

COPIA
NOTARIADA.

CNEL – CORPORACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.

133262

INFORME DEL REPRESENTANTE LEGAL

PERIODO 2010



GUAYAQUIL - ECUADOR

Guayaquil, Febrero 28 de 2011

Señores
Junta de Accionistas
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD – CNEL S.A.
Ciudad

Asunto: Dimisión

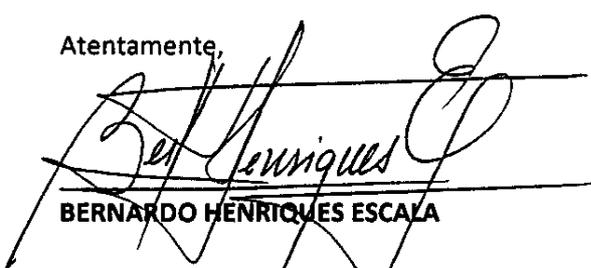
De mis altas consideraciones:

Reciban Ustedes mi cordial saludo. En esta oportunidad me cumple presentarles a Ustedes la Dimisión al Cargo de Gerente General de la Corporación Nacional de Electricidad CNEL-S.A., cargo que a mucha honra me cupo ejercer desde el 19 de febrero de 2010 hasta la presente fecha.

No puedo dejar pasar la oportunidad para agradecer a todos Ustedes, al cuerpo directivo de la Oficina Matriz, a los compañeros Gerentes Regionales de Santo Domingo, Esmeraldas, Manabí, Santa Elena, Guayas Los Ríos, Los Ríos, Milagro, Bolívar, El Oro, Sucumbíos; a la Clase Trabajadora que sin ella no hubiera sido posible dar un avance significativo en la gestión de resultados del año 2010 que se traduce en el Informe que entrego a Ustedes con el mayor de los respetos.

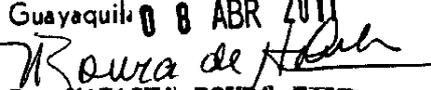
Dado en Guayaquil, en dos ejemplares de igual tenor y valor a los veintiocho días del mes de febrero de 2011.

Atentamente,


BERNARDO HENRIQUES ESCALA

Adj./ Lo indicado
c.c. / BHE



DOYFE: Que es igual copia
a su original que se ha
exhibido ante mis
Guayaquil, 08 ABR 2011

Dra. NATACHA ROUZA GAMBOA
NOTARIA

Entregado
Recibido: 28/febrero/2011 - 10h45.
Secretaría General
CNEL.

CERTIFICADO

POR EL PRESENTE, DAMOS FE DE QUE LUEGO DE REVISADO LOS REGISTROS CONTABLES CONSTA:

1. Al 31 de diciembre 2010: Inscrito en el Libro de Accionistas:

RESUMEN DE ACCIONISTAS			
ACCIONISTAS	CAPITAL		No. ACCIONES
	ACCIONARIO		
	US\$	%	
MEER	80.394.220,40	74,246	401.971.102
CELEC E.P.	27.304.750,40	25,217	136.523.752
Centro Rehabilitación Manabí - SENAGUA	10.220,00	0,009	51.100
TOTAL SECCIONALES			
GOBIERNO SECCIONALES	571.376,40	0,528	2.907.982
TOTAL	108.280.567,20	100,00	541.402.836



Cuadro detallado de la participación accionaria:

CNEL - CORPORACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.				
Accionistas a Diciembre 31- 2010				
CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO				
RESUMEN ORDEN PORCENTUAL		US\$	%	NUMERO DE ACCIONES
1	MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGIA RENOVABLE - MEER	80.394.220,40	0,7424621	401.971.102,00
2	EMPRESA PUBLICA ESTRATEGICA - CORPORACION ELECTRICA DEL ECUADOR - CELEC - EP	27.304.750,40	0,2521667	136.523.752,00
3	H Consejo Provincial de El Oro	403.243,60	0,0037241	2.016.218,00
4	I. Municipio de Jipijapa	83.821,60	0,0007741	419.108,00
5	H. Consejo Provincia del Chimborazo	56.355,60	0,0005205	281.778,00
6	I. Municipio de Portoviejo	21.788,00	0,0002012	108.940,00
7	Centro Rehabilitación de Manabí (SENAGUA)	10.220,00	0,0000944	51.100,00
8	I. Municipio de Santa Rosa	2.260,40	0,0000209	11.302,00
9	I. Municipio de Piñas	1.084,40	0,0000100	5.422,00
10	I. Municipio de Pucará	720,00	0,0000066	3.600,00
11	I. Municipio de Zaruma	554,80	0,0000051	2.774,00
12	I. Municipio de Pasaje	458,00	0,0000042	2.290,00
13	I. Municipio de Montecristi	362,80	0,0000034	1.814,00
14	I. Municipio de Arenillas	287,20	0,0000027	1.436,00
15	I. Municipio de Marcabell	200,00	0,0000018	1.000,00
16	H. Consejo Provincial del Pichincha	40,00	0,0000004	200,00
17	I. Municipio de Gonzalo Pizarro	40,00	0,0000004	200,00
18	I. Municipio de Lago Agrio	40,00	0,0000004	200,00
19	I. Municipio de Putumayo	40,00	0,0000004	200,00
20	I. Municipio de Santo Domingo	40,00	0,0000004	200,00
21	I. Municipio de Shushufindi	40,00	0,0000004	200,00
TOTAL		108.280.567,20	1,0000000	541.402.836,00

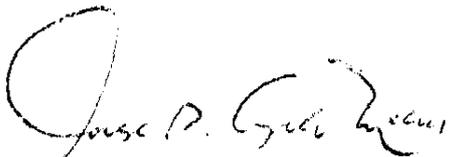


2. Al 31 de Octubre 2010: Aportes para Futuras Capitalizaciones:

Cuadro explicativo de los Aportes para Futuras Capitalizaciones, al 31 de octubre del 2010, de accionistas y no accionistas.

