar probables beneficios económicos en el futuro;
- Existe disponibilidad de los adecuados recursos técnicos, financieros o de otro tipo, para completar el desarrollo y para utilizar o vender el activo intangible; y
- Es posible valorar, de forma fiable, el desembolso atribuible al activo intangible durante su desarrollo.

Otros gastos de desarrollo se reconocen como gasto cuando se incurre en ellos. Los costos de desarrollo previamente reconocidos como un gasto no se reconocen como un activo en un ejercicio posterior. Los costos de desarrollo con una vida útil finita que se capitalizan se amortizan desde su utilización de manera lineal durante el período en que se espera que generen beneficios.

2.9.- Costos por intereses.

Los costos por intereses incurridos para la construcción de cualquier activo calificado se capitalizan durante el período de tiempo que es necesario para completar y preparar el activo para el uso que se pretende. Otros costos por intereses se registran en resultados (gastos).

2.10.- Pérdidas por deterioro del valor de los activos no financieros.

Los activos que tienen una vida útil indefinida no están sujetos a amortización y se someten anualmente a pruebas de pérdidas por deterioro del valor. Los activos sujetos a depreciación o amortización se someten a pruebas de pérdidas por deterioro siempre que algún suceso o cambio en las circunstancias indique que el importe en libros puede no ser recuperable. Se reconoce una pérdida por deterioro por el exceso del importe en libros del activo sobre su importe recuperable.

El importe recuperable es el valor razonable de un activo menos los costos para la venta o el valor de uso, el mayor de los dos. A efectos de evaluar las pérdidas por deterioro del valor, los activos se agrupan al nivel más bajo para el que hay flujos de efectivo identificables por separado (unidades generadoras de efectivo). Los activos no financieros, distintos del menor valor (Goodwill), que hubieran sufrido una pérdida por deterioro se someten a revisiones a cada fecha de balance por si se hubieran producido reversiones de la pérdida.

2.11.- Activos financieros.

La Sociedad clasifica sus activos financieros en las siguientes categorías: a valor razonable con cambios en resultados, préstamos y cuentas por cobrar, y disponibles para la venta. La clasificación depende del propósito con el que se adquirieron los activos financieros. La Administración determina la clasificación de sus activos financieros en el momento de reconocimiento inicial.

2.11.1.- Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados.

Los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados son activos financieros mantenidos para negociar. Un activo financiero se clasifica en esta categoría si se adquiere principalmente con el propósito de venderse en el corto plazo. Los derivados también se clasifican como adquiridos para su negociación a menos que sean designados como coberturas. Los activos de esta categoría se clasifican como activos corrientes.

2.11.2.- Préstamos y cuentas por cobrar.

Los préstamos y cuentas por cobrar son activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables, que no cotizan en un mercado activo. Se incluyen en activos corrientes, excepto para vencimientos superiores a 12 meses desde la fecha de los estados de situación financiera, que se clasifican como activos no corrientes. Los préstamos y cuentas por cobrar incluyen los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

2.11.3.- Reconocimiento y medición de activos financieros.

Las adquisiciones y enajenaciones de activos financieros se reconocen en la fecha de negociación, es decir, la fecha en la Sociedad se compromete a adquirir o vender el

activo. Los activos financieros se reconocen inicialmente por el valor razonable más los costos de la transacción para todos los activos financieros no llevados a valor razonable con cambios en resultados. Los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se reconocen inicialmente por su valor razonable, y los costos de la transacción se llevan a resultados.

Los activos financieros se dan de baja contablemente cuando los derechos a recibir flujos de efectivo de las inversiones han vencido o se han transferido y la Sociedad ha traspasado sustancialmente todos los riesgos y ventajas derivados de su titularidad.

Los activos financieros disponibles para la venta y los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se contabilizan posteriormente por su valor razonable (con contrapartida en otros resultados integrales y resultados, respectivamente). Los préstamos y cuentas por cobrar se registran por su costo amortizado de acuerdo con el método de la tasa de interés efectiva.

Las ganancias y pérdidas que surgen de cambios en el valor justo de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se incluyen en el estado de resultados integrales, en el ejercicio en el que se producen los referidos cambios en el valor justo. Los ingresos por dividendos de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados, se reconocen en el estado de resultados en el rubro otros ingresos cuando se ha establecido el derecho de la Sociedad a percibir los pagos por los dividendos.

Los cambios en el valor razonable de inversiones financieras en títulos de deuda denominados en moneda extranjera clasificados como disponibles para la venta son separados entre diferencias de cambio resultantes de modificaciones en el costo amortizado del título y otros cambios en el importe en libros del mismo.

Las diferencias de cambio se reconocen en el resultado del ejercicio y los otros cambios en el importe en libros se reconocen en el patrimonio neto, y son estos últimos reflejados de acuerdo con NIC 1, a través del estado de otros resultados integrales. Las diferencias de cambio sobre inversiones financieras en instrumentos de patrimonio mantenidos a valor razonable con cambios en resultados, se presentan como parte de la ganancia o pérdida en el valor razonable. Las diferencias de cambio sobre dichos instrumentos clasificados como activos financieros disponibles para la venta, se incluyen en el patrimonio neto en la reserva correspondiente, y son reflejados de acuerdo con NIC 1 a través del estado de otros resultados integrales.

Cuando un título valor clasificado como disponible para la venta se vende o su valor se deteriora, los ajustes acumulados por fluctuaciones en su valor razonable reconocidos en el patrimonio se incluyen en el estado de resultados en el rubro Otros gastos de la operación.

Los intereses que surgen de los valores disponibles para la venta calculados usando el método de interés efectivo se reconocen en el estado de resultados en el rubro otros ingresos. Los dividendos generados por instrumentos disponibles para la venta se reconocen en el estado de resultados en el rubro otros ingresos cuando se ha establecido el derecho del Grupo a percibir el pago de los dividendos.

Los valores razonables de las inversiones que cotizan se basan en precios de compra corrientes. Si el mercado para un activo financiero no es activo (y para los títulos que no cotizan), la Sociedad establece el valor razonable empleando técnicas de valoración que

incluyen el uso de valores observados en transacciones libres recientes entre partes interesadas y debidamente informadas, la referencia a otros instrumentos sustancialmente similares, el análisis de flujos de efectivo descontados, y modelos de fijación de precios de opciones haciendo un uso máximo de información del mercado y confiando lo menos posible en información interna específica de la entidad. En caso de que ninguna técnica mencionada pueda ser utilizada para fijar el valor razonable, se registran las inversiones a su costo de adquisición neto de la pérdida por deterioro, si fuera el caso.

La Sociedad evalúa en la fecha de cada estado de situación financiera si existe evidencia objetiva de que un activo financiero o un grupo de activos financieros puedan haber sufrido pérdidas por deterioro. En el caso de títulos de patrimonio clasificados como disponibles para la venta, para determinar si los títulos han sufrido pérdidas por deterioro se considerará si ha tenido lugar un descenso significativo o prolongado en el valor razonable de los títulos por debajo de su costo. Si existe cualquier evidencia de este tipo para los activos financieros disponibles para venta, la pérdida acumulada determinada como la diferencia entre el costo de adquisición y el valor razonable corriente, menos cualquier pérdida por deterioro del valor en ese activo financiero previamente reconocido en resultados se elimina del patrimonio neto y se reconoce en el estado de resultados. Las pérdidas por deterioro del valor reconocidas en el estado de resultados por instrumentos de patrimonio no se revierten a través del estado de resultados.

2.12.- Instrumentos financieros derivados y actividad de cobertura.

Los derivados se reconocen inicialmente al valor razonable en la fecha en que se ha efectuado el contrato de derivados y posteriormente se vuelven a valorar a su valor razonable. El método para reconocer la pérdida o ganancia resultante depende de si el derivado se ha designado como un instrumento de cobertura y, si es así, de la naturaleza de la partida que está cubriendo. La Sociedad designa determinados derivados como:

- coberturas del valor razonable de pasivos reconocidos (cobertura del valor razonable);
- coberturas de un riesgo concreto asociado a un pasivo reconocido o a una transacción prevista altamente probable (cobertura de flujos de efectivo); o
- coberturas de una inversión neta en una entidad del extranjero o cuya moneda funcional es diferente a la de la matriz (cobertura de inversión neta).

La sociedad documenta al inicio de la transacción la relación existente entre los instrumentos de cobertura y las partidas cubiertas, así como sus objetivos para la gestión del riesgo y la estrategia para manejar varias transacciones de cobertura. La Sociedad también documenta su evaluación, tanto al inicio como sobre una base continua, de si los derivados que se utilizan en las transacciones de cobertura son altamente efectivos para compensar los cambios en el valor razonable o en los flujos de efectivo de las partidas cubiertas.

Los derivados negociables se clasifican como un activo o pasivo corriente.

La contabilidad de coberturas se registra de acuerdo con lo dispuesto por NIC 39.

2.12.1.- Coberturas de valor razonable.

Los cambios en el valor razonable de los derivados que son designados y califican como coberturas de valor razonable se registran en el estado de resultados, junto con cualquier cambio en el valor razonable del activo o del pasivo cubierto atribuible al riesgo cubierto.

La ganancia o pérdida relacionadas con la porción efectiva de permutas de interés (“swaps”) que cubren préstamos a tasas de interés fijas se reconoce en el estado de ganancias y pérdidas como “gastos financieros”.

La ganancia o pérdida relacionada con la porción inefectiva se reconoce también en el estado de resultados. Los cambios en el valor razonable de los préstamos a tasa de interés fija cubiertos atribuibles al riesgo de tasa de interés se reconocen en el estado de resultados como “gastos financieros”.

Si la cobertura deja de cumplir con los criterios para ser reconocida a través del tratamiento contable de coberturas, el ajuste en el valor en libros de la partida cubierta, para la cual se utiliza el método de la tasa de interés efectiva, se amortiza en resultados en el período remanente hasta su vencimiento.

2.12.2.- Coberturas de flujos de efectivo.

La porción efectiva de los cambios en el valor razonable de los derivados que son designados y que califican como coberturas de flujos de efectivo se reconoce en el patrimonio a través del estado de otros resultados integrales. La ganancia o pérdida relativa a la porción inefectiva se reconoce inmediatamente en el estado de resultados.

Los montos acumulados en el patrimonio neto se reciclan al estado de resultados en los ejercicios en los que la partida cubierta afecta los resultados (por ejemplo, cuando la venta proyectada cubierta ocurre o el flujo cubierto se realiza). Sin embargo, cuando la transacción prevista cubierta da como resultado el reconocimiento de un activo no financiero (por ejemplo existencias o activos fijos), las ganancias o pérdidas previamente reconocidas en el patrimonio se transfieren del patrimonio y se incluyen como parte del costo inicial del activo. Los montos diferidos son finalmente reconocidos en el costo de los productos vendidos, si se trata de existencias, o en la depreciación, si se trata de activos fijos.

Cuando un instrumento de cobertura expira o se vende, o cuando deja de cumplir con los criterios para ser reconocido a través del tratamiento contable de coberturas, cualquier ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio a esa fecha permanece en el patrimonio y se reconoce cuando la transacción proyectada afecte al estado de resultados. Cuando se espere que ya no se produzca una transacción proyectada la ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio se transfiere inmediatamente al estado de resultados.

2.13.4.- Derivados a valor razonable a través de ganancias y pérdidas.

Ciertos instrumentos financieros derivados no califican para ser reconocidos a través del tratamiento contable de coberturas y se registran a su valor razonable a través de ganancias y pérdidas. Cualquier cambio en el valor razonable de estos derivados se reconoce inmediatamente en el estado de resultados.

2.13.- Inventarios.

Las existencias se valorizan a su costo o a su valor neto realizable, el menor de los dos. El costo se determina por el método precio medio ponderado (PMP).

Los costos de construcción de transformadores y el de construcción de obras eléctricas para terceros, incluyen los costos de diseño, los materiales eléctricos, la mano de obra directa propia y de terceros y otros costos directos e indirectos de existir, pero no incluye los costos por intereses.

El valor neto realizable es el precio de venta estimado o contrato de construcción de corresponder.

2.14.- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

Las cuentas comerciales a cobrar se reconocen a su valor nominal, ya que los plazos medios de vencimientos no superan los 20 días y los retrasos respecto de dicho plazo generan intereses explícitos.

Se establece una provisión para pérdidas por deterioro de cuentas comerciales a cobrar cuando existe evidencia objetiva de que la Sociedad no será capaz de cobrar todos los importes que se le adeudan de acuerdo con los términos originales de las cuentas por cobrar. Algunos indicadores de posible deterioro de las cuentas por cobrar son dificultades financieras del deudor, la probabilidad de que el deudor vaya a iniciar un proceso de quiebra o de reorganización financiera y el incumplimiento o falta de pago, como así también la experiencia sobre el comportamiento y características de la cartera colectiva.

El importe de la provisión es la diferencia entre el importe en libros del activo y el valor actual de los flujos futuros de efectivo estimados, descontados al tipo de interés efectivo. El valor de libros del activo se reduce por medio de la cuenta de provisión y el monto de la pérdida se reconoce con cargo al estado de resultados. Cuando una cuenta por cobrar se considera incobrable, se castiga contra la respectiva provisión para cuentas incobrables. La recuperación posterior de montos previamente castigados se reconoce como abono en el estado de resultados.

2.15.- Efectivo y equivalentes al efectivo.

El efectivo y equivalentes al efectivo incluyen el efectivo en caja, los depósitos a plazo en entidades de crédito, otras inversiones a corto plazo de gran liquidez con un vencimiento original de tres meses o menos y los sobregiros bancarios. En el estado de situación financiera, los sobregiros de existir se clasifican como Préstamos en el Pasivo Corriente.

2.16.- Capital social.

El capital social está representado por acciones ordinarias de una sola clase y un voto por acción.

Los costos incrementales directamente atribuibles a la emisión de nuevas acciones se presentan en el patrimonio neto como una deducción, neta de impuestos, de los ingresos obtenidos.

2.17.- Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar.

Los acreedores comerciales y otras cuentas por pagar corrientes se reconocen a su valor nominal, ya que su plazo medio de pago es reducido y no existe diferencia material con su valor razonable.

2.18.- Préstamos y otros pasivos financieros.

Los préstamos, obligaciones con el público y pasivos financieros de naturaleza similar se reconocen inicialmente a su valor razonable, neto de los costos en que se haya incurrido en la transacción. Posteriormente, se valorizan a su costo amortizado y cualquier diferencia entre los fondos obtenidos (netos de los costos necesarios para su obtención) y el valor de reembolso, se reconoce en el estado de resultados durante la vida de la deuda de acuerdo con el método de la tasa de interés efectiva.

Las obligaciones financieras se clasifican como pasivos corrientes a menos que la Sociedad tenga un derecho incondicional a diferir su liquidación durante al menos 12 meses después de la fecha de los estados de situación financiera.

2.19.- Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.

El gasto por impuesto a la renta del período comprende al impuesto a la renta corriente y al impuesto diferido. El impuesto se reconoce en el estado de resultados, excepto cuando se trata de partidas que se reconocen directamente en el patrimonio, en otros resultados integrales o provienen de una combinación de negocios.

El cargo por impuesto a la renta corriente se calcula sobre la base de las leyes tributarias vigentes a la fecha del estado de situación financiera.

Los impuestos diferidos se calculan de acuerdo con el método del pasivo, sobre las diferencias que surgen entre las bases tributarias de los activos y pasivos, y sus importes en libros en los estados financieros. Sin embargo, si los impuestos diferidos surgen del reconocimiento inicial de un pasivo o un activo en una transacción distinta de una combinación de negocios que en el momento de la transacción no afecta ni al resultado contable ni a la ganancia o pérdida fiscal, no se contabiliza. El impuesto diferido se determina usando tasas impositivas (y leyes) aprobadas o a punto de aprobarse en la fecha de los estados de situación financiera y que se espera aplicar cuando el correspondiente activo por impuesto diferido se realice o el pasivo por impuesto diferido se liquide.

Los activos por impuestos diferidos se reconocen en la medida en que es probable que vaya a disponerse de beneficios fiscales futuros con los que poder compensar dichas diferencias.

El impuesto a la renta diferido se provisiona por las diferencias temporales que surgen de las inversiones en subsidiarias y en asociadas, excepto cuando la oportunidad en que se revertirán las diferencias temporales es controlada por la Sociedad y es probable que la diferencia temporal no se revertirá en un momento previsible en el futuro.

2.20.- Beneficios a los empleados.

2.20.1.- Vacaciones del personal.

La Sociedad reconoce el gasto por vacaciones del personal mediante el método del devengo. Este beneficio corresponde a todo el personal y equivale a un importe fijo según los contratos particulares de cada trabajador. Este beneficio es registrado a su valor nominal.

2.20.2.- Indemnizaciones por años de servicio (PIAS).

La Sociedad constituye pasivos por obligaciones por indemnizaciones por cese de servicios, en base a lo estipulado en los contratos colectivos e individuales del personal de sus subsidiarias. Si este beneficio se encuentra pactado, la obligación se trata, de acuerdo con NIC 19, de la misma manera que los planes de beneficios definidos y es registrada mediante el método de la unidad de crédito proyectada. El resto de los beneficios por cese de servicios se tratan según el apartado siguiente.

Los planes de beneficios definidos establecen el monto de retribución que recibirá un empleado al momento estimado de goce del beneficio, el que usualmente, depende de uno o más factores, tales como, edad del empleado, rotación, años de servicio y compensación.