APORTES PARA FUTURA CAPITALIZACIONES					
Regional	Gobiernos Seccionales		ESTADO		TOTAL
	Accionistas	No Accionistas	MEER	CELEC	
Esmeraldas			75.495.700,84	24.123,18	75.519.824,02
Manabi	135.780,43	6.774,85	339.693.328,52	272.137,57	340.108.021,37
Santo Domingo	1.040.776,10	390.593,05	36.534.700,35	74.904,18	38.040.973,68
Guayas - Los Rios			249.945.680,28	63.938,83	250.009.619,11
Los Rios			37.677.709,85	1.014.563,80	38.692.273,65
Milagro			77.151.723,60	0,26	77.151.723,86
Santa Elena			36.802.127,50	226.449,65	37.028.577,15
El Oro	1,36	1.606,81	120.921.000,28	-	120.922.608,45
Bolivar	1.483.326,45		8.305.009,17	461.266,95	10.249.602,57
Sucumblos	228.160,84	732.226,02	98.460.379,79		99.420.766,65
Matriz			58.552.286,21		58.552.286,21
Total	2.888.045,18	1.131.200,73	1.139.539.646,39	2.137.384,42	1.145.696.276,72

ATENTAMENTE,



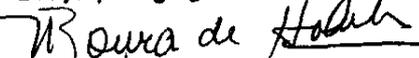
**CPA JORGE R. AYALA MOENA,
DIRECTOR DE CONTABILIDAD Y FINANZAS**

Guayaquil, 10 de febrero 2011.



DOYFE: Que la presente de dos fojas útiles es fotocopia del original que me fué exhibido.

Guayaquil, 08 ABR 2011


Dra. NATACHA ROURA GAME
NOTARIA



INSTITUTO ECUATORIANO DE SEGURIDAD SOCIAL
SOLICITUD NO. 1071496 DE CLAVE DE AFILIADO



Señor
DIRECTOR GENERAL
INSTITUTO ECUATORIANO DE SEGURIDAD SOCIAL
 Presente.-

De mi consideración:

El suscrito, **SOLANO MONCADA JESSICA LILIANA**, portador de la cédula de ciudadanía No. 0922851712 en mi calidad de afiliado (a) / pensionista del IESS, solicito autorizar la entrega de la clave personal de acceso al Sistema de Historia Laboral del IESS.

Por intermedio de este documento, me comprometo a guardar de manera confidencial la clave y me responsabilizo de todas las transacciones y trámites que se hicieran en el sistema con la utilización de la misma. Así también, me responsabilizo a notificar por escrito al IESS, en caso de pérdida o sustracción, dentro de las veinte y cuatro (24) horas siguientes de ocurrido el hecho.

En conocimiento de las obligaciones que establece la Ley de Seguridad Social, Estatuto y Reglamentos y las sanciones que causa el delito de falsedad establecidas en el código penal, certifico que todos los datos que se consignan sobre mi información personal son veraces y que cualquier solicitud enviada a través de mi clave será

De esta forma, para los efectos correspondientes autorizo al IESS y/o al BIESS, de manera libre y voluntaria lo siguiente:

En caso de ser **AFILIADO CON RELACION DE DEPENDENCIA**, autorizo a mi empleador, en calidad de agente de retención, descuenta mensualmente de mi remuneración el valor de los dividendos causados por una operación crediticia que sea otorgada por el IESS o BIESS indistintamente, para que proceda al pago en los términos que

En caso de ser **PENSIONISTA**, que el dividendo mensual de un préstamo concedido a mi favor, se descuenta de mi pensión unificada.

En conformidad con el Art. 63 de la Ley de Seguridad Social, la Ley de Creación del BIESS y el Manual de Crédito, en caso de noventa (90) días de mora, solicito que el BIESS a través del IESS, ejecute las garantías, por la totalidad del saldo pendiente de la deuda, más los respectivos intereses y la mora.

Que todo crédito que fuere aprobado y/o desembolsado por el IESS, será cedido a favor del BIESS, con la simple notificación que se realice por parte del IESS a sus afiliados y/o pensionistas, sin trámite judicial, por lo que autorizo libre y voluntariamente dicha cesión en seguridad de mis intereses; y, así mismo declaro que tengo conocimiento de que la clave obtenida por la presente solicitud pueda ser utilizada para la obtención del crédito solicitado al BIESS, bajo las condiciones que para el efecto, establezca el Banco.

Que el IESS o el BIESS pueda consultar y utilizar la información crediticia correspondiente a mi persona, registrada en cualquier buró de crédito autorizado por la Superintendencia de Bancos y Seguros del Ecuador.

Jessica Solano
 SOLANO MONCADA JESSICA LILIANA
 CI: 0922851712

Bernardo Enriquez
 HENRIQUES ESCALA BERNARDO GABRI
 CI: 0902571355

REQUISITOS QUE DEBE PRESENTAR EN CUALQUIER OFICINA DEL IESS A NIVEL

1. Solicitud firmada por el afiliado (a) / pensionista del IESS.
2. Original y copia a color de la cédula del afiliado (a) / pensionista del IESS
3. Original y copia a color del certificado de votación o documento que justifique su abstención o que acredite haber cumplido la sanción impuesta.
4. Original y copia de una de las planillas de los servicios básicos (agua, luz o teléfono).
5. En caso del trabajador con relación de dependencia, la solicitud de clave debe contener la firma de su patrono.