El pasivo reconocido en el estado de situación financiera es el valor presente de la obligación del beneficio definido más/menos los ajustes por ganancias o pérdidas actuariales no reconocidas y los costos por servicios pasados. El valor presente de la obligación de beneficio definido se determina descontando los flujos de salida de efectivo estimados, usando las tasas de interés de bonos corporativos de alta calidad denominados en la misma moneda en la que los beneficios serán pagados y que tienen términos que se aproximan a los términos de la obligación por PIAS hasta su vencimiento.

Las ganancias y pérdidas actuariales se tratan de acuerdo al método de la banda de fluctuación o corredor, y si corresponde se amortizan a resultados de acuerdo con lo dispuesto por NIC 19, cuando su importe acumulado excede el 10% del valor presente de la obligación, en tal caso, el excedente se lleva a resultados en el plazo estimado remanente de la relación laboral de los empleados. Los costos de servicios pasados se reconocen inmediatamente en resultados.

2.20.3.- Otros beneficios por cese de la relación laboral.

Los beneficios por cese que no califican con descrito en el punto 2.20.2.- se pagan cuando la relación laboral se interrumpe antes de la fecha normal de retiro o cuando un empleado acepta voluntariamente el cese a cambio de estos beneficios. La Sociedad reconoce los beneficios por cese cuando está demostrablemente comprometido, ya sea:

- i) A poner fin a la relación laboral de empleados de acuerdo a un plan formal detallado sin posibilidad de renuncia; o
- ii) De proporcionar beneficios por cese como resultado de una oferta hecha para incentivar el retiro voluntario. Los beneficios que vencen en más de 12 meses

después de la fecha del estado de situación financiera, de existir, se descuentan a su valor presente.

2.20.4.- Premios de antigüedad.

La Sociedad tiene pactado en algunas subsidiarias premios pagaderos a los empleados, toda vez que éstos cumplan 5, 10, 15, 20, 25, 30, 35, 40 y 45 años de servicio en la Sociedad. Este beneficio se reconoce en base a estimaciones actuariales. Las ganancias y pérdidas derivadas de los cálculos actuariales se cargan o abonan a los resultados del ejercicio en el que se producen.

2.20.5.- Participación en las utilidades.

La Sociedad reconoce un pasivo y un gasto por participación en las utilidades en base a contratos colectivos e individuales de sus trabajadores, como también de los Directores, sobre la base de una fórmula que toma en cuenta la utilidad atribuible a los accionistas de las Sociedades.

2.21.- Provisiones.

La Sociedad reconoce una provisión cuando está obligado contractualmente o cuando existe una práctica del pasado que ha creado una obligación asumida.

Las provisiones para contratos onerosos, litigios y otras contingencias se reconocen cuando:

- La Sociedad tiene una obligación presente, ya sea legal o implícita, como resultado de sucesos pasados;
- Es probable que vaya a ser necesaria una salida de recursos para liquidar la obligación;
- El importe se ha estimado de forma fiable.

Las provisiones se valoran por el valor actual de los desembolsos que se espera que sean necesarios para liquidar la obligación usando la mejor estimación de la Sociedad. La tasa de descuento utilizada para determinar el valor actual refleja las evaluaciones actuales del mercado, en la fecha de los estados de situación financiera, del valor temporal del dinero, así como el riesgo específico relacionado con el pasivo en particular, de corresponder. El incremento en la provisión por el paso del tiempo se reconoce en el rubro gasto por intereses.

2.22.- Subvenciones estatales.

Las subvenciones gubernamentales se reconocen por su valor justo, cuando hay una seguridad razonable de que la subvención se cobrará, y la Sociedad cumplirá con todas las condiciones establecidas.

Las subvenciones estatales relacionadas con costos, se difieren como pasivo y se reconocen en el estado de resultados durante el período necesario para correlacionarlas con los costos que pretenden compensar. Las subvenciones estatales relacionadas con la adquisición de propiedad, planta y equipos se presentan netas del valor del activo correspondiente y se abonan en el estado de resultados sobre una base lineal durante las vidas esperadas de los activos.

2.23.- Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.

En el estado de situación financiera, los saldos se clasifican en función de sus vencimientos o plazos estimados de realización, como corrientes los con vencimiento igual o inferior a doce meses contados desde la fecha de corte de los estados financieros y como no corrientes, los mayores a ese período.

En el caso que existan obligaciones cuyo vencimiento es inferior a doce meses, pero cuyo refinanciamiento a largo plazo se encuentre asegurado, se reclasifican como no corrientes.

2.24.- Reconocimiento de ingresos.

Los ingresos ordinarios incluyen el valor razonable de las contraprestaciones recibidas o a recibir por la venta de bienes y servicios en el curso ordinario de las actividades de la Sociedad. Los ingresos ordinarios se presentan netos de impuestos a las ventas, devoluciones, rebajas y descuentos.

La Sociedad reconoce los ingresos cuando el importe de los mismos se puede valorar con fiabilidad, es probable que los beneficios económicos futuros vayan a fluir a la entidad y se cumplen las condiciones específicas para cada una de las actividades de la Sociedad, tal y como se describe a continuación. No se considera que sea posible valorar el importe de los ingresos con fiabilidad hasta que no se han resuelto todas las contingencias relacionadas con la venta.

2.24.1.- Ventas de electricidad.

El ingreso por ventas de electricidad se registra en base a la facturación efectiva del período de consumo, además de incluir una estimación de energía y/o gas por facturar que ha sido suministrado hasta la fecha de cierre del período o ejercicio.

2.24.2.- Ventas de bienes.

Las ventas de bienes se reconocen cuando La sociedad ha entregado los productos al cliente y no existe ninguna obligación pendiente de cumplirse que pueda afectar la aceptación de los productos por parte del cliente. La entrega no tiene lugar hasta que los productos se han enviado al lugar concreto, los riesgos de obsolescencia y pérdida se han transferido al cliente, y el cliente ha aceptado los productos de acuerdo con el contrato de venta, el período de aceptación ha finalizado, o bien la Sociedad tiene evidencia objetiva de que se han cumplido los criterios necesarios para la aceptación.

Las ventas se reconocen en función del precio fijado en el contrato de venta, neto de los descuentos por volumen y las devoluciones estimadas a la fecha de la venta. Los descuentos por volumen se evalúan en función de las compras anuales previstas. Se asume que no existe un componente financiero implícito, dado que las ventas se realizan con un período medio de cobro reducido.

2.24.3.- Ingresos por intereses.

Los ingresos por intereses se reconocen usando el método de la tasa de interés efectiva.

2.24.4.- Ingresos por dividendos.

Los ingresos por dividendos se reconocen cuando se establece el derecho a recibir su pago.

2.25.- Arrendamientos.

2.26.1.- Cuando una la Sociedad es el arrendatario - Arrendamiento operativo.

Los arrendamientos en los que el arrendador conserva una parte importante de los riesgos y ventajas derivados de la titularidad del bien se clasifican como arrendamientos operativos. Los pagos en concepto de arrendamiento operativo (netos de cualquier incentivo recibido del arrendador) se cargan en el estado de resultados sobre una base lineal durante el período de arrendamiento.

2.26.- Contratos de construcción.

Los costos de los contratos de construcción a terceros se reconocen cuando se incurre en ellos. Los ingresos y costos del contrato de construcción se reconocen en resultados de acuerdo con el método de grado de avance. Cuando el resultado de un contrato de construcción no puede estimarse de forma fiable, los ingresos del contrato se reconocen sólo hasta el límite de los costos del contrato incurridos que sea probable que se recuperarán. Cuando el resultado de un contrato de construcción puede estimarse de forma fiable y es probable que el contrato vaya a ser rentable, los ingresos del contrato se reconocen durante el período del contrato. Cuando sea probable que los costos del contrato vayan a exceder el total de los ingresos del mismo, la pérdida esperada se reconoce inmediatamente como un gasto, o como parte de un contrato oneroso.

2.27.- Distribución de dividendos.

Los dividendos a pagar a los accionistas de Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. se reconocen como un pasivo en los estados financieros en el período en que son declarados y aprobados por los accionistas de la Sociedad o cuando se configura la obligación correspondiente en función de las disposiciones legales vigentes o las políticas de distribución establecidas por la Junta de Accionistas.

3.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.

La Sociedad enfrenta diversos riesgos inherentes a la actividad que desarrolla en el mercado de la distribución de electricidad, como son los cambios en los marcos regulatorios, modificaciones en las condiciones del mercado económico-financiero o de las políticas monetarias de la autoridad, restricciones medioambientales y casos fortuitos o de fuerza mayor.

Las principales situaciones de riesgo a que está expuesta la actividad son las siguientes:

3.1.- Antecedentes: Descripción del mercado donde opera la Compañía

En el país existen cuatro sistemas eléctricos, diferenciados por su ubicación geográfica:

El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) que abarca la XV, I y II regiones y que atiende al 6,2% de la población total del país, el Sistema Interconectado Central (SIC) que cubre desde Tal-Tal (II Región) hasta Chiloé (X Región), más la Región Metropolitana, con un 92,2% de la población del país, el Sistema de Aysén que atiende a la XI Región con un 0,6% de la población y el Sistema de Magallanes presente en la XII Región que atiende al 1,0% de la población.

La Sociedad participa en el negocio de distribución de energía eléctrica, abasteciendo a clientes finales ubicados entre las regiones IV y V. Las principales características de este segmento y sus eventuales factores de riesgos son los siguientes:

3.1.1.- Aspectos regulatorios:

La actividad de distribución de electricidad en Chile está sujeta a la normativa contemplada en la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N° 4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción). Dicha Ley establece un marco regulatorio y un proceso de fijación de tarifas único, que restringe el poder discrecional del gobierno a través del establecimiento de criterios objetivos para la fijación de precios, de forma tal que el resultado sea la asignación económicamente eficiente de recursos al sector eléctrico.

El sistema regulatorio, vigente desde 1982, aunque ha sufrido algunas modificaciones importantes en los últimos años, ha permitido un desarrollo satisfactorio del sector eléctrico, además de su tránsito desde un sistema de propiedad estatal a otro de propiedad mayoritariamente privado. Asimismo, ha permitido un rápido proceso de crecimiento, con altas tasas de inversión durante la última década, la diversificación de la oferta en generación e importantes reducciones en los costos de producción, transporte y distribución, en particular en los últimos 10 años.

El mercado ha sido dividido en dos categorías: a) clientes sujetos a fijación de precios, que corresponden principalmente a aquellos cuya potencia conectada es igual o inferior a 2000 KW y; b) clientes no sujetos a fijación de precios o clientes libres. Las tarifas cobradas a clientes regulados son fijadas por la autoridad. Por otro lado, los precios de suministro para clientes libres se pactan libremente. Adicionalmente, los clientes que tienen una potencia conectada mayor a 500 kW se encuentran facultados para optar entre una tarifa regulada y una de precio libre.

En relación con la posibilidad de que clientes que se encuentran en el mercado regulado, opten por acceder al mercado de los clientes libres, es posible señalar que en las

condiciones actuales de precios de generación, no habría incentivos para ello. Además, aunque así fuera, dicha situación no debería representar efectos significativos en los resultados de las empresas concesionarias en la medida en que se acojan a las opciones tarifarias de peajes de distribución existentes.

3.1.2 Mercado de Distribución de Electricidad.

La cobertura geográfica que posee Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. en esta actividad, permite reducir el riesgo inherente a la concentración de clientes, demanda e instalaciones. En efecto, las distintas realidades socioeconómicas de cada una de las regiones del país, permiten diversificar el origen de sus ingresos, evitando la dependencia y los posibles factores de riesgo asociados a la concentración de su actividad comercial en una zona específica del país.

Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y su subsidiaria Energía del Limarí S.A. (ENELSA), distribuyen energía eléctrica en las regiones de Coquimbo y de Valparaíso y abastece a 338.315 clientes, cuyas ventas físicas alcanzaron a 376,35 GWh al cierre del ejercicio comprendido entre enero y marzo de 2010.

Demanda:

En Chile, la demanda por energía eléctrica ha crecido en forma sostenida en los últimos años, impulsada por el desarrollo económico experimentado por el país. En este sentido, el crecimiento de la demanda se relaciona directamente con el mejoramiento del ingreso per cápita y el desarrollo tecnológico. Lo anterior se traduce, en el caso del sector residencial, en un mayor acceso a equipos electrodomésticos y, en el sector industrial, a la automatización de procesos industriales. Otro factor que influye en el crecimiento de la demanda es el incremento de la población y las viviendas, lo que está fuertemente relacionado con los planes de desarrollo urbano.

En Chile, como nación en vías de desarrollo, el consumo per cápita aún es bajo en comparación a otros países desarrollados. Por lo tanto, las perspectivas de crecimiento del consumo de energía eléctrica son altas, lo que se traduce en que el riesgo relacionado a la volatilidad y evolución de la demanda es bastante reducido, incluso considerando el impacto que podría generar la implementación de planes de eficiencia energética, los que tienden a traducirse en reducciones de la demanda que experimentan las empresas concesionarias y con ello, de los correspondientes ingresos.

Contratos de suministro:

Para abastecer el consumo de sus clientes regulados y libres, la Sociedad cuenta con dos contratos de suministro de energía y potencia con generadores; en efecto, con la empresa Colbún S.A. se mantiene un contrato que abarca la zona de Viña del Mar, vigente hasta el 30 de abril 2020. No obstante dicho plazo, Colbún tendrá la opción de poner término anticipado a los contratos en determinadas fechas. El primer subperíodo del contrato termina el 30 de abril 2015 y el segundo el 30 de abril 2020.; y con la empresa Eléctrica Guacolda S.A. se mantiene un contrato con vigencia hasta el 31 de octubre de 2015, con el que la Sociedad abastece al resto de sus clientes regulados, ubicados tanto en la región de Coquimbo como la de Valparaíso.

A contar del 1 de enero de 2010 la subsidiaria ENELSA, ha suscrito contratos de suministro de energía y potencia con Endesa con vigencia hasta el 31 de diciembre de

2019 y dos contratos con la empresa Colbún S.A. con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2019.

3.1.3.- Precios:

El segmento de distribución de electricidad en Chile se encuentra regulado por el Estado, debido a que presenta las características propias de monopolio natural. Consecuentemente, establece un régimen de concesiones para el establecimiento, operación y explotación de redes de distribución de servicio público, donde se delimita territorialmente la zona de operación de las empresas distribuidoras. Asimismo, se regulan las condiciones de explotación de este negocio, precios que se pueden cobrar a clientes regulados y la calidad de servicio que debe prestar.

El marco regulatorio de la industria eléctrica en Chile, está definido por la Ley General de Servicios Eléctricos cuyo texto se encuentra contenido en el DFL N°4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos (Decreto N° 327 - 1997 del Ministerio de Minería) y los decretos tarifarios y demás normas técnicas y reglamentarias emanadas del referido ministerio, de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Valor agregado de distribución (VAD).

La tarifa regulada de distribución, que es fijada cada cuatro años por la Comisión Nacional de Energía, resulta de la suma de tres componentes: el precio de nudo, fijado por la autoridad en el punto de interconexión de las instalaciones de transmisión con las de distribución (a partir de enero de 2010, se debe considerar el precio de los contratos de suministro que hayan suscrito las distribuidoras como resultado de las licitaciones realizadas para dar cumplimiento a la modificación legal introducida por la Ley Corta II), un cargo único por concepto de uso del Sistema Troncal y un Valor Agregado de Distribución (VAD) también fijado por la autoridad sectorial. Como el precio de nudo corresponde al precio aplicable a la compra de energía para consumos sometidos a regulación de precios y el cargo único por uso del Sistema Troncal se debe traspasar a los propietarios de dichos sistemas, la distribuidora recauda sólo el VAD, componente que le permite cubrir los costos de operación y mantenimiento del sistema de distribución, así como rentar sobre todas las instalaciones.

La Ley General de Servicios Eléctricos establece que cada 4 años se debe efectuar el cálculo de los costos de los componentes del VAD, basado en el dimensionamiento de empresas modelo de distribución de energía eléctrica, las cuales deben ser eficientes y satisfacer óptimamente la demanda con la calidad de servicio determinada en la normativa vigente.

La Ley establece que las concesionarias deben mantener una rentabilidad agregada, esto es considerando a todas las empresas como un conjunto, dentro de una banda del $10\% \pm 4\%$ al momento de la determinación del Valor Agregado de Distribución.

Así, el retorno sobre la inversión para una distribuidora dependerá de su desempeño relativo a los estándares determinados para la empresa modelo. El sistema tarifario permite que aquellas más eficientes, obtengan retornos superiores a los de la empresa modelo.

El valor agregado de distribución remunera:

- Costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independiente de su consumo;
- Pérdidas medias de distribución en potencia y energía;
- Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución por unidad de potencia suministrada. Los costos anuales de inversión se calculan considerando el Valor Nuevo de Reemplazo, de instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil, y una tasa de actualización igual al 10% real anual.

Para la determinación del Valor Agregado de Distribución, la Comisión Nacional de Energía y las propias empresas concesionarias realizan estudios, cuyos resultados son ponderados en la proporción de dos tercios y un tercio, respectivamente. Con los valores agregados definitivos, la Comisión Nacional de Energía estructura fórmulas tarifarias finales y sus fórmulas de indexación, las cuales, de acuerdo con los procedimientos establecidos, son fijadas mediante decreto del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Particularmente, dichas fórmulas de indexación, que son aplicadas mensualmente, consideran las variaciones del IPC, del IPMN, del precio del cobre y del dólar, reflejando las variaciones en los precios de los principales insumos que afectan los costos de la distribución de electricidad.

Adicionalmente, dada la existencia de economías de escala en la actividad de distribución de electricidad, las empresas alcanzan anualmente rendimientos crecientes con el aumento de la cantidad de clientes y de la demanda en sus zonas de concesión, los cuales son incorporados en las tarifas reguladas y transferidos a los clientes mediante la aplicación de factores de ajuste anuales determinados por la CNE.

i) Precios de servicios asociados al suministro.

Por otra parte, en la misma ocasión en que se fija el Valor Agregado de Distribución, cada cuatro años, se fijan los precios de los servicios asociados al suministro de electricidad. Los servicios más relevantes son los de apoyos en postes a empresas de telecomunicaciones, arriendo de medidores, suspensión y reconexión de servicios, pago fuera de plazo y ejecución de empalmes.

El procedimiento para la fijación de los precios de dichos servicios se encuentra contenido en el Decreto N° 341 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de fecha 12 de diciembre de 2007, publicado en el Diario Oficial del 10 de marzo de 2008.

En dicho reglamento se establece que la revisión y determinación de nuevas tarifas de servicios no consistentes en suministro de energía que se efectúe con ocasión del proceso de fijación de tarifas de suministro de distribución, debe hacerse sobre la base de los estudios de costos del valor agregado de distribución y de criterios de eficiencia, debiendo ser plenamente coherentes. Dicha coherencia se funda en el hecho que una misma empresa es la que provee el servicio de distribución y los servicios no consistentes en suministro de energía, lo que debe reflejarse en los estudios que se realicen.

Para dar cumplimiento a lo anterior, la CNE debe encargar un estudio de costos, que es financiado, licitado y supervisado por ella, en el cual se estiman los costos del valor

agregado de distribución y de los servicios no consistentes en suministro de energía. El resultado del estudio contratado debe contar con capítulos plenamente identificables y auto-contenidos, uno referido a los costos del valor agregado de distribución y otro a la estimación tarifaria de los servicios no consistentes en suministro de energía.

Así, en lo referido a los precios de los servicios asociados, los estudios son publicados por la Comisión Nacional de Energía. Posteriormente, la CNE debe elaborar y publicar un Informe Técnico, considerando las observaciones que hayan efectuado las empresas, el cual es sometido al dictamen del Panel de Expertos, en caso de que existan discrepancias.

De todo lo indicado anteriormente, se puede concluir que el negocio de distribución de electricidad en Chile posee un bajo nivel de riesgo desde el punto de vista tarifario ya que los precios son determinados por la legislación vigente mediante un mecanismo de carácter técnico, el cual permite obtener una rentabilidad razonable para los activos invertidos en este sector.

3.2.- Riesgo financiero.

El negocio de distribución de energía en que participan CONAFE y su subsidiaria, dentro del sector eléctrico en Chile, se caracteriza por la realización de inversiones con un perfil de retornos de largo plazo y estabilidad regulatoria, ya que los precios de venta son determinados mediante un mecanismo de carácter técnico, el cual permite obtener una rentabilidad razonable, que la ley establece dentro de una banda del 10% +/- 4% para la industria de la distribución de electricidad en su conjunto en aquellos años en que se efectúan fijaciones de fórmulas tarifarias de distribución aplicables a clientes regulados -cada 4 años-, 10% +/- 5% en el resto de los años, Asimismo, los ingresos y costos se encuentran estructurados fundamentalmente en pesos y/o unidades de fomento.

En atención a lo anterior, a nivel corporativo se definen, coordinan y controlan las estructuras financieras de las empresas que componen el Grupo CGE en orden a prevenir y mitigar los principales riesgos financieros identificados.

3.2.1.- Riesgo de tipo de cambio.

Debido a que los negocios en que participan las empresas del Grupo CGE son fundamentalmente en pesos, COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A., matriz de Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A., ha determinado como política mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los flujos de sus pasivos financieros, con el objetivo de minimizar la exposición al riesgo de variaciones en el tipo de cambio.

Al cierre del 31 de marzo de 2010, la deuda financiera de CONAFE alcanzó a M\$63.387.347, la que se encuentra denominada principalmente en unidades de fomento o pesos.

Tipo de deuda	31-03-2010		31-12-2009	
	M\$	%	M\$	%
Deuda en Pesos o UF	57.088.223	91,50%	56.273.934	90,20%
Deuda en US\$, pesificada mediante derivados	6.299.124	10,10%	6.114.297	9,80%
Deuda en US\$ u otra moneda extranjera		0,00%	0	0,00%
Total	63.387.347	102%	62.388.231	100%

En el caso de la deuda en dólares, La sociedad, siguiendo las directrices del Grupo CGE, ha optado mayoritariamente por realizar una cobertura a nivel de flujo de caja a través de contratos de permuta financiera (Cross Currency Swap) con el fin de mantener los flujos de la deuda, expresados principalmente en Unidades de Fomento. En consecuencia, la mayor exposición cambiaria está relacionada con la variación de la Unidad de Fomento respecto del peso.

Actualmente, la Compañía posee un stock de deuda en dólares de US\$ 12 millones, sobre la que ha optado por realizar una cobertura a nivel de flujo de caja a través de contratos de permuta financiera (Cross Currency Swap) con el fin de mantener los flujos de la deuda expresados principalmente en Unidades de Fomento. En consecuencia, la mayor exposición cambiaria está relacionada con la variación de la Unidad de Fomento respecto del peso.

En relación a la deuda en dólares por US\$ 12.000.000 que tiene asociada un cross currency swap, se fijó el capital al momento de la contratación de éstos en UF 2.047.962. Bajo estas circunstancias, el efecto en resultados debido a la variación del valor de la unidad de fomento entre el 31/12/2008 y el 31/12/2009, alcanzó a una utilidad de MM\$ 1.043.826.

Períodos de análisis	UF	M\$
al 31 de diciembre de 2009	299.702	6.276.623
al 31 de marzo de 2010	299.702	6.293.298
Resultado por Unidad de reajuste		16.675

3.2.2.- Riesgo de variación unidad de fomento.

La Compañía mantiene el 100% de sus deudas expresadas en UF, lo que genera un efecto en la valorización de estos pasivos respecto del peso. Para determinar el efecto de la variación de la UF en resultados antes de impuesto se realizó una sensibilización de la UF reflejando que ante un alza de un 1% en el valor de la UF, los resultados antes de impuesto disminuyen en M\$ 637.304. A su vez, una disminución de 1% en el valor de la UF genera un incremento de M\$ 637.304 en el resultado.

3.2.3.- Riesgo de tasa de interés.

El objetivo de la gestión de riesgo de tasas de interés es alcanzar un equilibrio en la estructura de financiamiento, que permita minimizar el costo de la deuda con una volatilidad reducida en el estado de resultados.

En este sentido, Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. posee una baja exposición al riesgo asociado a las fluctuaciones de las tasas de interés en el mercado, ya que el 100% de la deuda financiera a nivel consolidado se encuentra estructurada a tasa fija, ya sea directamente o mediante contratos de derivados.

Al efectuar un análisis de sensibilidad sobre la deuda, el efecto en resultados bajo un escenario en que las tasas fueran 1% superior a las vigentes sería de M\$ 163.504 de mayor gasto por intereses durante el ejercicio 2010.

3.2.4.- Riesgo de liquidez y estructura de pasivos financieros.

El riesgo de liquidez en La Sociedad, es administrado mediante una adecuada gestión de los activos y pasivos, optimizando los excedentes de caja diarios y de esa manera asegurar el cumplimiento de los compromisos de deudas en el momento de su vencimiento.

A nivel de nuestra matriz CGE , continuamente se efectúan proyecciones de flujos de caja, análisis de la situación financiera, del entorno económico y análisis del mercado de deuda con el objeto de, en caso de requerirlo, contratar nuevos financiamientos o reestructurar créditos existentes a plazos que sean coherentes con la capacidad de generación de flujos de los diversos negocios en que participa La Compañía. Sin perjuicio de lo anterior, se cuenta con líneas bancarias de corto plazo aprobadas, que permiten reducir ostensiblemente el riesgo de liquidez.

El reducido riesgo de refinanciamiento se circunscribe a aquella porción de la deuda que se encuentra radicada en el corto plazo, de la cual un porcentaje importante corresponden a efectos de comercio, que por su naturaleza se registran en el corto plazo, a pesar de que corresponden a emisiones efectuadas con cargo a líneas a 10 años.

En los siguientes cuadros se puede apreciar el perfil de vencimiento de capital e intereses.

Capital e Intereses con Proyección futura de flujo de caja al 31-03-2010	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	Más de 3 años y hasta 6 años	Más de 6 años y hasta 10 años	Más de 10 años	TOTAL
--	-------------	-----------------------------	------------------------------	-------------------------------	----------------	-------

Bancos	5.604	6.293.520				6.299.124
Bonos	4.444.680	7.161.716	10.787.294	14.500.785	20.193.748	57.088.223

Total	4.450.284	13.455.236	10.787.294	14.500.785	20.193.748	63.387.347
	7%	21%	17%	23%	32%	100%

Capital e Intereses con Proyección futura de flujo de caja al 31-12-2009	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	Más de 3 años y hasta 6 años	Más de 6 años y hasta 10 años	Más de 10 años	TOTAL
--	-------------	-----------------------------	------------------------------	-------------------------------	----------------	-------

Bancos	29.097	6.085.200				6.114.297
Bonos	3.772.763	7.142.079	10.757.838	14.461.509	20.139.745	56.273.934

Total	3.801.860	13.227.279	10.757.838	14.461.509	20.139.745	62.388.231
	6%	21%	17%	23%	32%	100%

3.2.4.1. Efecto en flujo de caja por cambios de precios de nudo:

El precio de nudo, en conformidad a la legislación vigente, es revisado y actualizado cada seis meses, en mayo y noviembre de cada año. Dicho precio que corresponde al valor al cual compran las empresas distribuidoras a las empresas generadoras, es traspasado a clientes finales a través de la tarifa de venta; es decir, el fundamento de la ley es que las empresas distribuidoras obtengan su margen exclusivamente a través del Valor Agregado de Distribución.

Sin perjuicio de lo anterior, variaciones en el precio de nudo producen un efecto en la situación de caja de las empresas distribuidoras, ya que se produce un desfase temporal entre el momento en que la energía comprada al nuevo precio nudo se paga a la empresa generadora –habitualmente en el mismo mes- y el momento en que se recauda de los clientes.

3.2.4.2. Efecto en flujo de caja por cambios en el perfil de pago de los clientes:

Producto de la actual crisis económica se ha observado que en promedio los clientes han concentrado sus pagos cada vez más cerca de la fecha de corte. En períodos económicos normales los pagos tienden a concentrarse en períodos cercanos y posteriores a la fecha de vencimiento de los documentos de cobro. Para mitigar este riesgo, la legislación que regula el sector eléctrico faculta a las empresas distribuidoras a cobrar un valor fijo por pago fuera de plazo y cobros adicionales por corte y reposición, en el caso de aplicarse. Se ha dimensionado el efecto económico y el riesgo financiero asociado a cambios en el perfil de pago de los clientes y se considera que no genera impactos significativos la Sociedad.

3.2.5.- Riesgo de crédito deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

En la actividad de distribución de electricidad el riesgo de crédito es históricamente muy bajo. El reducido plazo de cobro a los clientes y la relevancia que tiene el suministro de electricidad en el diario vivir, hace que éstos no acumulen montos significativos de deudas antes que pueda producirse la suspensión del suministro, conforme a las herramientas de cobranza definidas en la ley.

Adicionalmente, la regulación vigente prevé la radicación de la deuda en la propiedad del usuario del servicio eléctrico, reduciendo la probabilidad de incobrabilidad. Otro factor que permite reducir el riesgo de crédito es la elevada atomización de la cartera de clientes, cuyos montos individuales adeudados no son significativos en relación al total de Ingresos Operacionales.

En el siguiente cuadro se puede apreciar lo planteado anteriormente en el sentido que el riesgo de crédito es bajo. En efecto, la rotación de cuentas por cobrar de la Compañía es levemente superior a 2 meses de ventas en el año 2009 y de un poco más de 4 meses en lo que va del año 2010, coherente con las características propias de los negocios de distribución de electricidad. Del mismo modo, el monto de Deudas Comerciales Vencidas y Deterioradas representa un monto poco significativo e inferior al 1% del total de Ingresos Operacionales.

Conceptos	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Ingresos Operacionales	37.683.842	157.882.622
Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar bruto	58.877.289	39.263.289
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas	3.369.202	3.079.080
Rotación cuentas por cobrar (meses)	4,6	2,9
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / Ingresos operacionales	0,1	0,1

3.2.6.- Análisis de la deuda financiera que no está a valor de mercado.

Como parte del análisis de riesgo financiero, se ha realizado una estimación del valor de mercado (valor justo) que tendrían los pasivos bancarios, bonos y efectos de comercio de la Compañía al 31 de diciembre de 2009 y 2008. Este análisis consiste en obtener el valor presente de los flujos de caja futuros de cada deuda financiera vigente, utilizando tasas representativas de las condiciones de mercado de acuerdo al riesgo de la empresa y al plazo remanente de la deuda.

De esta forma, se presenta a continuación un resumen de los pasivos financieros del Grupo CGE, concluyéndose que no existe una diferencia significativa entre el valor libro y el valor justo de éstas:

Deuda radicada en al 31 de marzo de 2010	Pasivos financieros a valor libro M\$	Pasivos financieros a valor justo M\$	Valor Justo v/s valor libro M\$
Bancos	6.299.124	6.239.664	-0,94%
Bonos y efectos de comercio	57.088.223	60.013.948	5,12%
Total pasivo financiero	63.387.347	66.253.612	4,52%
Deuda radicada en al 31 de marzo de 2010	Pasivos financieros a valor libro M\$	Pasivos financieros a valor justo M\$	Valor Justo v/s valor libro M\$
Bancos	6.114.297	5.816.650	-4,87%
Bonos y efectos de comercio	56.273.934	57.701.816	2,54%
Total pasivo financiero	62.388.231	63.518.466	1,81%

3.3.- Control interno.

La Sociedad cuenta con mecanismos de control interno, controles de gestión de riesgos, controles de gestión económico - financiero, para asegurar que las operaciones se realicen en concordancia con las políticas, normas y procedimientos establecidos internamente como también los emanados desde el Grupo CGE.

4.- ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRITICOS DE LA ADMINISTRACIÓN.

Las estimaciones y criterios usados son continuamente evaluados y se basan en la experiencia histórica y otros factores, incluyendo la expectativa de ocurrencia de eventos futuros que se consideran razonables de acuerdo con las circunstancias.

La Sociedad efectúa estimaciones y supuestos respecto del futuro. Las estimaciones contables resultantes por definición muy pocas veces serán iguales a los resultados reales. Las estimaciones y supuestos que tienen un riesgo significativo de causar un ajuste material a los saldos de los activos y pasivos en el próximo año se presentan a continuación.

4.1.- Estimación del deterioro de la plusvalía comprada.

La Sociedad evalúa anualmente si la plusvalía mercantil ha sufrido algún deterioro, de acuerdo con la política contable que se describe en la Nota N° 2.10. Los montos recuperables de las unidades generadoras de efectivo han sido determinados sobre la base de cálculos de sus valores en uso.

Los resultados de las estimaciones efectuadas no arrojaron deterioro alguno sobre la plusvalía comprada (ver nota 14.1).

4.2.- Beneficios por Indemnizaciones por cese pactadas (PIAS) y premios por antigüedad.

El valor presente de las obligaciones por indemnizaciones por años de servicio pactadas y premios por antigüedad ("los beneficios") depende de un número de factores que se determinan sobre bases actuariales usando un número de supuestos. Los supuestos usados al determinar el costo neto por los beneficios incluyen la tasa de descuento. Cualquier cambio en estos supuestos tendrá impacto en el valor en libros de la obligación por los beneficios.

La Sociedad determina la tasa de descuento al final de cada año que considera más apropiada de acuerdo a las condiciones de mercado a la fecha de valoración. Esta tasa de interés es la que utiliza La Sociedad para determinar el valor presente de las futuras salidas de flujos de efectivo estimadas que se prevé se requerirá para cancelar las obligaciones por planes de beneficios. Al determinar la tasa de descuento, la Sociedad considera las tasas de interés de bonos corporativos de alta calidad que se denominan en la moneda en la que los beneficios se pagarán y que tienen plazos de vencimiento similares o que se aproximan a los plazos de las respectivas obligaciones por los beneficios.

Otros supuestos claves para establecer las obligaciones por planes de beneficios se basan en parte en las condiciones actuales del mercado. En la Nota N° 20 se presenta información adicional al respecto.

4.3.- Tasaciones de propiedad, plantas y equipos.

La Sociedad efectúa periódicamente retasaciones de parte significativa de sus propiedades, plantas y equipos. Las tasaciones vinculadas con las redes de transmisión y distribución eléctrica son efectuadas tomando como base la metodología del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de los activos utilizada en los informes presentados periódicamente a la autoridad regulatoria, el cual es ajustado –si corresponde– para incorporar las variables no contempladas por el estudio a la fecha de cierre del período o ejercicio. Dicho VNR es reducido en la proporción apropiada que representa el uso y estado de conservación de los activos, a base de la metodología de Marston y Agg.

La referida metodología utiliza supuestos críticos vinculados con tasa de interés, factores de reajustes e indexación y estimaciones de vidas útiles, cuya variación pueden generar modificaciones significativas sobre los estados financieros consolidados de la Sociedad.