Nota: Recuerda que debe registrar una cuenta bancaria de ahorros o corriente válida y acercarse al IESS con la certificación bancaria correspondiente.

2/28/11 3:15 PM



DOY FE: Que es igual copia a su original que se ha exhibido ante mí
 Guayaquil, **08 ABR 2011**
Natacha Roura Gampe
 Dra. NATACHA ROURA GAMPE
 NOTARIA

2010

INFORME DE GESTIÓN



Clavero
Recibido: 28/ Feb 2011
Secretaría y
CNEC.



CORPORACIÓN NACIONAL DE
ELECTRICIDAD

Guayaquil, Febrero 21 de 2011

	2
	3
3. MISIÓN		3
4. VISIÓN		3
5. ÁREA DE CONCESIÓN Y POBLACIÓN BENEFICIADA		4
6. RESUMEN DE ACCIONISTAS		4
7. PRINCIPALES INDICADORES DE GESTIÓN		4
7.1 GESTIÓN COMERCIAL.....		4
7.1.1 INDICADORES COMERCIALES.....		4
7.1.2 LOGROS DE LA GERENCIA COMERCIAL.....		12
7.2 GESTIÓN TÉCNICA.....		14
7.2.1 INDICADORES TÉCNICOS.....		14
7.2.2. OBRAS TÉCNICAS REALIZADAS DURANTE EL AÑO 2010.....		18
7.3 GESTIÓN FINANCIERA.....		21
8. PLANIFICACIÓN		29
8.1 LOGROS DE LA GERENCIA DE PLANIFICACION.....		29
8.2 EJECUCIÓN DEL PLAN ANUAL DE INVERSIONES 2010		32
9. CONTROL DE GESTIÓN		33
9.1 RESULTADOS DE LA GERENCIA DE CONTROL DE GESTION.....		33
9.2 OTROS LOGROS ALCANZADOS EN EL 2010:.....		34
10. DESARROLLO CORPORATIVO		35
10.1 INDICADORES DE TALENTO HUMANO.....		35
10.2 LOGROS ALCANZADOS.....		37
11. ASESORÍA JURÍDICA		38
11.1 RESULTADOS DE ASESORÍA JURÍDICA.....		38



1. PRESENTACIÓN

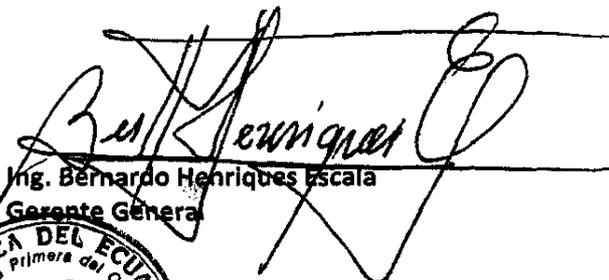


Comienzo dando las gracias a Dios por haber hecho posible junto a ustedes, queridos amigos, dirigir durante el 2010 la Gestión de la Corporación Nacional de Electricidad, forjando compromisos con el aporte decidido del Gobierno Nacional que junto a la Clase Trabajadora y la conducción de los Gerentes de las diez Empresas Regionales permitieron cumplir con determinación la Misión de servir a más de seis millones de ecuatorianos.

A sus dos años de creada la Corporación, sabemos que es duro el desafío de cambiar la historia de las Empresas que la conforman. La voluntad dinámica acabará con el temor que pretenda impedirnos mantener el objetivo de lograr el éxito.

La diferencia entre el éxito y el fracaso no residirá en la cantidad o magnitud de las dificultades que tengamos que enfrentar, sino en que el primero, aun cuando haya afrontado quizá mayores dificultades, ha dominado el arte de rechazar siempre toda idea de fracaso.

A nombre de todos los que forman la Corporación Nacional de Electricidad hago entrega del presente Informe de Gestión correspondiente al año 2010.


Ing. Bernardo Henriques Escala
Gerente General



2. INTRODUCCIÓN

La Corporación Nacional de Electricidad CNEL S.A. está conformada por 10 Regionales: Esmeraldas, Manabí, Santa Elena, Milagro, Guayas-Los Ríos, Los Ríos, EL Oro, Bolívar, Santo Domingo y Sucumbíos. CNEL ofrece el servicio de distribución de energía eléctrica a un total de 1,38 millones de abonados, abarcando el 40% del mercado de clientes del país.

El 4 de marzo del 2009, el directorio de la Corporación Nacional de Electricidad, aprobó la creación de la estructura de la Gerencia General de

la Corporación domiciliada en la ciudad de Guayaquil.

La Corporación Nacional de Electricidad CNEL, se constituyó en diciembre de 2008 con la fusión de las 10 empresas eléctricas, que históricamente mantenían los indicadores de gestión más bajos del mercado. Teniendo como principal tarea el revertir dichos indicadores en aras de disminuir las pérdidas y mejorar la situación comercial, técnica y económica de las 10 empresas.

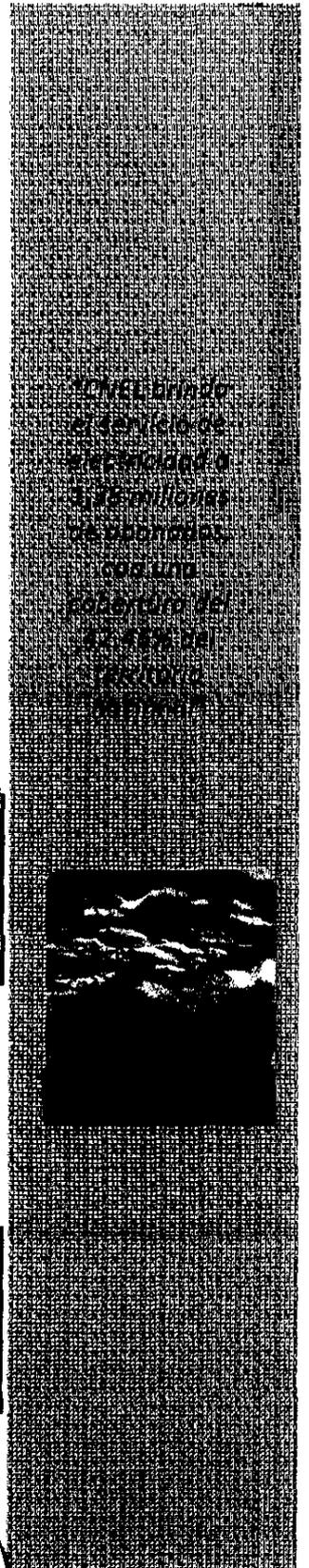


3. MISIÓN

Propiciar el bienestar de nuestros abonados, garantizando la distribución de energía eléctrica a través del cumplimiento de normas de calidad, confiabilidad y universalidad, utilizando procesos consistentes basados en un talento humano comprometido.

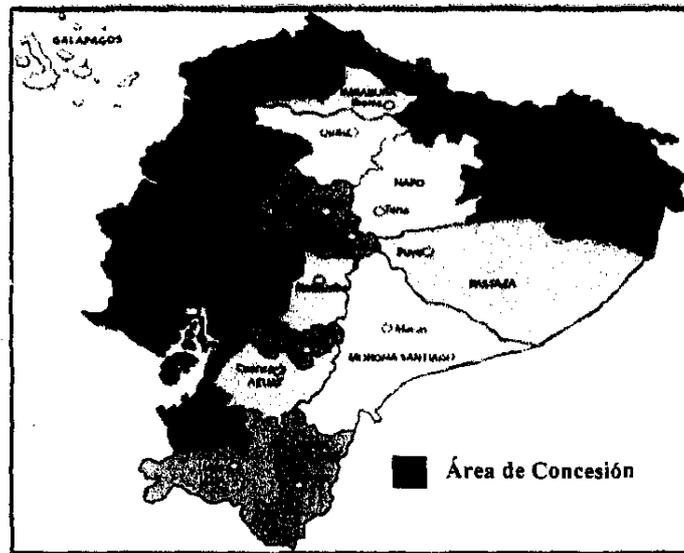
4. VISIÓN

Convertirnos en la Empresa líder del Mercado, referente de eficiencia en el servicio de distribución de energía eléctrica, satisfaciendo exigentes y universales normas de calidad



Handwritten signature or mark.

5. ÁREA DE CONCESIÓN Y POBLACIÓN BENEFICIADA



CNEL cuenta con un área de concesión de 115 509 Km², lo que representa el 42.46%

del territorio nacional, sirviendo de esta forma a un total de 1'381.464 usuarios.

6. RESUMEN DE ACCIONISTAS

No.	ACCIONISTAS	CAPITAL ACCIONARIO US'\$	PORCENTAJE	No. ACCIONES
1	MEER	80.394.220,40	74,238%	401.971.102
2	CELEC E. P.	27.304.750,40	25,215%	136.523.752
3	CRM (SENAGUA)	10.220,00	0,009%	51.100
	TOTAL SECTOR PÚBLICO	107.709.190,80	99,462%	538.545.954,00
4	GOBIERNOS SECCIONALES	571.376,40	0,528%	2.907.982
	TOTAL	108.280.567,20	100%	541.453.936

7. PRINCIPALES INDICADORES DE GESTIÓN

7.1 GESTIÓN COMERCIAL

7.1.1 INDICADORES COMERCIALES

7.1.1.1 Total de Clientes

En la tabla No.1 se puede visualizar el total de clientes a diciembre de 2010 de acuerdo a categoría, así como, el porcentaje

que cada categoría representa. El gráfico No.1 ilustra el crecimiento de clientes desde enero hasta diciembre de 2010.



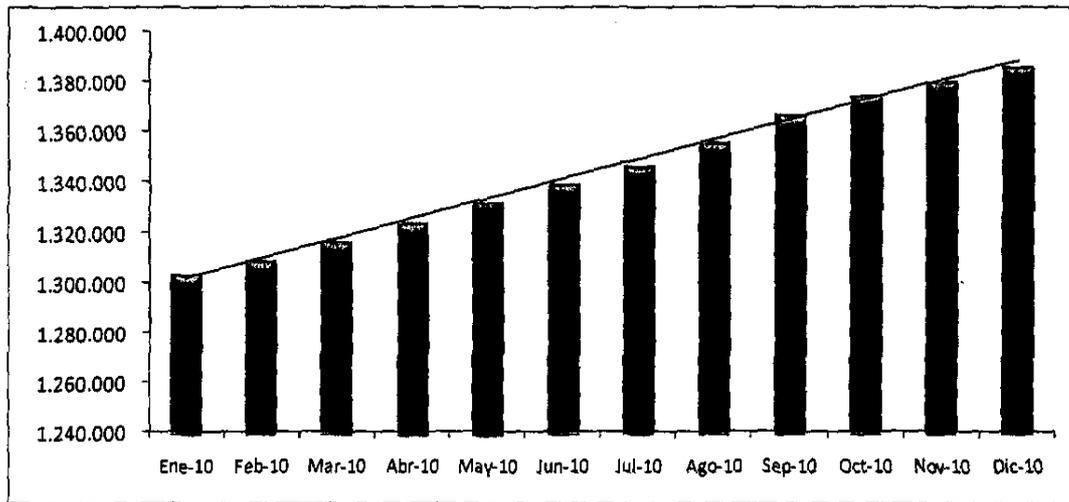
[Handwritten signature]

El crecimiento para el año 2010 en total de clientes es 4,97 % comparado a Dic-2009.