5.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

La composición del rubro al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es la siguiente:

Clases de efectivo y equivalentes al efectivo	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Saldos en bancos.	1.919.251	3.748.826
Total	1.919.251	3.748.826

El efectivo y equivalentes a efectivo incluido en los Estados Consolidados Interinos de Situación Financiera al 31 de marzo de 2010 no difiere del presentado en los Estados Consolidados de Flujos de Efectivo a la misma fecha.

La composición del rubro por tipo de monedas al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es la siguiente:

Información del efectivo y equivalentes al efectivo por moneda	Moneda	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Monto del efectivo y equivalente al efectivo.	CL \$	1.919.251	3.748.826
Total		1.919.251	3.748.826

6.- OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.

La composición del rubro al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es la siguiente:

6.1.- Activos y pasivos de cobertura.

Este rubro incluye el valor razonable del contrato de permuta de tipo de cambio y tasa de interés (cross currency interest rate swap), suscrito el 5 de diciembre de 2008, el cual convierte US\$ 12.000.000 al equivalente de UF 299.702, mencionado en el punto 6.1.

Al 31 de marzo de 2010, el Valor Justo de dichos contratos generó un Pasivo de Cobertura ascendente a M\$572.093.- (M\$510.104 al 31 de diciembre de 2009), con efecto en Otros Resultados Integrales de M\$315.372.-, cuyo diferencial fue reconocido en resultados del ejercicio.

6.2.1.- Pasivos financieros a valor razonable con cambios en el patrimonio.

Instrumentos financieros medidos a valor razonable			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
Pasivos financieros	31-03-2010		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No Corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura de flujo de caja.	0	572.093		572.093	
Total	0	572.093	0	572.093	0

Instrumentos financieros medidos a valor razonable			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
Pasivos financieros	31-12-2009		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No Corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura de flujo de caja.	0	510.104		510.104	
Total	0	510.104	0	510.104	0

7.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.

La composición del rubro al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es la siguiente:

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Deudores comerciales, neto.	51.976.746	34.720.038	2.099.633	1.400.994
Otras cuentas por cobrar, neto.	3.531.341	1.111.486	0	0
Total	55.508.087	35.831.524	2.099.633	1.400.994

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Deudores comerciales, bruto.	55.345.947	37.799.118	2.099.633	1.400.994
Otras cuentas por cobrar, bruto.	3.531.342	1.111.486	0	0
Total	58.877.289	38.910.604	2.099.633	1.400.994

Los plazos de vencimiento de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar no vencidos al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 son los siguientes:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar por vencer	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Con vencimiento menor de tres meses.	41.976.380	27.901.875	0	0
Con vencimiento entre tres y seis meses.	120.075	78.213	0	0
Con vencimiento entre seis y doce meses.	1.341.062	873.527	0	0
Con vencimiento mayor a doce meses.	0	0	2.099.633	1.400.994
Total	43.437.517	28.853.615	2.099.633	1.400.994

Los plazos de vencimiento de los deudores comerciales vencidos al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 son los siguientes:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Con vencimiento menor de tres meses.	11.118.451	7.242.214	0	0
Con vencimiento entre tres y seis meses.	1.777.473	1.157.791	0	0
Con vencimiento entre seis y doce meses.	2.543.848	1.656.984	0	0
Total	15.439.772	10.056.989	0	0

El detalle del deterioro de deudores comerciales al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

Importe en libros de deudores comerciales, otras cuentas por cobrar deteriorados	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Deudores comerciales.	3.369.202	3.079.080
Total	3.369.202	3.079.080

El movimiento de la provisión por deterioro de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009, se muestra en el siguiente cuadro:

Provisión deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos y no pagados con deterioro	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Saldo inicial.	3.079.080	2.349.612
Baja de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deteriorados del período.	0	(889.978)
Aumento (disminución) del período.	290.122	1.619.446
Total	3.369.202	3.079.080

El detalle en resultados del deterioro al 31 de marzo de 2010 y 2009, por rubros es el siguiente:

Efecto en resultado del período de la provisión	Saldo al	
	01-01-2010 31-03-2010 M\$	01-01-2009 31-03-2009 M\$
Deudores comerciales.	290.122	73.757
Total	290.122	73.757

El valor justo de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar no difiere significativamente del valor de libros presentado. Asimismo, el valor libros de los deudores y clientes por cobrar en mora no deteriorados y deteriorados representan una aproximación razonable al valor justo de los mismos, ya que incluyen un interés explícito por el retraso en el pago y consideran una provisión de deterioro cuando existe evidencia objetiva de que la Sociedad no será capaz de cobrar el importe que se le adeuda, ello aún luego de aplicar las acciones de cobranza.

La exposición máxima al riesgo de crédito a la fecha de reporte es el valor en libros de cada clase de cuenta por cobrar mencionada.

Calidad Crediticia:

En materia de energía eléctrica las Empresas Distribuidoras se rigen por el Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de Minería de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, y por su Reglamento Eléctrico, Decreto Supremo N° 327 de diciembre de 1997. Las disposiciones de este último, en sus Art. N° 146, fija los plazos para el pago del suministro eléctrico por parte del usuario o cliente definido, no siendo éste considerado como un crédito y por otro lado, señala que en el inmueble o instalación quedarán radicadas todas las obligaciones derivadas del servicio para con la empresa suministradora, y sumado a que en Art. N° 147 se establecen los plazos para suspensión del suministro eléctrico, es que podemos concluir que la cuentas por cobrar proveniente de la actividad comercial del negocio eléctrico es de riesgo limitado.

8.- CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS.

Las transacciones con empresas relacionadas son de pago/cobro inmediato ó a 30 días, y no están sujetas a condiciones especiales. Estas operaciones se ajustan a lo establecido en los artículos N° 44 y 89 de la Ley N° 18.046, sobre Sociedades Anónimas. No existen deudas de dudoso cobro, razón por la cual no se ha constituido una provisión de deterioro para estas transacciones.

Los traspasos de fondos de corto plazo desde y hacia la matriz, que no correspondan a cobro o pago de servicios, se estructuran bajo la modalidad de cuenta corriente mercantil, estableciéndose para el saldo mensual una tasa de interés variable, de acuerdo a las condiciones del mercado.

La Sociedad, tiene como política informar todas las transacciones que efectúa con partes relacionadas durante el ejercicio, con excepción de los dividendos pagados, aportes de capital recibidos, los cuales no se entienden como transacciones.

8.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.

8.1.1.- Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es la siguiente:

Cuentas por cobrar a entidades relacionadas							Saldos al			
R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes		No corrientes	
							31-03-2010	31-12-2009	31-03-2010	31-12-2009
							M\$	M\$	M\$	M\$
93603000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	41.124	26.182	0	0
96719210-4	CGE Transmisión S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	13.719	36.340	0	0
96719210-4	CGE Transmisión S.A.	Chile	Servicios prestados	Más de 1 año	Matriz común	UF	0	0	29.887	26.406
89479000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	2.346	41.008	0	0
87601500-5	Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	UF	567.124	451.926	0	0
99596430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	63.044	72.079	0	0
96837950-K	Tecnet S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	0	4.937	0	0
96568740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	0	369	0	0
99513400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	0	1.132	0	0
90042000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil	Hasta 90 días	Matriz	CL \$	301.105	0	0	0
Total							988.462	633.973	29.887	26.406

8.1.2.- Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es la siguiente:

Cuentas por pagar a entidades relacionadas							Saldos al			
R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes		No corrientes	
							31-03-2010	31-12-2009	31-03-2010	31-12-2009
							M\$	M\$	M\$	M\$
99513400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	17.818	14.942	0	0
96719210-4	CGE Transmisión S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	14.812	54.241	0	0
89479000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Compra de materiales	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	715.773	358.647	0	0
90042000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz	CL \$	46.512	18.450	0	0
90042000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil	Hasta 90 días	Matriz	CL \$	14.052.676	6.947.304	0	0
96763010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maul	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	983		0	0
93832000-4	Inmobiliaria General S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	46.102	11.525	0	0
99596430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	133.101	23.313	0	0
93603000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	397.336	10.230	0	0
96837950-K	Tecnet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	337.197	156.378	0	0
96568740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	0	640	0	0
92307000-1	Rhona S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Director común	CL \$	0	106	0	0
99527700-K	Campanario Generación S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	24.617	23.602	0	0
78784320-4	Iberoamericana de Energía Ibener S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	20.982	12.249	0	0
99548240-1	CGE Magallanes S.A.	Chile	Dividendos	Más de 90 días y hasta 1 año	Matriz común	CL \$	93	0	0	0
Total							15.808.002	7.631.627	0	0

8.1.3.- Transacciones con relacionadas y sus efectos en resultados.

Se presentan las operaciones y sus efectos en resultados al 31 de marzo de 2010 y 2009.

Transacciones									
Rut	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Tipo de moneda o unidad de reajuste	01-01-2010 31-03-2010 monto M\$	Efecto en resultados (cargo) / abono M\$	01-01-2009 31-03-2009 monto M\$	Efecto en resultados (cargo) / abono M\$
90042000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Asesorías recibidas	CL \$	49.693	(49.693)	54.984	(54.984)
90042000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	CL \$	7.013.105	0	35.298.746	
90042000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Cuenta corriente mercantil (Abonos)	CL \$	0	0	36.181.995	
96719210-4	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de energía y potencia	CL \$	18.542	(18.542)	729.156	(729.156)
96719210-4	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios recibidos	CL \$	1.256	(1.256)	9.755	(9.755)
96719210-4	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Arriendos de oficinas	CL \$	0	0	19.145	19.145
96719210-4	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios prestados	CL \$	35.980	35.980	21.077	21.077
96837950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios recibidos	CL \$	249.169	(249.169)	570.966	(570.966)
96837950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz Común	Servicio facturación y recaudación	CL \$	14.148	(14.148)	47.138	(47.138)
96837950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de activos	CL \$	0	0	60.841	0
96837950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios prestados	CL \$	4.313	4.313	2.749	2.749
99596430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios recibidos	CL \$	33.321	(33.321)	112.848	(112.848)
99596430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios prestados	CL \$	12.783	12.783	11.154	11.154
93603000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios recibidos	CL \$	591.654	(591.654)	682.783	(682.783)
93603000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de materiales	CL \$	0	0	3.361	(3.361)
93603000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de activos	CL \$	0	0	3.266	0
93603000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz Común	Reembolso de gastos	CL \$	0	0	76.337	0
96568740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	0	0	98.966	(98.966)
96568740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Indirecta	Compra de activos	CL \$	0	0	18.411	0
96568740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CL \$	1.615	1.615	0	0
93832000-4	Inmobiliaria General S.A.	Chile	Matriz Común	Arriendos de oficinas	CL \$	103.269	(103.269)	64.947	(64.947)
99513400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz Común	Asesorías recibidas	CL \$	17.818	(17.818)	35.537	(35.537)
99513400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios recibidos	CL \$	0	0	27.729	(27.729)
99513400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios prestados	CL \$	0	0	1.241	1.241
89479000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz Común	Arriendo de equipos	CL \$	1.488	(1.488)		
89479000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios recibidos	CL \$	534.454	(500.421)	0	0
89479000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de activos	CL \$	34.033	0	(4.135.364)	0
89479000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz Común	Arriendos de oficinas	CL \$	0	0	25.699	25.699
89479000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios prestados	CL \$	194	194	1.589	1.589
89479000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de materiales	CL \$	912.579	0	0	0
86386700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios prestados	CL \$	0	0	192	192
78784320-4	Iberoamericana de Energía Ibener S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de energía y potencia	CL \$	25.006	(25.006)	0	0
99527700-K	Campanario Generación S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de energía y potencia	CL \$	24.617	(24.617)	0	0
96763010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule	Chile	Matriz Común	Servicios recibidos	CL \$	983	(983)	0	0
87601500-5	Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	Chile	Matriz Común	Asesorías prestadas	CL \$	113.392	113.392	0	0

8.2.- Directorio y Gerencia de la Sociedad.

El Directorio de Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. lo componen siete miembros, los cuales permanecen por un período de 3 años en sus funciones, pudiendo estos reelegirse.

El equipo gerencial de Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. lo componen 1 Gerente General, 3 Gerentes de Área, 2 Gerentes de Zona y 7 Subgerentes de Área.

8.2.1.- Remuneración del Directorio.

Según lo establecido en el Artículo N° 33 de la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas, la Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada con fecha 13 de abril de 2010, fijó los siguientes montos para el ejercicio 2010, los cuales son idénticos a los fijados para el ejercicio 2009:

- Dietas por asistencia a sesiones.

Pagar a cada Director 30 Unidades de Fomento por asistencia a las sesiones del directorio. La dieta del Presidente del Directorio será el equivalente a dos veces la dieta que le corresponda a un Director.

- Participación de utilidades.

Pagar una participación del 1,5 por ciento de las utilidades del ejercicio con un tope máximo de un 5 por ciento de los dividendos con cargo a las utilidades del ejercicio y demás dividendos con cargo a otras utilidades o fondos que se hayan pagado durante el ejercicio. La participación del Presidente del Directorio será equivalente a dos veces la participación a un Director.

El detalle de los montos pagados por el período terminado al 31 de marzo de 2010 y 2009 a los Señores Directores es el siguiente:

Retribución del directorio							
Nombre	Cargo	01-01-2010 31-03-2010			01-01-2009 31-03-2009		
		Dieta directorío M\$	Comité directores M\$	Participación utilidades M\$	Dieta directorío M\$	Comité directores M\$	Participación utilidades M\$
José Luis Hornauer Herrmann	Presidente	4.526	0	17.459	3.417	0	17.503
Francisco Marín Jordán	Vicepresidente	2.263	0	8.728	1.708	0	8.752
Pablo Guarda Barros	Director	2.263	0	0	1.708	0	0
Gonzalo Rodríguez Vives	Director	1.697	0	0	1.708	0	0
Cristián Neuweiler Heinsen	Director	2.263	0	8.728	1.708	0	8.752
Rafael Marín Jordán	Director	2.263	0	8.728	1.708	0	8.752
Andrés Pérez Cruz	Director	2.263	0	8.728	1.708	0	8.752
Totales		17.538	0	52.371	13.665	0	52.511

Las remuneraciones correspondientes a directores ascendieron a M\$69.909.- al 31 de marzo de 2010 (M\$ 66.176.- en el mismo periodo del año 2009)

8.2.2.- Remuneración del Equipo Gerencial.

Las remuneraciones con cargo a resultados al Equipo Gerencial clave de la Sociedad asciende a M\$ 482.630.- por el período terminado al 31 de marzo de 2010, (M\$ 404.447.-, en el mismo período de 2009).

Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia	01-01-2010 31-03-2010 M\$	01-01-2009 31-03-2009 M\$
Salarios.	277.584	272.388
Beneficios a corto plazo para los empleados.	205.046	112.164
Beneficios post-empleo.	0	15.759
Otros beneficios a largo plazo.	0	4.136
Total	482.630	404.447

La Sociedad tiene para sus ejecutivos, establecido un plan de incentivo por cumplimiento de objetivos individuales de aportación a los resultados de las sociedades, estos incentivos están estructurados en un mínimo y máximo de remuneraciones brutas y son canceladas una vez al año.

9.- INVENTARIOS.

La composición del rubro al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es la siguiente:

Clases de inventarios	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Suministros para mantención.	542.138	1.270.882
Provisión de deterioro.	(96.348)	(96.348)
Total	445.790	1.174.534

Información adicional de inventarios:

Otra información de inventarios	01-01-2010 31-03-2010 M\$	01-01-2009 31-03-2009 M\$
Costos de inventarios reconocidos como gastos durante el período.	(913.425)	(253.384)

Las reversiones están dadas por liquidaciones de inventarios y reversos de la provisión por deterioro dado por el incremento en el valor neto realizable.

10.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.

El detalle de este rubro es el siguiente para los períodos finalizados al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009.

Activos por impuestos	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Pagos provisionales mensuales.	1.812.380	1.287.962
Rebajas al impuesto.	(39.249)	0
Créditos al impuesto.	3.403.410	2.233.507
Total	5.176.541	3.521.469

Pasivos por impuestos	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Impuesto a la renta de primera categoría.	103.619	72.303
Total	103.619	72.303

El siguiente resumen cuadra la aplicación entre activos y pasivos por impuestos con el fisco.

Activo / pasivos por impuestos, neto	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Activos por impuestos por cobrar.	5.118.389	3.449.166
Pasivos por impuestos por pagar.	45.467	0

11.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro es el siguiente para los períodos finalizados al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009.

Otros activos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Gastos pagados por anticipado.	67.186	4.752	0	0
Boletas en garantía.	352.774	352.685	8.280	8.280
Total	419.960	357.437	8.280	8.280

12.- INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL METODO DE LA PARTICIPACION.

12.1.- Inversiones en subsidiarias.

12.1.1.- Inversiones en subsidiarias contabilizadas usando el método de la participación.

Saldos al 31 de marzo de 2010.

Movimientos en subsidiarias	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 31-12-2009 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Resultado responsabilidad sobre pasivos netos M\$	Dividendos recibidos M\$	Diferencia de conversión M\$	Otro ncremento (decremento) M\$	Saldo al 31-03-2010 M\$
Energía del Limarí S.A.	Chile	CL \$	99,9000%	99,9000%	4.553.451	0	122.292	0	(36.687)	0	0	4.639.056
TOTALES					4.553.451	0	122.292	0	(36.687)	0	0	4.639.056

Saldos al 31 de diciembre de 2009

Movimientos en subsidiarias	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01-01-2009 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Resultado responsabilidad sobre pasivos netos M\$	Dividendos recibidos M\$	Diferencia de conversión M\$	Otro ncremento (decremento) M\$	Saldo al 31-12-2009 M\$
Energía del Limarí S.A.	Chile	CL \$	99,9000%	99,9000%	4.422.234	0	187.452	0	(56.235)	0	0	4.553.451
TOTALES					4.422.234	0	187.452	0	(56.235)	0	0	4.553.451

12.1.2.- Información resumida de las subsidiarias.

Saldos al 31 de marzo de 2010.

Inversiones en subsidiarias	31-03-2010										
	% Participación	Activos corrientes	Activos no corrientes	Total activos subsidiaria	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Total pasivos subsidiaria	Ingresos ordinarios	Costo de ventas	Otros	Ganancia (pérdida) neta
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Energía del Limarí S.A.	99,9000%	2.160.975	3.748.141	5.909.116	1.002.660	1.265.416	2.268.076	1.572.022	(1.449.607)	0	122.415
TOTALES		2.160.975	3.748.141	5.909.116	1.002.660	1.265.416	2.268.076	1.572.022		0	122.415

Saldos al 31 de diciembre de 2009

Inversiones en subsidiarias	31-12-2009										
	% Participación	Activos corrientes	Activos no corrientes	Total activos subsidiaria	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Total pasivos subsidiaria	Ingresos ordinarios	Costo de ventas	Otros	Ganancia (pérdida) neta
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Energía del Limarí S.A.	99,9000%	2.066.372	3.848.931	5.915.303	1.099.689	258.146	1.357.835	5.721.060	(5.533.420)	0	187.640
TOTALES		2.066.372	3.848.931	5.915.303	1.099.689	258.146	1.357.835	5.721.060		0	187.640

Con fecha 5 de enero de 2007 CONAFE adquirió a Cooperativa de Energía Eléctrica Ltda. (ELECOOP) y a Proyectos de Energía Eléctrica S.A. (PROENER), 509 acciones y 1 acción, respectivamente, representativas del 51% de participación que éstas mantenían en la Sociedad Energía del Limarí S.A. (ENELSA).

Con fecha 29 de diciembre de 2008 CONAFE adquirió a Cooperativa de Energía Eléctrica Ltda. (ELECOOP), 490 acciones representativas del 49% de participación restante que mantenían en la Sociedad Energía del Limarí S.A. (ENELSA), además con fecha 20 de diciembre de 2008, CONAFE, vendió una acción a CGE Magallanes, representando el 0,1% del total de acciones de Enelsa, con esto la participación de CONAFE en ENELSA quedó en un 99,90%.

13.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTO DE LA PLUSVALIA.

13.1 Composición y movimientos de los activos intangibles.

Este rubro está compuesto principalmente por derechos de explotación exclusiva de clientes regulados, derechos de agua, servidumbres de paso y software computacionales. Su detalle al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

Clases de activos intangibles, neto	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Programas informáticos, neto.	9.550	10.603
Otros activos intangibles identificables, neto.	1.920.097	1.920.137
Total	1.929.647	1.930.740

Clases de activos intangibles, bruto	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Programas informáticos, bruto.	18.446	18.446
Otros activos intangibles identificables, bruto.	1.920.137	1.920.137
Total	1.938.583	1.938.583

Amortización acumulada y deterio del valor, activos intangibles	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Amortización acumulada y deterioro de valor, programas informáticos.	8.896	7.843
Amortización acumulada y deterioro del valor, otros activos intangibles identificables.	40	0
Total	8.936	7.843

Amortización acumulada y deterio del valor, activos intangibles	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Activos intangibles de vida finita, neto.	8.936	7.843
Total	8.936	7.843

El detalle de vidas útiles aplicadas en el rubro Intangibles al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

Vidas útiles estimadas o tasas de amortización utilizadas	Vida / tasa	Mínima	Máxima
Patentes, marcas registradas y otros derechos.	Vida	Indefinida	Indefinida
Programas Informáticos.	Vida	3	7
Otros activos intangibles dentificables.	Vida	20	20
Servidumbres.	Vida	Indefinida	Indefinida
Concesiones.	Vida	Indefinida	Indefinida

El movimiento de intangibles al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

Movimientos en activos intangibles	2010		
	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2010	10.603	1.920.137	1.930.740
Amortización.	(1.053)	(40)	(1.093)
Cambios, total	(1.053)	(40)	(1.093)
Saldo final activos intangibles identificables al 31 de marzo de 2010	9.550	1.920.097	1.929.647

Movimientos en activos intangibles	2009		
	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2009	8.595	1.898.700	1.907.295
Adiciones.	10.176	21.466	31.642
Amortización.	(8.168)	(29)	(8.197)
Cambios, total	2.008	21.437	23.445
Saldo final activos intangibles al 31 de diciembre de 2009	10.603	1.920.137	1.930.740

El detalle del importe de activos intangibles identificables individuales significativos y su período de amortización al 31 de marzo de 2010 es el siguiente:

Detalle de activos intangibles identificables individuales significativos	Importe en libros de activo individual intangible significativo	Explicación del período de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
	M\$	
Servidumbres.	55.525	Vida útil indefinida
Concesiones.	1.854.950	Vida útil indefinida
Otros.	9.622	Vida útil definida
Total	1.920.097	

El cargo a resultados por amortización de intangibles al 31 de marzo de 2010 y 2009 se detalla a continuación:

Línea de partida en el estado de resultados que incluye amortización de activos intangibles identificables	desde al	01-01-2010 31-03-2010	01-01-2009 31-03-2009
	Ref. Nota	M\$	M\$
Gastos de administración.		1.093	6.116
Total	0	1.093	6.116

13.2 Activos intangibles con vida útil indefinida.

13.2.1.- Servidumbres.

Los derechos de servidumbre se presentan a costo histórico. El período de explotación de dichos derechos, en general no tiene límite por lo que son considerados activos con una vida útil indefinida, y en consecuencia no están sujetos a amortización.

13.2.3.- Derechos de explotación exclusiva de clientes regulados.

Los derechos de explotación exclusiva de clientes regulados adquiridos a través de combinaciones de negocios han sido determinados en base a los flujos netos estimados a la fecha de adquisición que se recibirán por el uso de dicho activo. Dichos intangibles no se amortizan pues poseen vida útil indefinida, ya que dicha concesión no posee un plazo de expiración.

13.2.4.- Información sobre las concesiones de servicio.

Las concesiones para establecer operar y explotar las instalaciones de servicio público de distribución de energía eléctrica en Chile registradas, provienen de la valoración de

derechos de explotación exclusiva de clientes regulados establecidos en el DFL N°4/20.018 de 2006 del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción y que fueron adquiridas a través de combinaciones de negocios. Dichas concesiones tienen vida útil indefinida y están sujetas a caducidad sólo si la calidad del servicio suministrado no corresponde a las exigencias preestablecidas en dicho cuerpo normativo o en sus reglamentos, o a las condiciones estipuladas en los decretos de concesión. Por lo tanto, la actividad de distribución de energía eléctrica en Chile constituye un negocio regulado y no una concesión de servicios en los términos de IFRIC 12.

Las concesiones de distribución de electricidad y gas en la República de Argentina, se valorizan de acuerdo a IFRIC 12 y se amortizan en el plazo estipulado en los respectivos contratos de concesión en los cuales se revierten al Estado Argentino los activos concesionados. Estos activos son sometidos a pruebas por deterioro de valor, toda vez que existan indicios de potencial deterioro.

Dichas concesiones están establecidas en las Provincias de Jujuy, San Juan, Tucumán (concesiones eléctricas) y Provincias de Jujuy, Tucumán, Salta y Santiago del Estero (concesiones gas). El plazo total de dichas concesiones fluctúa en un rango de 35 a 90 años, donde las mejoras y mantenciones efectuadas quedarán a futuro beneficio del cedente y no podrán ser cobradas por las sociedades subsidiarias titulares de la concesión.

La vida útil de todos los activos intangibles de vida útil indefinida, previamente enunciados es objeto de revisión en cada ejercicio para el que se presente información, para determinar si la consideración de vida útil indefinida sigue siendo aplicable. Estos activos se someten a pruebas de deterioro de valor anualmente.

14.- PLUSVALIA.

El detalle de la plusvalía comprada 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es la siguiente:

Rut	Sociedad	Movimientos 2009			Movimientos 2010	
		Saldo al	Otros	Saldo al	Otros	Saldo al
		01-01-2009	incrementos (disminuciones)	31-12-2009	incrementos (disminuciones)	31-03-2010
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
86.897.200-9	EMEC	98.971.277	0	98.971.277	0	98.971.277
76.348.900-0	Energía del Limarí S.A.	89.457	0	89.457	0	89.457
Totales		99.060.734	0	99.060.734	0	99.060.734

14.1.- Prueba de deterioro de la plusvalía comprada y otros activos intangibles de vida útil indefinida.

La Sociedad evalúa anualmente si la plusvalía comprada y demás activos intangibles de vida útil indefinida han sufrido algún deterioro, de acuerdo con la política contable que se describe en la nota 2.10. Los montos recuperables de las unidades generadoras de efectivo han sido determinados sobre la base de cálculos de sus valores en uso.

La estimación del valor en uso ha requerido que la administración realice las estimaciones de los flujos de efectivo futuros esperados, utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

Las tasas de descuento antes de impuestos, expresadas en términos reales, aplicadas en el período 2010 y 2009 fueron de 9,5% para el negocio eléctrico.

Como resultado de estas pruebas la Sociedad determinó que no existen deterioros en la plusvalía comprada y demás activos intangibles de vida útil indefinida.

15.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

15.1.- Vidas útiles.

El siguiente cuadro muestra las vidas útiles técnicas para los bienes de la Sociedad.

Vida útil para la depreciación de propiedades, planta y equipo	Vida útil	
	Mínima	Máxima
Vida útil para edificios.	720	720
Vida útil para planta y equipo.	240	540
Vida útil para equipamiento de tecnologías de la información.	36	120
Vida útil para instalaciones fijas y accesorios.	12	1.230
Vida útil para vehículos de motor.	84	300

15.2.- Detalle de los rubros.

La composición de este rubro es la siguiente al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es la siguiente:

Clases de propiedades, plantas y equipos, neto	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Construcciones en curso.	1.244.067	1.220.093
Terrenos.	1.226.513	1.226.513
Edificios.	1.503.228	1.510.590
Planta y equipos.	89.848.919	90.910.906
Subestaciones de distribución.	9.683.852	9.810.123
Líneas y redes de media y baja tensión.	78.282.086	79.184.802
Medidores.	1.882.981	1.915.981
Equipamiento de tecnología de la información	21.488	23.399
Instalaciones fijas y accesorios	1.138.121	1.197.245
Equipos de comunicaciones.	380.665	405.991
Herramientas.	436.183	456.019
Muebles y útiles.	321.273	335.235
Vehículos de motor.	589.803	634.764
Total	95.572.139	96.723.510

Clases de propiedades, plantas y equipos, bruto	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Construcciones en curso.	1.244.067	1.220.093
Terrenos.	1.226.513	1.226.513
Edificios.	2.303.583	2.303.583
Planta y equipos.	138.187.267	138.187.174
Subestaciones de distribución.	15.711.475	15.711.475
Líneas y redes de media y baja tensión.	117.216.041	117.215.948
Medidores.	5.259.751	5.259.751
Equipamiento de tecnología de la información	74.252	74.252
Instalaciones fijas y accesorios	3.891.801	3.890.865
Equipos de comunicaciones.	1.200.923	1.200.923
Herramientas.	1.917.065	1.917.065
Muebles y útiles.	773.813	772.877
Vehículos de motor.	2.047.760	2.047.760
Total	148.975.243	148.950.240

Depreciación acumulada y deterioro del valor, propiedades, planta y equipo	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Edificios.	800.355	792.993
Planta y equipos.	48.338.348	47.276.268
Subestaciones de distribución.	6.027.623	5.901.352
Líneas y redes de media y baja tensión.	38.933.955	38.031.146
Medidores.	3.376.770	3.343.770
Equipamiento de tecnología de la información	52.764	50.853
Instalaciones fijas y accesorios	2.753.680	2.693.620
Equipos de comunicaciones.	820.258	794.932
Herramientas.	1.480.882	1.461.046
Muebles y útiles.	452.540	437.642
Vehículos de motor.	1.457.957	1.412.996
Total	53.403.104	52.226.730

15.3.- Reconciliación de cambios en propiedades, plantas y equipo.

Al 31 de marzo de 2010.

Movimiento año 2010		Construcción en curso	Terrenos	Edificios, neto	Planta y equipo, neto	Equipamiento de tecnologías de la información, neto	Instalaciones fijas y accesorios, neto	Vehículos de motor, neto	Mejoras de bienes arrendados, neto	Otras propiedades, planta y equipo, neto	Propiedades, planta y equipo, neto
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2010		1.220.093	1.226.513	1.510.590	90.910.906	23.399	1.197.245	634.764	0	0	96.723.510
Cambios	Adiciones.	23.974	0	0	93	0	936	0	0	0	25.003
	Adquisiciones mediante combinaciones de negocios.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Desapropiaciones	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Transferencias a (desde) activos no corrientes y grupos en desapropiación mantenidos para la venta.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Transferencias a (desde) propiedades de inversión.		0	0							0
	Desapropiaciones mediante enajenación de	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Retiros.		0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Gasto por depreciación.			(7.362)	(1.062.080)	(1.911)	(60.060)	(44.961)	0	0	(1.176.374)
	Incrementos (decrementos) por revaluación reconocido en patrimonio neto.		0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Pérdida por deterioro reconocida en el patrimonio neto.		0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Reversiones de deterioro de valor reconocidas en el patrimonio neto.		0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Sub total reconocido en patrimonio neto		0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Incremento (decremento) por revaluación reconocido en el estado de resultados.		0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Reversiones de deterioro de valor reconocidas en el estado de resultados.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Otros incrementos (decrementos).	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total cambios		23.974	0	(7.362)	(1.061.987)	(1.911)	(59.124)	(44.961)	0	0	(1.151.371)
Saldo Final al 31 de marzo de 2010		1.244.067	1.226.513	1.503.228	89.848.919	21.488	1.138.121	589.803	0	0	95.572.139

Al 31 de diciembre de 2009

Movimiento año 2009		Construcción en curso	Terrenos	Edificios, neto	Planta y equipo, neto	Equipamiento de tecnologías de la información, neto	Instalaciones fijas y accesorios, neto	Vehículos de motor, neto	Mejoras de bienes arrendados, neto	Otras propiedades, planta y equipo, neto	Propiedades, planta y equipo, neto
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2009		1.252.769	2.962.830	3.906.584	92.199.946	23.537	1.382.596	745.357	0	0	102.473.619
Cambios	Adiciones.	3.837.825	0	81.282	198.071	49.940	146.593	6.283	0	0	4.319.994
	Adquisiciones mediante combinaciones de negocios.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Desapropiaciones	0	(1.736.317)	(2.410.486)	0	0	0	0	0	0	(4.146.803)
	Transferencias a (desde) activos no corrientes y grupos en desapropiación mantenidos para la venta.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Transferencias a (desde) propiedades de inversión.		0	0							0
	Desapropiaciones mediante enajenación de negocios.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Retiros.		0	0	(1.013.864)	0	(88.167)	(1.848)	0	0	(1.103.879)
	Gasto por depreciación.			(66.790)	(4.337.340)	(50.078)	(250.185)	(115.028)	0	0	(4.819.421)
	Incrementos (decrementos) por revaluación y por pérdidas por deterioro del patrimonio neto.		0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Pérdida por deterioro reconocida en el patrimonio neto.		0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Reversiones de deterioro de valor reconocidas en el patrimonio neto		0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Sub total reconocido en patrimonio neto		0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Incremento (decremento) por revaluación reconocido en el estado de resultados.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Reversiones de deterioro de valor reconocidas en el estado de resultados.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Otros incrementos (decrementos).	(3.870.501)	0	0	3.864.093	0	6.408	0	0	0	0
Total cambios		(32.676)	(1.736.317)	(2.395.994)	(1.289.040)	(138)	(185.351)	(110.593)	0	0	(5.750.109)
Saldo Final al 31 de diciembre de 2009		1.220.093	1.226.513	1.510.590	90.910.906	23.399	1.197.245	634.764	0	0	96.723.510

15.4.- Política de inversiones en propiedades, plantas y equipo.

La Sociedad, ha mantenido tradicionalmente una política de llevar a cabo todas las obras necesarias para satisfacer los incrementos de la demanda, conservar en buen estado las instalaciones y adaptar el sistema a los avances tecnológicos, con el objeto de cumplir cabalmente con las normas de calidad y continuidad de suministro establecidos por la regulación vigente en el sector electricidad, como asimismo con los contratos comerciales suscritos con sus clientes.

15.5.- Información adicional sobre propiedades, plantas y equipo.

Los terrenos, construcciones y edificios, redes de distribución eléctrica y de gas se revalorizaron por última vez el 31 de diciembre de 2008. Las tasaciones se llevaron a cabo, a base del valor de mercado o valor de reposición técnicamente depreciado, según corresponda. La plusvalía por revalorización neta de los correspondientes impuestos diferidos se abonó a la reserva por revaluación en el patrimonio neto registrada a través del estado de otros resultados integrales.