Tabla No. 1: Total de Clientes

Residencial Tarifa de la Dignidad	759.546	54,77%
Otros residenciales	359.872	25,95%
Comerciales	94.792	6,83%
Industriales	5.119	0,37%
Bombeo de Agua	1.739	0,13%
Clientes No Regulados	8	0,00%
Otros	22.775	1,64%
TOTAL CLIENTES	1.386.886	100%

Gráfico No. 1: Total de Clientes, periodo enero - diciembre 2010



7.1.1.2 Compra de Energía y Pago a Generadores

Durante el año 2010, a través de la Fiduciaria FIDUPACIFICO, se realizó el pago de obligaciones de las 10 Regionales de CNEEL con el Mercado Eléctrico Mayorista – MEM utilizando los recursos generados de la recaudación por venta de energía, alcanzando el total de 201.01 millones de dólares.

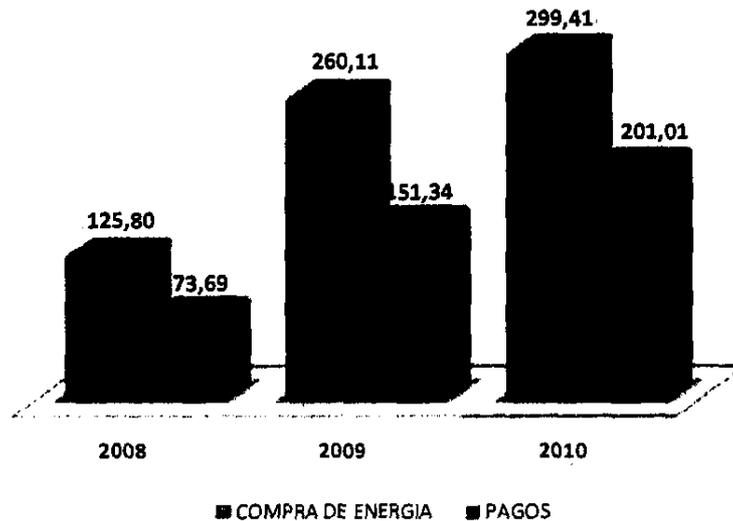
A continuación en la Tabla No. 2 y Gráfico No.2 se ilustra una comparación entre los años 2008, 2009 y 2010 de la energía disponible y sus costos respectivos, así como los pagos realizados y el porcentaje que representan. Se puede observar que en el año 2010 el porcentaje de pago fue de 67.14%, es decir existió un incremento del 15.40% con respecto al año anterior.



Tabla No.2: Resumen de Compra de Energía y Pagos realizados, Años 2008-2009-2010

AÑOS	GWh	COSTO PROMEDIO DE KWh	COMPRA DE ENERGIA (Millones USD)	PAGOS (Millones USD)	% de Pago
2008	5.095,67	0,02	125,80	73,69	58,58%
2009	5.422,71	0,05	260,11	151,34	58,18%
2010	5.756,69	0,05	299,41	201,01	67,14%

Gráfico No. 2: Compra de Energía y Pagos realizados (Millones de USD), Años 2008-2009-2010



7.1.1.3 Energía Disponible – Energía Facturada

En la tabla No.3 se tiene el total de energía consumida por la Corporación Nacional de Electricidad, así como, la proporción de energía facturada y las pérdidas en los años 2008, 2009 y 2010. El gráfico No.3 ilustra el reparto energético en el año 2010. El crecimiento en la energía facturada,

repercute directamente en la disminución de las pérdidas. En el año 2010, se incrementó la facturación de energía al 74.61%. Lo cual representa una disminución de 1,46 % en las pérdidas móviles de energía.

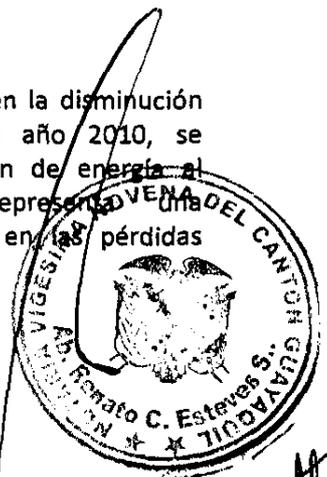


Tabla No. 3: Comparativo Energía Disponible – Facturada (GWh), años 2008 – 2009 – 2010

ENERGÍA (GWh)	2008	2009	2010
DISPONIBLE	5.095,67	5.422,71	5.756,69
FACTURADA	3.271,13	3.861,88	4.294,97
PÉRDIDAS	1.537,03	1.415,95	1.418,05
% PÉRDIDAS	30,16%	26,09%	24,63%