Informaciones adicionales a revelar sobre propiedades, planta y equipos	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Propiedad, planta y equipo completamente depreciados todavía en uso.	2.521.833	2.521.833
Propiedades, planta y equipo retiradas no mantenidas para desapropiación.	0	306.067
Desembolsos sobre cuentas de propiedades, planta y equipos en proceso de construcción.	30.121	3.453.456

15.6.- Información a considerar sobre los activos revaluados.

Los equipos, instalaciones y redes destinadas al negocio eléctrico, se reconocen inicialmente a su costo de adquisición, y posteriormente son revalorizados mediante el método de retasación periódica a valor razonable. Las tasaciones de propiedad, planta y equipo son efectuadas toda vez que existen variaciones significativas en las variables que inciden en la determinación de sus valores razonables y siempre al menos cada tres años.

En cuanto a la revaluación de los equipos, instalaciones y redes destinados al negocio de distribución eléctrica, se realizó de acuerdo con los requerimientos de la autoridad regulatoria, siendo revisado este proceso por auditores independientes. En el caso de la tasación de los Terrenos y Edificios de la Sociedad, se contrataron los servicios de los tasadores independientes especializados.

En el caso de los bienes eléctricos que son los sometidos a reevaluación anual se ha definido considerar como valor de referencia el valor nuevo de reemplazo (VNR) entregado a la Superintendencias de Electricidad y Combustibles (SEC), dado que no existe un mercado activo para los bienes eléctricos y así calcular el valor justo considerando la antigüedad real del bien, sus condiciones actuales de uso, una tasa efectiva de retorno que a diciembre de 2008 asciende a 4,1 % y basados en una vida útil total por clases de bienes como período total de retorno de flujos.

El valor razonable para las instalaciones eléctricas, mencionado en los párrafos anteriores, ha sido incorporado a la fórmula de Marston y Agg , que calcula el valor de un bien a una determinada

fecha considerando su antigüedad, las condiciones actuales de uso y el período de retorno de los flujos que genera el bien.

En el caso de los Terrenos y Edificios el método utilizado como se señaló fue una tasación independiente y dentro de la cual se indican las hipótesis utilizadas por los profesionales independientes.

Respecto de las restricciones sobre la distribución del saldo de la Reserva de Revaluación en régimen bajo NIC 16, el superávit de revaluación incluido en el patrimonio neto será transferido directamente a la cuenta utilidades retenidas, cuando se produzca la baja del bien, o en la medida que este fuera utilizado y depreciado por la Sociedad.

Valor de libros según modelo del costo de los bienes revaluados:

Valor de libros del activo fijo revaluado según el modelo del costo	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Terrenos.	475.758	475.758
Planta y equipos.	61.935.205	62.887.560
Total	62.410.963	63.363.318

Movimiento Reservas de Revaluación

Valor revaluado del activo fijo	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Saldo inicial	28.864.668	37.666.154
Retiros de activo fijo revaluado.	0	(7.466.055)
Reciclaje desde reserva revaluacion a utilidades acumuladas.	(200.198)	(1.335.431)
Movimiento del periodo	(200.198)	(8.801.486)
Total	28.664.470	28.864.668

Valor de libros según modelo del costo de los bienes no revaluados:

Valor de libros según modelo del costo del activo fijo no revaluado	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Construcción en curso	1.244.067	1.220.093
Edificios	1.503.227	1.510.590
Equipamiento de tecnologías de la información	21.488	23.397
Instalaciones fijas y accesorios	1.138.121	1.125.963
Vehículos de motor	589.803	615.481
Total	4.496.706	4.495.524

16.- IMPUESTOS DIFERIDOS.

El origen de los impuestos diferidos registrados al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

16.1.- Activos por impuestos diferidos.

Activos por impuestos diferidos	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Relativos a depreciaciones.	7.546.677	8.303.324
Relativos a provisiones.	1.309.033	795.758
Relativos a obligaciones por beneficios a empleados	669.168	804.939
Relativos a pérdidas fiscales.	4.886.738	4.521.127
Relativos a otros.	410.883	313.750
Total	14.822.499	14.738.898

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos, requieren de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. La Sociedad estima con proyecciones futuras de utilidades que estas cubrirán el recupero de estos activos.

16.2.- Pasivos por impuestos diferidos.

Pasivos por impuestos diferidos	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Relativos a depreciaciones.	15.032	68.004
Relativos a revaluaciones de propiedades, planta y equipo.	4.935.088	4.906.993
Relativos a otros.	417.439	680.777
Total	5.367.559	5.655.774

16.3.- Movimientos de impuesto diferido del estado de situación financiera.

Movimientos en activos por impuestos diferidos	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Activos por impuestos diferidos, saldo inicial.	14.738.898	16.520.008
Incremento (decremento) en activos impuestos diferidos.	83.601	(1.781.110)
Cambios en activos por impuestos diferidos, total	83.601	(1.781.110)
Total	14.822.499	14.738.898

Movimientos en pasivos por impuestos diferidos	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Pasivos por impuestos diferidos, saldo inicial.	5.655.774	6.618.412
Incremento (decremento) en pasivos impuestos diferidos.	(288.215)	(962.638)
Cambios en pasivos por impuestos diferidos, total	(288.215)	(962.638)
Total	5.367.559	5.655.774

16.4.- Compensación de partidas.

Los impuestos diferidos activos y pasivos se compensan cuando existe derecho legalmente ejecutable de compensar los activos tributarios corrientes contra los pasivos tributarios corrientes y cuando los impuestos a la renta diferidos activos y pasivos están relacionado con el impuesto a la renta que grava la misma autoridad tributaria a la misma entidad gravada o a diferentes entidades gravadas por las que existe la intención de liquidar los saldos sobre bases netas. Los montos compensados son los siguientes:

Concepto	Activos/Pasivos brutos M\$	Valores compensados M\$	Saldos netos al cierre M\$
31-03-2010			
- Activos por impuestos diferidos	14.822.499	(5.104.803)	9.717.696
- Pasivos por impuestos diferidos	(5.367.559)	5.104.803	(262.756)
Total	9.454.940	0	9.454.940
31-12-2009			
- Activos por impuestos diferidos	14.738.898	(5.397.628)	9.341.270
- Pasivos por impuestos diferidos	(5.655.774)	5.397.628	(258.146)
Total	9.083.124	0	9.083.124

17.- PASIVOS FINANCIEROS.

El detalle de este rubro para los cierres al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009, es el siguiente:

17.1.- Clases de otros pasivos financieros.

Pasivos financieros	Moneda	31-03-2010		31-12-2009	
		Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Préstamos bancarios.	US\$	5.604	6.293.520	29.097	6.085.200
Total préstamos bancarios		5.604	6.293.520	29.097	6.085.200
Obligaciones con el público (bonos)	UF	4.444.680	52.643.543	3.772.763	52.501.171
Pasivos de cobertura		0	572.093	0	510.104
Total		4.450.284	59.509.156	3.801.860	59.096.475

17.2.- Préstamos bancarios - desglose de monedas y vencimientos.

Saldos al 31 de marzo de 2010.

País	Sociedad deudora	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes					No Corrientes					
								Vencimientos				Total corrientes	Vencimientos					Total no corrientes
								Indeterminado	hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses		31-03-2010	1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años	
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Islas Cayman	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Banco BBVA	US\$	Al vencimiento	1,18%	1,18%	Sin Garantía				5.604	5.604	6.293.520	0	0	0	6.293.520	
Total								0	0	0	5.604	5.604	6.293.520	0	0	0	6.293.520	

Saldos al 31 de diciembre de 2009.

País	Sociedad deudora	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes					No Corrientes					
								Vencimientos				Total corrientes	Vencimientos				Total no corrientes	
								Indeterminado	hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses		1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años		10 o más años
								M\$										
Islas Cayman	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Banco BBVA	US\$	Al vencimiento	2,61%	2,61%	Sin Garantía				29.097	29.097		6.085.200				6.085.200
Total								0	0	0	29.097	29.097	0	6.085.200	0	0	0	6.085.200

17.3.- Obligaciones con el público (bonos)

Saldos al 31 de marzo de 2010.

Nº de inscripción o identificación del instrumento	Serie	Monto nominal colocado vigente	Unidad de reajuste del bono	Tasa de interés	Tasa de interés efectiva	Plazo final	Periodicidad		Total corrientes 31-03-2010 M\$	Vencimientos					Total no corrientes 31-03-2010 M\$	Colocación en Chile o el extranjero
							Pago de intereses	Pago de amortización		1 hasta 2 años M\$	más de 2 hasta 3 años M\$	más de 3 hasta 5 años M\$	más de 5 hasta 10 años M\$	10 o más años M\$		
377	D	2.735.294	UF	4,40%	4,77%	01-06-2025	Semestral	Semestral	4.444.680	3.574.688	3.587.028	7.184.071	18.104.007	20.193.749	52.643.543	Chile
Total									4.444.680	3.574.688	3.587.028	7.184.071	18.104.007	20.193.749	52.643.543	

Saldos al 31 de diciembre de 2009.

Nº de inscripción o identificación del instrumento	Serie	Monto nominal colocado vigente	Unidad de reajuste del bono	Tasa de interés	Tasa de interés efectiva	Plazo final	Periodicidad		Total corrientes 31-12-2009 M\$	Vencimientos					Total no corrientes 31-12-2009 M\$	Colocación en Chile o el extranjero
							Pago de intereses	Pago de amortización		1 hasta 2 años M\$	más de 2 hasta 3 años M\$	más de 3 hasta 5 años M\$	más de 5 hasta 10 años M\$	10 o más años M\$		
377	D	2.735.294	UF	4,40%	4,77%	01-06-2025	Semestral	Semestral	3.772.763	3.564.870	3.577.209	7.164.434	18.054.913	20.139.745	52.501.171	Chile
Total									3.772.763	3.564.870	3.577.209	7.164.434	18.054.913	20.139.745	52.501.171	

18.- CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes	
	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Proveedores de energía.	13.750.421	13.195.449
Retenciones.	8.756.582	1.549.820
Dividendos por pagar.	25.910	28.281
Pasivos acumulados (o devengados). (*)	879.765	1.412.087
Otras cuentas por pagar.	4.348.927	2.608.145
Total	27.761.605	18.793.782

18.1.- Pasivos acumulados (o devengados).

(*) Pasivos acumulados (o devengados)	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Vacaciones del personal.	541.170	555.698
Bonificaciones de feriados.	158.877	122.722
Participación sobre resultados	98.748	652.697
Participación del Directorio.	80.970	80.970
Total	879.765	1.412.087

19.- OTRAS PROVISIONES.

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2010, 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

19.1.- Provisiones – Saldos.

Clase de provisiones	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Provisión de reclamaciones legales.	2.465.722	922.631	0	0
Provisión de contratos onerosos.	12.170	16.356	0	0
Participación en utilidades y bonos.	58.086	193.685	0	0
Otras provisiones.	182.608	0	631.586	544.120
Total	2.718.586	1.132.672	631.586	544.120

19.1.1.- Provisiones de reclamaciones legales.

Los montos corresponden a la provisión para ciertas demandas legales contra La Sociedad por clientes o particulares afectados con los servicios prestados. Los plazos para utilizar los saldos de las provisiones están acotados a los plazos normales de los procesos

judiciales. Se incluyen además provisiones por multas de la autoridad eléctrica, que están en proceso de reclamación y cuya resolución para efectos de su uso también está sujeta a los plazos de dicho organismo, (detalle de juicios en nota N° 29).

19.1.2.- Provisiones de contratos onerosos.

Los montos registrados corresponden a aquellos contratos en que los costos para completar la obligación inevitablemente superarán los beneficios que se espera recibir de ellos y que tienen su origen fundamentalmente en descargos en los vencimientos y precios de los contratos de clientes y proveedores. Los saldos de provisión del sector eléctrico se espera se terminen de utilizar durante el año 2013.

19.1.3.- Participación en utilidades y bonos.

La provisión para la participación de los empleados en las utilidades de la Compañía y de los bonos de desempeño se paga al mes siguiente de la aprobación de los estados financieros anuales.

19.1.4.- Otras provisiones.

La Sociedad tiene el compromiso con el estado de renovar las instalaciones relacionadas con el proyecto S.E.R. (Servicio de Energía Renovable), el cual se provisiona mensualmente para cumplir con esta obligación. El reemplazo de las instalaciones se realiza en 2 partes, la primera en el 2° semestre del año 2011 y la segunda en el año 2015.

19.2.- Movimiento de las provisiones.

Al 31 de marzo de 2010.

Movimiento de las provisiones	Por reclamaciones legales	Por contratos onerosos	Por participación en utilidades y bonos	Por responsabilidad sobre pasivos netos de asociadas	Otras provisiones	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2010	922.631	16.356	193.685	0	544.120	1.676.792
Provisiones adicionales.	1.534.724	0	0	0	0	1.534.724
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	8.367	0	0	0	270.074	278.441
Provisión utilizada.	0	(4.186)	(135.599)	0	0	(139.785)
Total cambios en provisiones	1.543.091	(4.186)	(135.599)	0	270.074	1.673.380
Saldo final al 31 de marzo de 2010	2.465.722	12.170	58.086	0	814.194	3.350.172

Al 31 de diciembre de 2009.

Movimiento de las provisiones	Por reclamaciones legales	Por contratos onerosos	Por participación en utilidades y bonos	Por responsabilidad sobre pasivos netos de asociadas	Otras provisiones	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2009	632.244	31.665	72.661	0	329.487	1.066.057
Provisiones adicionales.	50.617	0	0	0	0	50.617
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	289.599	(15.309)	300.662	0	214.633	789.585
Provisión utilizada.	(49.829)		(179.638)	0		(229.467)
Total cambios en provisiones	290.387	(15.309)	121.024	0	214.633	610.735
Saldo final al 31 de diciembre de 2009	922.631	16.356	193.685	0	544.120	1.676.792

20.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2010 y al 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

20.1.- Detalle del rubro.

Provisión por beneficios a los empleados	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Provisión indemnización años de servicio.	4.844.646	4.944.412
Provisión premio de antigüedad.	1.259.544	1.220.457
Total	6.104.190	6.164.869

20.2.- Detalle de los beneficios a los empleados y similares.

Valor presente de los beneficios a los empleados y similar	Indemnización por años de servicios		Premios por antigüedad	
	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Valor presente obligación plan de beneficios definidos, saldo	5.249.984	5.310.158	1.220.457	1.259.624
Costo del servicio corriente obligación plan de beneficios	96.857	375.938	24.681	106.164
Costo por intereses por obligación de plan de beneficios definidos.	87.081	384.237	19.846	88.291
Ganancias pérdidas actuariales obligación planes de beneficios		(128.371)		(225.964)
Contribuciones pagadas obligación de planes de beneficios	(283.704)	(691.978)	(5.440)	(7.658)
Total	5.150.218	5.249.984	1.259.544	1.220.457

20.3.- Balance de los beneficios a los empleados y similares.

Balance plan de beneficios	Indemnización por años de servicios		Premios por antigüedad	
	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Valor presente obligación plan de beneficios definidos, saldo	5.150.218	5.249.984	1.259.544	1.220.457
Obligación presente con fondos de plan de beneficios definidos.	5.150.218	5.249.984	1.259.544	1.220.457
Ganancias - pérdidas actuariales no reconocidas en balance netas.	(305.572)	(305.572)	0	0
Total	4.844.646	4.944.412	1.259.544	1.220.457

20.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados.

Valor presente de los beneficios a los empleados y similar	Indemnización por años de servicios		Premios por antigüedad		Línea del estado de resultados en la que se ha reconocido
	01-01-2010 31-03-2010 M\$	01-01-2009 31-03-2009 M\$	01-01-2010 31-03-2010 M\$	01-01-2009 31-03-2009 M\$	
Costo del servicio corriente plan de beneficios definidos.	96.857	141.509	24.681	17.743	Costo de ventas - gastos de administración.
Costo por intereses plan de beneficios definidos.	87.081	45.090	19.846	7.105	Costos Financieros
Total gastos reconocidos en resultados	183.938	186.599	44.527	24.848	

20.5.- Hipótesis actuariales.

Las principales hipótesis actuariales utilizadas al cierre de estos estados financieros han sido las siguientes:

Detalle	31-03-2010	31-03-2009
Tasa de descuento utilizada.	3,60%	3,20%
Tasa de inflación.	3,00%	4,00%
Aumento futuros de salarios.	3,50%	3,50%
Tabla de mortalidad.	B-2006	
Tabla de invalidez.	PDT 1985- Cat III	
Tabla de rotación.	ESA-77	

21.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corrientes	
	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Ingresos diferidos. (*)	810.557	235.287
Total	810.557	235.287

21.1.- Ingresos diferidos.

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

(*) Detalle de ingresos diferidos	Corrientes	
	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Ingresos diferidos por obras de terceros.	678.516	59.554
Subsidios.		128.183
Garantías (pago anticipado de clientes).	132.041	47.550
Total	810.557	235.287

El movimiento de este rubro por el período al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

Detalle de ingresos diferidos corrientes y no corrientes	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Saldo inicial ingresos diferidos corrientes y no corrientes	235.287	705.465
Adiciones.	3.533.198	5.354.120
Imputación a resultados.	2.955.908	5.787.860
Ganancia (pérdida) otros.	(1.927)	(36.438)
Total	810.650	235.287

21.2.- Contratos de construcción.

De acuerdo con lo dispuesto en la NIC 11, a continuación se detalla información relevante de contratos en construcción.

21.2.1.- Margen del período por contratos de construcción.