Gráfico No. 3: Energía Disponible – Facturada (GWh), años 2008 – 2009 - 2010

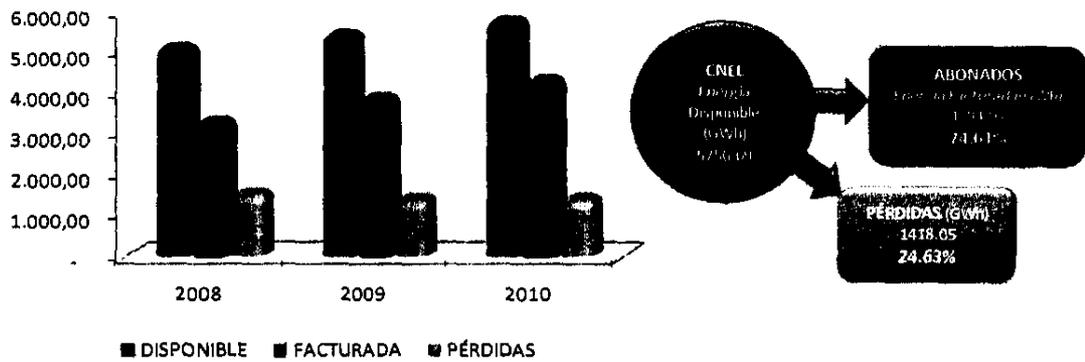
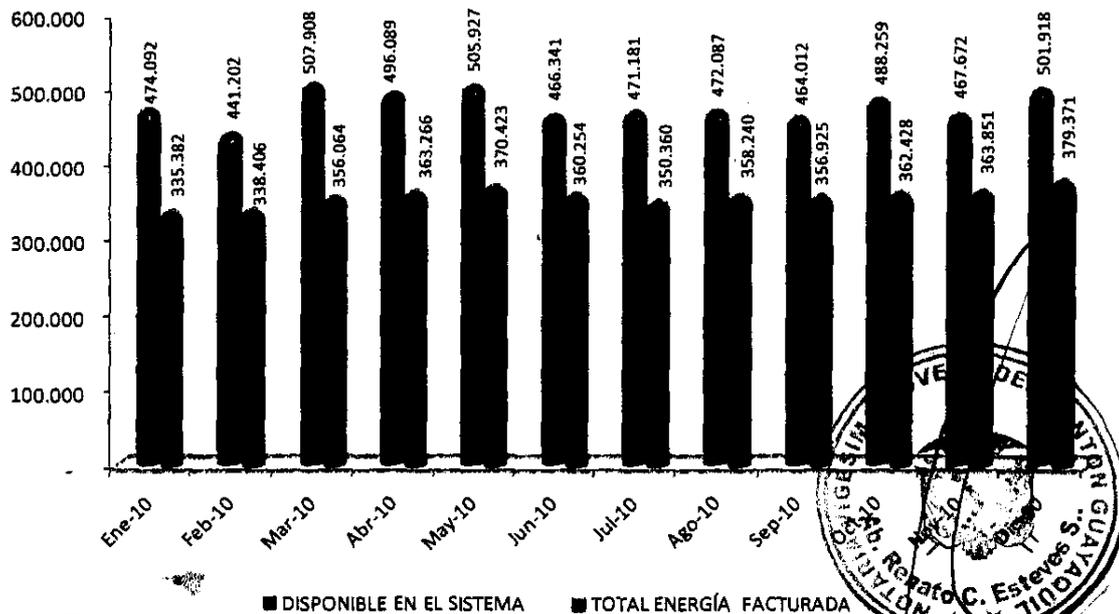


Gráfico No. 4: Energía mensual Disponible – Facturada (MWh) año 2010.



7.1.1.4 Recaudación

En el año 2010 se logró alcanzar un 91.06% de recaudación respecto de la facturación anual. Esta cifra refleja un incremento del 2.81% con respecto al porcentaje alcanzado en el año 2009, que fue de 88.25%. La tabla No.4 nos muestra el

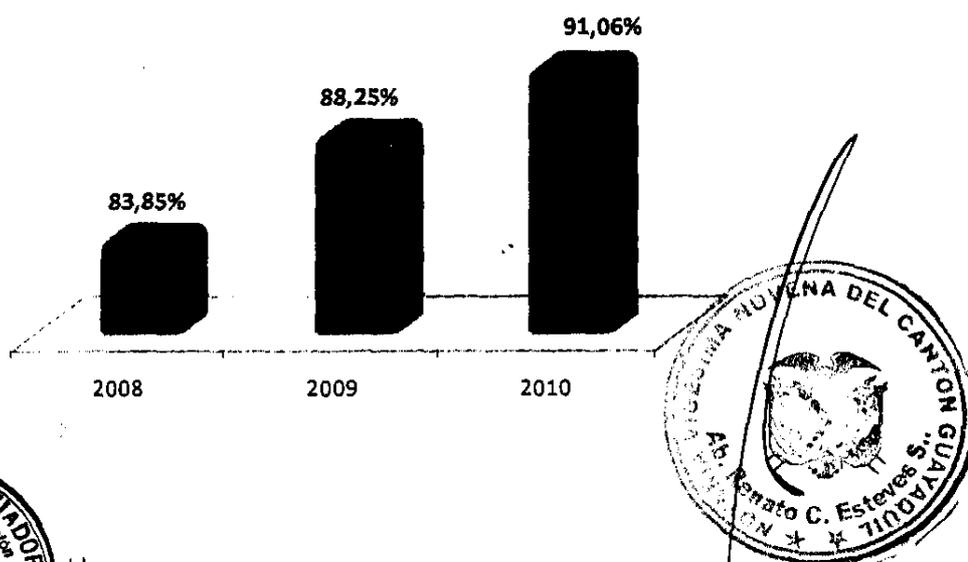
porcentaje de recaudación alcanzado por cada regional durante los años 2009 y 2010.

El gráfico No.5 nos ilustra de forma global el porcentaje alcanzado de recaudación durante los años 2008, 2009 y 2010.

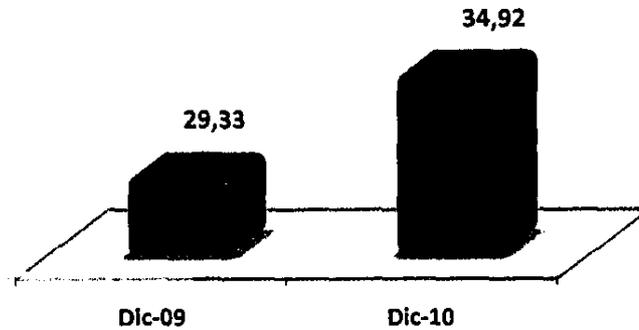
Tabla No. 4: Porcentaje de Recaudación respecto a facturación por Regionales, Años 2009 – 2010

REGIONALES	Recaudación Neta 2009	Recaudación Neta 2010	Meta SIGOB	Diferencia
BOLÍVAR	70,19%	67,24%	95,00%	-27,76%
EL ORO	100,16%	100,34%	100,00%	0,34%
ESMERALDAS	70,66%	71,38%	90,00%	-18,62%
GUAYAS-LOS RÍOS	92,99%	97,30%	98,00%	-0,70%
LOS RÍOS	71,62%	73,20%	90,00%	-16,80%
MANABÍ	75,68%	80,49%	90,00%	-9,51%
MILAGRO	95,03%	92,02%	97,00%	-4,98%
SANTA ELENA	93,73%	114,35%	100,00%	14,35%
SANTO DOMINGO	94,47%	93,60%	100,00%	-6,40%
SUCUMBÍOS	107,17%	91,47%	100,00%	-8,53%
CNEL	88,25%	91,06%	96,00%	-4,94%

Gráfico No. 5: Porcentaje de Recaudación respecto a facturación, Años 2008 – 2009 – 2010



**Gráfico No. 6: Comparación de recaudación a diciembre 2009 con diciembre 2010
(En millones de USD.)**



7.1.1.5 Pérdidas de Energía

En el año 2010 se logró reducir las pérdidas de energía a un 24.63% sobre el total de energía disponible en el sistema. Esta cifra refleja un decremento del 1.46% con respecto al porcentaje alcanzado en el año

2009. La tabla No. 5 detalla el porcentaje de reducción de pérdidas alcanzado por cada regional durante los años 2009 y 2010. El gráfico No.7 desglosa dicho porcentaje de forma mensual.

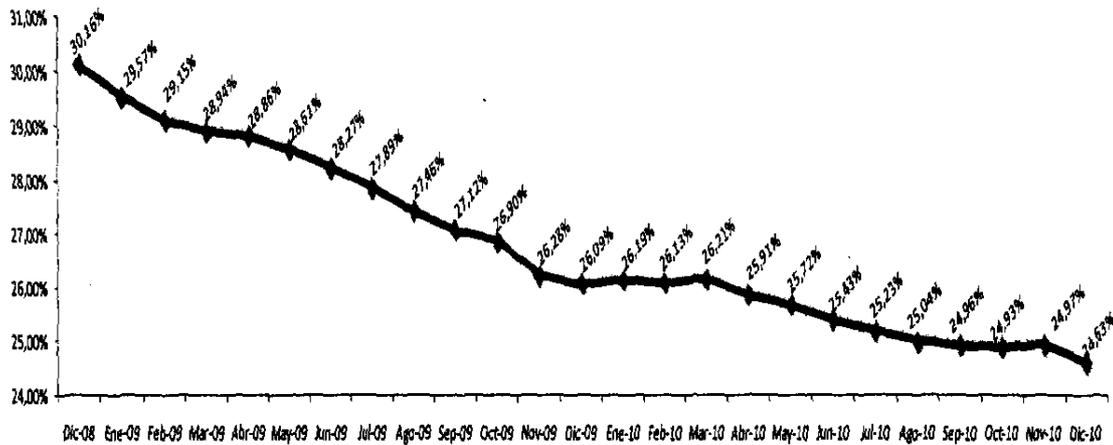
Tabla No. 5: Reducción de pérdidas por regionales, años 2009 – 2010

REGIONALES	2009	2010	Meta SIGOB	Diferencia
BOLÍVAR	16,70%	16,66%	14,00%	6,80%
EL ORO	20,18%	19,05%	15,50%	5,87%
ESMERALDAS	26,14%	27,47%	20,00%	6,04%
GUAYAS-LOS RÍOS	25,56%	22,82%	20,00%	7,15%
LOS RÍOS	27,95%	30,46%	20,00%	0,80%
MANABÍ	37,24%	34,78%	29,00%	7,34%
MILAGRO	23,40%	24,80%	20,00%	4,37%
SANTA ELENA	17,96%	15,88%	15,00%	9,88%
SANTO DOMINGO	12,57%	11,25%	12,00%	10,18%
SUCUMBÍOS	27,11%	22,78%	22,00%	11,50%
CNEL	26,09%	24,63%	20,79%	-3,84%



[Handwritten signature]

Gráfico No. 7: Reducción de pérdidas (%), periodo enero 2009 – diciembre 2010



7.1.1.6 Cartera Vencida

CNEL logró reducir su cartera vencida a 280.1 millones de dólares durante la gestión del año 2010, gracias a las acciones y acuerdos realizados con el Ministerio de Finanzas, con lo que se consiguió el reconocimiento de la deuda pública que se

mantenía hasta julio de 2008 con un valor que asciende a 62.5 millones de dólares.