Detalle	desde al	01-01-2010 31-03-2010	01-01-2009 31-03-2009
	Ref. Nota	M\$	M\$
Ingresos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período.		151.354	1.331.451
Costos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período.		(128.373)	(1.130.630)
Margen de contratos en construcción		22.981	200.821

21.2.2.- Importes adeudados por clientes bajo contratos de construcción.

Detalle	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Importe de anticipos recibidos sobre contratos de construcción.	373.013	4.362.601
Importe bruto debido por clientes por contratos de construcción como activos.	4.004	644.576
Importe bruto debido por clientes por contratos de construcción como pasivos.	682.770	704.287

21.2.3.- Subvenciones gubernamentales.

Subvención del gobierno	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Importe de las subvenciones del gobierno reconocidas.	0	128.183
Naturaleza de la subvencion incluida.		PER - FNDR

22.- PATRIMONIO NETO.

22.1.- Capital suscrito y pagado.

Los objetivos de la Sociedad al administrar el capital son el salvaguardar la capacidad de continuar como empresa en marcha con el propósito de generar retornos a sus accionistas, beneficios a otros grupos de interés y mantener una estructura de capital óptima para reducir el costo del capital.

Consistente con la industria, la Sociedad monitorea su capital sobre la base del ratio de apalancamiento. Este ratio se calcula dividiendo la deuda neta por el capital total. La deuda neta corresponde al total del endeudamiento (incluyendo el endeudamiento corriente y no corriente) menos el efectivo y equivalentes de efectivo. El capital total corresponde al patrimonio tal y como se muestra en el balance general consolidado más la deuda neta.

En este sentido, Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A., ha combinado distintas fuentes de financiamiento tales como: aumentos de capital, flujos de la operación, créditos bancarios y obligaciones con el público en su modalidad de bonos.

Al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009, el capital social autorizado, suscrito y pagado asciende a M\$ 121.599.631.

22.2.- Número de acciones suscritas y pagadas.

Al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 el capital de la Sociedad está representado por 158.571.960 acciones sin valor nominal de un voto por acción.

No se han producido emisiones ni rescates de acciones en los ejercicios presentados.

22.3.- Política de dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 13 de abril de 2009, aprobó como política de dividendos el distribuir no menos del 30% de la utilidad de la empresa mediante tres dividendos provisorios y uno definitivo, con cargo a las utilidades distribuibles del ejercicio 2009.

El cumplimiento del programa antes señalado quedará condicionado a las utilidades que realmente se obtengan, como asimismo, a la situación de caja, a los resultados que señalen las proyecciones que periódicamente efectúa la empresa, o a la existencia de determinadas condiciones, todo lo cual será resuelto por el Directorio.

22.4.- Dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 13 de abril de 2009, aprobó el pago del dividendo definitivo N° 84 de \$ 5,75.- por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2008 el cual se pagó con fecha 30 de abril de 2009, por un total de M\$911.789.-

El Directorio en Sesión Extraordinaria, celebrada con fecha 28 de mayo de 2009, acordó distribuir un dividendo provisorio N°81 de \$8,16 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio 2009.

El Directorio en Sesión Ordinaria N°760 de fecha 24 de agosto de 2009, acordó repartir el dividendo provisorio N° 82 de \$14,01 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio 2009.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 763 de fecha 23 de Noviembre de 2009, acordó repartir el dividendo provisorio N° 83 de \$ 7,20 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio 2009.

22.5.- Otras reservas.

22.5.1.- Reservas por revaluación.

Corresponde a la revaluación de los bienes de uso, la cual se presenta neta de su respectivo impuesto diferido y depreciación, esta última es reciclada a las utilidades retenidas.

22.5.2.- Reservas de coberturas.

Se presentan en este rubro los movimientos en el valor justo de los instrumentos derivados de cobertura de flujos de caja medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales.

22.5.3.- Otras reservas.

Corresponde a la desafectación de la Revalorización del Capital Propio del ejercicio 2008 de acuerdo a la Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros de fecha 20 de junio de 2008 incorporada en el Capital Emitido de acuerdo a lo establecido en la ley N° 18.046 artículo 10 inciso segundo.

22.6.- Participaciones no controladoras.

R.U.T	Nombre de la subsidiaria	País de origen	Porcentaje de participación en subsidiarias de la participación no controladora		31-03-2010		31-12-2009	
					Participación no controladora en patrimonio	Ganancia (pérdida) atribuible a participación no controladora	Participación no controladora en patrimonio	Ganancia (pérdida) atribuible a participación no controladora
			31-03-2010	31-12-2009	M\$	M\$	M\$	M\$
76348900-0	Energía del Limarí S.A.	Chile	0,1000%	0,1000%	4.644	122	4.016	(38)

22.7.- Transacciones con participaciones no controladoras.

Durante el periodo al 31 de marzo de 2010 y durante el ejercicio 2009 no se realizaron transacciones de adquisición de acciones con la participación no controladora.

22.8.- Reconciliación del movimiento en reservas de los otros resultados integrales.

Los movimientos al 31 de marzo de 2010 son los acumulados en el cuadro adjunto y por igual periodo del año 2009 no hay movimientos.

Movimiento de otros resultados integrales	Porción atribuible a accionistas de la matriz			Porción atribuible al interés no controlante			Total		
	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$
Ganancia (pérdida) antes de impuestos			(867.036)			122	0	0	(867.036)
Reservas de cobertura de flujo de caja									
Ganancias (pérdidas) del ejercicio en otros resultados integrales.	(315.372)	53.613	(261.759)	0	0	0	(315.372)	53.613	(261.759)
Reclasificación a resultados del período.			0	0	0	0	0	0	0
Total movimientos del período	(315.372)	53.613	(261.759)	0	0	0	(315.372)	53.613	(261.759)
Total resultado integral			(1.128.795)			122			(1.128.795)

23.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.

23.1.- Ingresos ordinarios.

Ingresos de actividades ordinarias	01-01-2010 31-03-2010 M\$	01-01-2009 31-03-2009 M\$
Ventas	35.676.855	41.683.490
Venta de energía.	34.762.671	40.796.572
Venta de mercaderías, materiales y equipos.	914.184	886.918
Prestaciones de servicios	2.006.987	2.102.491
Arriendo de equipos de medida.	383.737	555.984
Servicios de mantenimiento de equipos a clientes.	24.831	24.812
Apoyos en postación.	124.805	431.975
Servicios de construcción de obras e instalaciones eléctricas.	723.249	365.719
Otras prestaciones.	750.365	724.001
Total	37.683.842	43.785.981

23.2.- Otros ingresos, por función.

Otros ingresos por función	01-01-2010 31-03-2010 M\$	01-01-2009 31-03-2009 M\$
Arriendo de oficinas.	11.754	56.632
Ingresos financieros.	4.388	873.749
Otros ingresos de operación.	152.642	1.223.925
Total	168.784	2.154.306

24.- COMPOSICIÓN DE RESULTADOS RELEVANTES.

24.1.- Gastos por naturaleza.

Gastos por naturaleza	01-01-2010 31-03-2010	01-01-2009 31-03-2009
	M\$	M\$
Compra de energía.	28.515.166	34.075.719
Gastos de personal.	2.011.985	2.062.106
Gastos de operación y mantenimiento.	2.438.528	4.750.584
Gastos de administración.	1.897.994	290.507
Costos de mercadotecnia.	32.342	115.987
Depreciación.	1.176.374	1.243.424
Amortización.	1.093	6.116
Otros gastos varios de operación.	351.376	96.377
Total	36.424.858	42.640.820

24.2.- Gastos de personal.

Gastos por naturaleza	01-01-2010 31-03-2010	01-01-2009 31-03-2009
	M\$	M\$
Sueldos y salarios.	1.640.783	1.339.247
Beneficios a corto plazo a los empleados.	187.248	427.903
Gasto por obligación por beneficios a los empleados	121.538	159.252
Beneficios por terminación.	59.888	30.999
Otros gastos de personal.	2.528	104.705
Total	2.011.985	2.062.106

24.3.- Depreciación y amortización.

Detalle	01-01-2010 31-03-2010	01-01-2009 31-03-2009
	M\$	M\$
Depreciación		
Costo de ventas.	728.404	1.183.324
Gasto de administración.	447.970	60.100
Total depreciación	1.176.374	1.243.424
Amortización		
Costo de ventas.	0	0
Gasto de administración.	1.093	6.116
Total amortización	1.093	6.116
Total	1.177.467	1.249.540

24.4.- Otras Ganancias (Pérdidas).

En este rubro al 31 de marzo de 2010 se reconoció la pérdida resultante por el término del Juicio con Colbún S.A. lo cual ascendió a M\$1.534.724 lo que se detalla en el siguiente cuadro:

Otras ganancias (pérdidas)	01-01-2010 31-03-2010 M\$	01-01-2009 31-03-2009 M\$
Dieta del Directorio	(17.538)	(13.665)
Participación del Directorio	0	(50.190)
Provision Juicio	(1.543.091)	(50.617)
Otros	(18.897)	(16.964)
Total	(1.579.526)	(131.436)

25.- RESULTADO FINANCIERO.

Resultado financiero	01-01-2010 31-03-2010 M\$	01-01-2009 31-03-2009 M\$
Ingresos financieros		
Intereses comerciales.	2.105	355.544
Otros ingresos financieros.	2.283	518.205
Total Ingresos financieros	4.388	873.749
Gastos financieros		
Gastos por préstamos bancarios.	(26.153)	(62.207)
Gastos por obligaciones con el público (bonos).	(662.098)	(685.720)
Otros gastos.	(140.560)	(763.973)
Total gastos financieros	(828.811)	(1.511.900)
Unidad de reajuste		
Total resultados por unidades de reajuste	(173.344)	1.593.262
Total resultado financiero	(997.767)	955.111

26.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.

26.1.- Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.

Durante el período terminado al 31 de marzo de 2010 se originó un abono a resultados por impuesto a las ganancias ascendente a M\$ 286.999 y un cargo por M\$ 731.907 al 31 de marzo de 2009, según el siguiente detalle:

Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias por partes corriente y diferida	01-01-2010 31-03-2010	01-01-2009 31-03-2009
	M\$	M\$
Gasto por impuestos corrientes.	(31.204)	(42.013)
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(31.204)	(42.013)
Gasto por impuestos diferidos que surgen de las reducciones de valor o reversión de las reducciones de valor de activos por impuestos diferidos durante la evaluación de su utilidad.	0	(219.114)
Otro gasto por impuesto diferido.	318.203	(470.780)
Total gasto por impuestos diferidos a las ganancias, neto	318.203	(689.894)
Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	286.999	(731.907)

26.2.- Localización del efecto en resultados por impuestos a las ganancias.

Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias por partes extranjera y nacional	01-01-2010 31-03-2010	01-01-2009 31-03-2009
	M\$	M\$
Gasto por impuestos corrientes, neto, nacional.	(31.204)	(42.013)
Total gasto por impuestos corrientes, neto	(31.204)	(42.013)
Gasto por impuestos diferidos, neto, nacional.	318.203	(689.894)
Total gasto por impuestos diferidos, neto	318.203	(689.894)
Ingreso (gasto) por impuesto a las ganancias	286.999	(731.907)

26.3.- Conciliación entre el resultado por imptos. a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.

El siguiente cuadro muestra la conciliación entre el impuesto a las ganancias contabilizado y el que resultaría de aplicar la tasa efectiva para los períodos terminados al 31 de marzo de 2010 y 2009.

Conciliación del gasto por impuestos utilizando la tasa legal con el gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	01-01-2010 31-03-2010	01-01-2009 31-03-2009
	M\$	M\$
Gasto por impuestos utilizando la tasa legal	196.165	(552.397)
Efecto impositivo de ingresos ordinarios no imponibles.	1.713.266	461.032
Efecto impositivo de gastos no deducibles impositivamente.	1.860.653	279.504
Otro incremento (decremento) en cargo por impuestos legales.	(56.553)	2.017
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	90.834	(179.511)
Gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	286.999	(731.908)

26.4.- Efecto en otros resultados integrales por impuestos a las ganancias.

Importes antes de impuestos	01-01-2010 31-03-2010			01-01-2009 31-03-2009		
	Importe antes de impuestos	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos	Importe antes de impuestos	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Cobertura de flujo de caja.	(315.372)	53.613	(261.759)	0	0	0
Total		53.613		0		

27.- GANANCIAS POR ACCION.

La utilidad por acción básica se calcula dividiendo la utilidad atribuible a los accionistas de la sociedad entre el promedio ponderado de las acciones comunes en circulación en el año, excluyendo, de existir, las acciones comunes adquiridas por Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.. y mantenidas como acciones de tesorería.

Ganancias (pérdidas) básicas por acción	01-01-2010 31-03-2010	01-01-2009 31-03-2009
	M\$	M\$
Ganancia (pérdida) atribuible a los tenedores de instrumentos de participación en el patrimonio neto de la controladora	(866.914)	2.517.486
Resultado disponible para accionistas comunes, básico	(866.914)	2.517.486
Promedio ponderado de número de acciones, básico.	158.571.960	158.571.960
Ganancias (pérdidas) básicas por acción (\$ por acción)	(5,47)	15,88

No existen transacciones o conceptos que generen efecto dilutivo.

28.- INFORMACION POR SEGMENTO.

28.1.- Criterios de segmentación.

La gerencia ha determinado los segmentos operativos sobre la base de los informes revisados por el comité ejecutivo estratégico.

El comité considera el negocio desde una perspectiva asociada al tipo de servicio o producto vendido (electricidad, venta de gas, servicios e inversiones).

Los segmentos operativos reportables derivan sus ingresos principalmente de la distribución, transmisión y generación eléctrica. En relación con las características del negocio de dichos segmentos ver nota 3.1.- y 3.2.-

Los indicadores utilizados por el comité ejecutivo para la medición de desempeño y asignación de recursos a cada segmento están vinculados con el margen de cada actividad y su ebitda.

La información por segmentos que se entrega al comité ejecutivo estratégico de los segmentos reportables por el ejercicio terminado al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

28.2.- Cuadros patrimoniales.

Segmentos activo

ACTIVOS	Regulado		No regulado		Totales	
	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
ACTIVOS CORRIENTES						
Efectivo y equivalentes al efectivo.	1.197.146	2.338.356	722.105	1.410.470	1.919.251	3.748.826
Otros activos no financieros.	419.960	357.437	0		419.960	357.437
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	51.439.128	33.204.934	4.253.675	2.626.590	55.692.803	35.831.524
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	528.755	339.129	459.707	294.844	988.462	633.973
Inventarios.	176.274	464.433	269.516	710.101	445.790	1.174.534
Activos por impuestos.	3.044.060	2.069.708	2.074.329	1.379.458	5.118.389	3.449.166
Total activos corrientes	56.805.323	38.773.997	7.779.332	6.421.463	64.584.655	45.195.460
ACTIVOS NO CORRIENTES						
Otros activos no financieros.	8.280	8.280	0		8.280	8.280
Derechos por cobrar.	1.259.781	840.597	839.852	560.397	2.099.633	1.400.994
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	17.933	15.844	11.954	10.562	29.887	26.406
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	1.929.647	1.930.740	0		1.929.647	1.930.740
Plusvalía.	99.060.734	99.060.734	0		99.060.734	99.060.734
Propiedades, planta y equipo.	95.529.823	96.680.684	42.316	42.826	95.572.139	96.723.510
Activos por impuestos diferidos.	5.835.523	5.609.477	3.882.173	3.731.793	9.717.696	9.341.270
Total activos no corrientes	203.641.721	204.146.356	4.776.295	4.345.578	208.418.016	208.491.934
TOTAL ACTIVOS	260.447.044	242.920.353	12.555.627	10.767.041	273.002.671	253.687.394

Segmentos Pasivos más patrimonio Neto.

PASIVOS	Regulado		No regulado		Totales	
	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
PASIVOS CORRIENTES						
Pasivos financieros.	4.428.231	3.801.860	22.053	0	4.450.284	3.801.860
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	27.761.605	18.793.782	0	0	27.761.605	18.793.782
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	10.784.443	3.564.965	5.023.559	4.066.662	15.808.002	7.631.627
Otras provisiones a corto plazo.	1.541.762	706.863	1.176.824	425.809	2.718.586	1.132.672
Pasivos por impuestos.	45.467				45.467	0
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados.	119.685	6.406	79.797	4.271	199.482	10.677
Otros pasivos no financieros.	602.540	68.305	208.267	167.139	810.807	235.444
Total pasivos corrientes	45.283.733	26.942.181	6.510.500	4.663.881	51.794.233	31.606.062
PASIVOS NO CORRIENTES						
Pasivos financieros.	58.937.063	58.586.371	572.093	510.104	59.509.156	59.096.475
Otras provisiones a largo plazo.	631.586	544.120	0	0	631.586	544.120
Pasivo por impuestos diferidos.	262.756	258.146	0	0	262.756	258.146
Provisiones por beneficios a los empleados.	3.542.825	3.692.515	2.361.883	2.461.677	5.904.708	6.154.192
Total pasivos no corrientes	63.374.230	63.081.152	2.933.976	2.971.781	66.308.206	66.052.933
TOTAL PASIVOS	108.657.963	90.023.333	9.444.476	7.635.662	118.102.439	97.658.995
PATRIMONIO NETO						
Capital emitido.	119.087.829	119.087.829	2.511.802	2.511.802	121.599.631	121.599.631
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	19.613.370	20.298.727	462.544	478.060	20.075.914	20.776.787
Otras reservas.	13.083.238	13.506.448	136.805	141.517	13.220.043	13.647.965
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.	151.784.437	152.893.004	3.111.151	3.131.379	154.895.588	156.024.383
Participaciones no controladoras.	4.644	4.016			4.644	4.016
Total patrimonio	151.789.081	152.897.020	3.111.151	3.131.379	154.900.232	156.028.399
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	260.447.044	242.920.353	12.555.627	10.767.041	273.002.671	253.687.394

28.3.- Cuadros de resultados.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Regulado		No regulado		Total	
	01-01-2010 31-03-2010 M\$	01-01-2009 31-03-2009 M\$	01-01-2010 31-03-2010 M\$	01-01-2009 31-03-2009 M\$	01-01-2010 31-03-2010 M\$	01-01-2009 31-03-2009 M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	34.538.985	40.315.519	3.144.857	3.470.462	37.683.842	43.785.981
Costo de ventas	(29.165.922)	(36.107.979)	(3.141.975)	(3.646.484)	(32.307.897)	(39.754.463)
Ganancia bruta	5.373.063	4.207.540	2.882	(176.022)	5.375.945	4.031.518
Otros ingresos, por función.	0	1.280.557	164.396	0	164.396	1.280.557
Gasto de administración.	(990.263)	(2.770.371)	(3.094.356)	0	(4.084.619)	(2.770.371)
Otros gastos, por función.	(5.329)	(115.986)	(27.013)	0	(32.342)	(115.986)
Otras ganancias (pérdidas).	(1.533.797)	(131.436)	(45.729)	0	(1.579.526)	(131.436)
Ingresos financieros.	4.388	873.749	0	0	4.388	873.749
Costos financieros.	(24.609)	(1.511.900)	(804.202)	0	(828.811)	(1.511.900)
Resultados por unidades de reajuste.	0	0	(173.344)	1.593.262	(173.344)	1.593.262
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	2.823.453	1.832.153	(3.977.366)	1.417.240	(1.153.913)	3.249.393
Gasto por impuestos a las ganancias.	(479.987)	(311.466)	766.986	(420.441)	286.999	(731.907)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.	2.343.466	1.520.687	(3.210.380)	996.799	(866.914)	2.517.486
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.					0	0
Ganancia (pérdida)	2.343.466	1.520.687	(3.210.380)	996.799	(866.914)	2.517.486
Ganancia (pérdida) atribuible a						
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	2.343.344	1.520.725	(3.210.380)	996.799	(867.036)	2.517.524
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	122	(38)		0	122	(38)
Ganancia (pérdida)	2.343.466	1.520.687	(3.210.380)	996.799	(866.914)	2.517.486
Ganancias por acción						
Ganancia por acción básica						
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas.	2.343.466	1.520.687	(3.210.380)	996.799	(866.914)	2.517.486
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones discontinuadas.					0	0
Ganancia (pérdida) por acción básica.	2.343.466	1.520.687	(3.210.380)	996.799	(866.914)	2.517.486
Ganancias por acción diluida						
Ganancias (pérdida) diluidas por acción procedente de operaciones continuadas.	14,78	9,59	(20,25)	6,29	(5,47)	15,88
Ganancias (pérdida) diluidas por acción procedente de operaciones discontinuadas.	0,00	0,00			0,00	0,00
Ganancias (pérdida) diluida por acción.	14,78	9,59	(20,25)	6,29	(5,47)	15,88

29.- EFECTOS DE LAS VARIACIONES EN LAS TASAS DE CAMBIO DE LA MONEDA EXTRANJERA.

29.1.- Resumen sobre efectos de las variaciones en las tasas de cambio de la moneda extranjera.

Tipo o clase de activo o pasivo en moneda extranjera, resumen	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante	Hasta 90 días	De 90 días a 1 año	Más de 1 año a 3 años	Más de 3 años a 5 años	Más de 5 años
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$

Saldos al 31 de marzo de 2010

Pasivos corrientes	US \$	5.604	0	5.604			
Pasivos no corrientes	US \$	6.293.520			6.293.520	0	0
Total Pasivos		6.299.124	0	5.604	6.293.520	0	0

Saldos al 31 de diciembre de 2009

Pasivos corrientes	US \$	29.097	0	29.097			
Pasivos no corrientes	US \$	6.085.200			6.085.200	0	0
Total pasivos		6.114.297	0	29.097	6.085.200	0	0

29.2.- Efectos de las variaciones en las tasas de cambio de la moneda extranjera, pasivos corrientes.

Efectos de las variaciones en las tasas de cambio de la moneda extranjera - al 31 de marzo de 2010							
Tipo o clase de pasivo en moneda extranjera, pasivos corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante	Hasta 90 días	De 90 días a 1 año	Más de 1 año a 3 años	Más de 3 años a 5 años	Más de 5 años
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Pasivos financieros.	US \$	5.604	0	5.604	0	0	0
Total pasivos corrientes		5.604	0	5.604	0	0	0

Efectos de las variaciones en las tasas de cambio de la moneda extranjera - al 31 de diciembre de 2009							
Tipo o clase de pasivo en moneda extranjera, pasivos corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante	Hasta 90 días	De 90 días a 1 año	Más de 1 año a 3 años	Más de 3 años a 5 años	Más de 5 años
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Pasivos financieros.	US \$	29.097	0	29.097	0	0	0
Total pasivos corrientes		29.097	0	29.097	0	0	0

29.3.- Efectos de las variaciones en las tasas de cambio de la moneda extranjera, pasivos no corrientes.

Efectos de las variaciones en las tasas de cambio de la moneda extranjera - al 31 de marzo de 2010							
Tipo o clase de pasivo en moneda extranjera, pasivos no corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante	Hasta 90 días	De 90 días a 1 año	Más de 1 año a 3 años	Más de 3 años a 5 años	Más de 5 años
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Pasivos financieros.	US \$	6.293.520	0	0	6.293.520	0	0
Total pasivos no corrientes		6.293.520	0	0	6.293.520	0	0

Efectos de las variaciones en las tasas de cambio de la moneda extranjera - al 31 de diciembre de 2009							
Tipo o clase de pasivo en moneda extranjera, pasivos no corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante	Hasta 90 días	De 90 días a 1 año	Más de 1 año a 3 años	Más de 3 años a 5 años	Más de 5 años
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Pasivos financieros.	US \$	6.085.200	0		6.085.200	0	0
Total pasivos no corrientes		6.085.200	0	0	6.085.200	0	0

30.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.

30.1.- Juicios y otras acciones legales.

30.1.1.- Nombre del juicio: "Conafe con Municipalidad de Coquimbo".

Fecha: 18 de junio de 2009.
Tribunal: 3º Juzgado de Letras de La Serena,
Rol Nº: 2989-2009,
Materia: Demanda ejecutiva de cobro deuda por obras. La deuda consta en escritura pública del año 2006, mediante la cual se obliga la Municipalidad a pagar la deuda mediante cuotas mensuales.
Cuantía: M\$ 633.000
Estado: Período de discusión.

30.1.2.- Nombre del juicio: "Compañía de Seguros Cruz del Sur con Conafe".

Fecha: 15 de noviembre de 2000.
Tribunal: 1º Juzgado de Viña del Mar,
Rol Nº: 4013-2000; Corte de Apelaciones de Valparaíso,
Materia: Demanda por indemnización de perjuicios, basada en que la demandante, subrogándose legalmente en las acciones de su cliente asegurado, Industrial y Comercial San Javier Limitada, demanda los daños causados con motivo de un incendio ocurrido el año 1997.
Cuantía: 4.000 UF.
Estado: La Sentencia definitiva de primera instancia rechazó la demanda. Con fecha 18 de abril de 2008 la Corte de Apelaciones de Valparaíso confirmó sentencia de primera instancia. La Compañía de Seguros recurrió de casación ante la Corte Suprema, su vista está pendiente.

30.1.3.- Nombre del juicio: "Olguín Saavedra Juan Luis con Conafe".

Fecha: 11 de diciembre de 2009.
Tribunal: Juzgado de Policía Local de Los Vilos,
Rol Nº: 3924-2009,
Materia: Indemnización de perjuicios por accidente de trabajador de una panadería en Los Vilos
Cuantía: M\$ 100.000
Estado: Se citó a audiencia de contestación y prueba..

30.1.4.- Nombre del juicio: "Barra Cartes con SVJ Ltda. y Conafe".

Fecha: 12 de agosto de 2009.
Tribunal: Juzgado de Letras del Trabajo Valparaíso.
Rol Nº: 0-601-2009.
Materia: Indemnización de perjuicios por accidente del trabajo.
Cuantía: M\$ 233.480.
Estado: Citación a audiencia de prueba.

30.2.- Juicios ante tribunales arbitrales:

30.2.1.- Nombre del juicio: "Colbún S.A. con Conafe".

Árbitro: Arturo Fernandois Vöhringer.
 Materia: Terminación de contrato de suministro. Atendido fundamentalmente las diferencias de interpretación existentes entre las partes respecto al precio aplicable a ciertos clientes libres de la V Región, conforme al contrato de suministro de electricidad suscrito el 8 de agosto de 2003.
 Cuantía: Indeterminada
 Estado: Con fecha 23 de diciembre de 2009, Conafe presentó escrito de observaciones a la prueba.

30.2.2.- Nombre del juicio: "Conafe con Inmobiliaria Mall Viña del Mar S.A.".

Árbitro: Raúl Tavolari Oliveros.
 Materia: Declaración de término de contrato. Se solicita la declaración que con fecha 30 de abril de 2008 terminó el contrato de suministro de electricidad que como cliente libre habían suscrito las partes.
 Cuantía: Indeterminada
 Estado: Sentencia definitiva declaró con fecha 28 de agosto de 2009, que contrato de suministro entre las partes terminó con fecha 30 de abril de 2008. El demandado presentó recurso de casación con fecha 21 de septiembre de 2009. Por otro lado, con fecha 29 de noviembre fue rechazado un recurso de queja presentado por demandado.

30.3.- Restricciones.

Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. S.A. ha convenido con bancos acreedores los siguientes covenants financieros medidos sobre la base de los estados financieros, las principales restricciones son:

Indice	Medición	Factor
Razón de endeudamiento (Bonos)	Pasivo exigible sobre patrimonio	< o = 1,2 veces
Patrimonio Mínimo		> ó = MUF 4.500
Razón de endeudamiento financiero	Pasivo exigible sobre patrimonio más interés minoritario	< o = 1,2 veces
Activos Esenciales	Mayor o igual a 70% de activos totales consolidados y 2,0 veces el saldo insoluto de los bonos	
Activos Libres de Garantías Reales	Monto insoluto de deuda financiera	> ó = 1,2 veces
Activos en los sectores de electricidad	Mantener al Menos	MUF 5.000

31.- GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.

31.1.- Garantías comprometidas con terceros.

- 31.1.1.- Por escritura pública de fecha 14 de abril de 2005, otorgada en la Notaría de Santiago de don Gonzalo De La Cuadra Fabres, Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.. se constituyó en fiadora y codeudora solidaria de su subsidiaria Energía San Juan S.A., a favor del Santander Benelux S.A., institución bancaria organizada y existente en conformidad a las leyes de Bélgica, con el fin de garantizar el cumplimiento de todas y cada una de las obligaciones de pago asumidas en el Contrato de Préstamo o "Loan Agreement", suscrito el 12 de abril de 2005 entre Energía San Juan S.A. y Santander Benelux S.A. y que asciende a un monto de capital de US\$ 9.200.000, al 31 de diciembre de 2009.
- 31.1.2.- Por instrumento de fecha 12 de abril de 2005, otorgado en Buenos Aires, República Argentina, Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.. se constituyó en fiadora y codeudora solidaria de su subsidiaria Energía San Juan S.A., a favor del Banco Río de la Plata S.A., institución bancaria organizada y existente en conformidad a las leyes de la República Argentina, con el fin de garantizar el cumplimiento de todas y cada una de las obligaciones de pago asumidas en el "Convenio de Reestructuración de Pasivos" suscrito el 12 de abril de 2005 entre Energía San Juan S.A. y el Banco Río de la Plata S.A. y que asciende a un monto de capital, al 31 de diciembre de 2009 \$ Arg. 2.800.000.
- 31.1.3.- Por instrumentos de fecha 1 de septiembre de 2009, 3 de noviembre de 2009 y 17 de diciembre de 2009, Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.. se constituyó en fiadora y codeudora solidaria de su subsidiaria Energía San Juan S.A., a favor del Banco Santander Río S.A., institución bancaria organizada y existente en conformidad a las leyes de la República Argentina, con el fin de garantizar el cumplimiento de todas y cada una de las obligaciones de pago asumidas en virtud de los desembolsos efectuados en las mismas fechas con cargo a la línea de crédito cursada a favor de dicha filial, desembolsos que al 31 de diciembre de 2009 ascienden al monto de \$ Arg. 32.000.000.
- 31.1.4.- En pagaré suscrito con fecha 29 de septiembre de 2008 por la filial Energía de San Juan S.A. (ESJ) a favor de Banco de Chile, Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A., se constituyó en aval de la primera, para el objeto de garantizar al Banco de Chile, el cumplimiento de todas sus obligaciones asumidas por Energía San Juan S.A. en el referido pagaré cuyo capital asciende a US\$ 7.000.000.- El uso de los fondos fue destinado a cancelar la totalidad del crédito adeudado por la filial ESJ al banco West LB New York Branch, cuyo vencimiento era el 30 de septiembre del 2008. La obligación con el Banco de Chile contempla un único vencimiento el día 29 de septiembre del 2011.
- 31.1.5.- Con fecha 1 de julio de 2009, CGE Generación S.A., subsidiaria de CGE S.A., suscribió un contrato de mutuo, fianza solidaria y convenio, con el Banco del Estado de Chile por UF 5.315.000. El capital de la obligación deberá pagarse en 10 cuotas semestrales, a contar del mes de diciembre de 2011. Los intereses se pagarán en 14 cuotas semestrales en los meses de junio y diciembre de cada año. Con el objeto de garantizar al Banco del Estado de Chile el íntegro y oportuno cumplimiento del crédito, de sus reajustes, intereses, gastos y costas, CGE, en el mismo acto, se constituyó en fiadora solidaria y codeudora solidaria de CGE Generación S.A.

32.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL

La distribución de personal de la Sociedad es la siguiente para los períodos terminados al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009.

Subsidiaria	31-03-2010				Promedio del periodo
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Gerencia	11	50	29	90	90
Gerencia Zonal IV	3	20	13	36	36
Gerencia Zonal V	2	20	11	33	33
GZIV- Elqui	0	34	29	63	63
GZIV- Ovalle	0	22	9	31	31
GZV- Illapel	0	41	9	50	50
GZV- La Ligua	0	18	4	22	22
GZV- Viña del Mar	0	27	9	36	36
Energía del Limarí S.A.	0	6	5	11	12
Total	16	238	118	372	373

Subsidiaria	31-12-2009				Promedio del periodo
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Gerencia	12	74	3	89	89
Gerencia Zonal IV	3	26	7	36	31
Gerencia Zonal V	3	20	11	34	28
GZIV- Coquimbo	0	17	5	22	24
GZIV- La Serena	0	23	18	41	45
GZIV- Ovalle	0	13	17	30	30
GZV- Illapel	0	20	33	53	54
GZV- La Ligua	0	10	15	25	26
GZV- Viña del Mar	0	17	20	37	48
Energía del Limarí S.A.	0	6	6	12	12
Total	18	226	135	379	387

33.- MEDIO AMBIENTE

La Sociedad participa en el mercado de la distribución de la energía eléctrica, cuya naturaleza involucra la entrega de un servicio que no altera las condiciones medioambientales. Además de lo anterior, todos los proyectos eléctricos en que la empresa participa, cumplen cabalmente con la normativa y reglamentación existente sobre la materia, como es el caso de la norma de emisión para la regulación de la contaminación lumínica.

34.- HECHOS POSTERIORES.

Con fecha 25 de mayo de 2010 la Sociedad comunicó el siguiente hecho esencial a la Superintendencia de Valores y Seguros:

“En conformidad a lo establecido en el Art. 9º e inciso 2º del Art. 10º de la Ley 18.045, Ley de Mercado de Valores, artículo 147º N°7 literal b) de la Ley 18.046, Ley sobre Sociedades Anónimas, a lo previsto en la Norma de Carácter General N° 30 de la Superintendencia de Valores y Seguros, y debidamente facultado por el Directorio, informo a usted el hecho o información esencial siguiente:

En juicio arbitral seguido por COLBÚN S.A. contra COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA ELÉCTRICA S.A., ante el árbitro señor Arturo Fernandois Vöhringer, por resolución de fecha 31 de marzo de 2010, se ha determinado que COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA ELÉCTRICA S.A. pague a COLBÚN S.A., una indemnización de perjuicios por concepto de diferencial de precios a pagar por el suministro eléctrico durante lapso determinado, a contar del 01 de abril de 2008. Ambas partes acordaron no proseguir la tramitación de dicho juicio, liquidando convencionalmente el monto de la indemnización referida, el que asciende \$1.615.000.000.-

En cuanto a los efectos en los resultados de COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA ELÉCTRICA S.A., a consecuencia de la materialización del pago del monto antes indicado, ello provocará una pérdida de \$1.203.179.855.”

Entre el 31 de marzo de 2010 fecha de cierre de los estados financieros consolidados y su fecha de presentación, no han ocurrido otros hechos significativos de carácter financiero-contable que pudieran afectar el patrimonio de la Sociedad o la interpretación de éstos.