La tabla No.6 y gráfico No. 8, detallan los valores adeudados por sector económico y el porcentaje que cada uno representa.

Tabla No. 6: Total de Cartera Vencida, cortada al año 2010

TOTAL CARTERA VENCIDA		
Público	\$	55.947.193,61
Privado	\$	224.212.706,81
TOTAL	\$	280.159.900,42

Gráfico No. 8: Porcentaje de Distribución de Cartera Vencida por Sector, año 2010

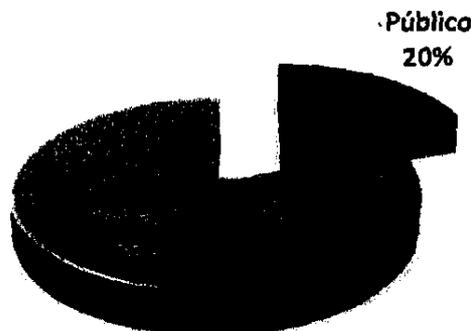


Gráfico No. 9: Cartera Vencida en millones (USD) por Regionales, año 2010

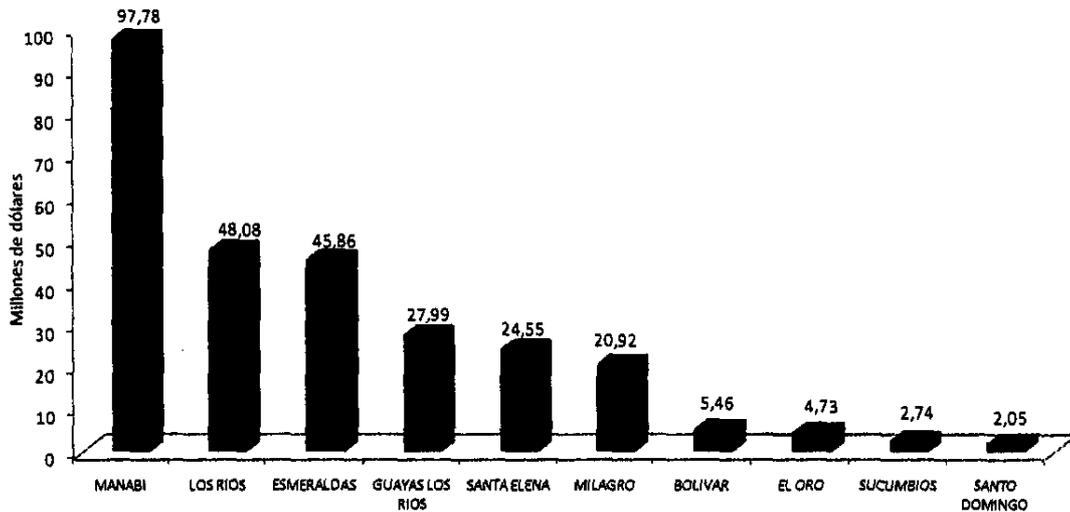
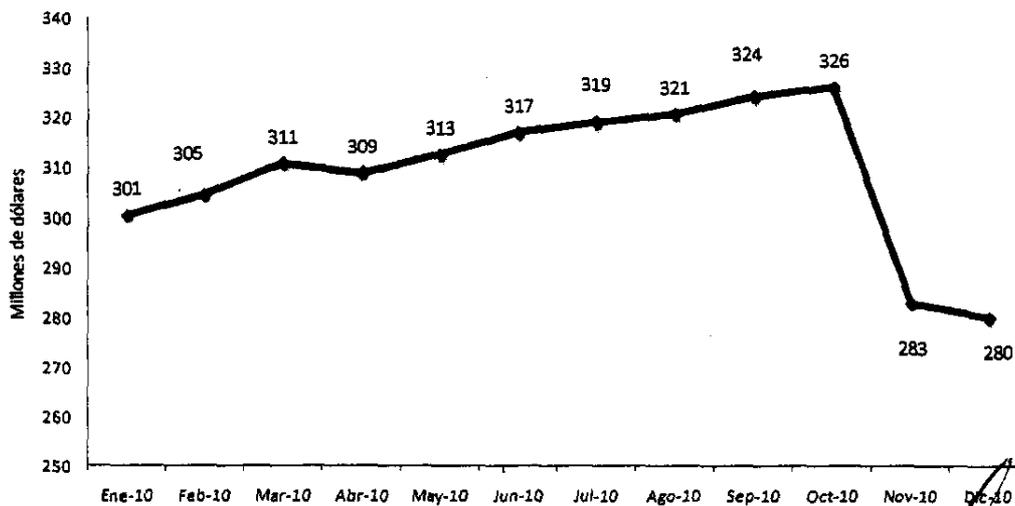


Gráfico No. 10: Evolución de la Cartera Vencida en millones (USD), enero – diciembre 2010



En el Gráfico No.9 se muestra la concentración de la cartera vencida por Regionales. El 78% de la cartera vencida se concentra en 4 Regionales: Manabí (35%), Los Ríos (17,1%), Esmeraldas (16,3%) y Guayas – Los Ríos (10%).

En el Gráfico No.10 se muestra la evolución de la cartera vencida durante el año 2010. A partir de Octubre/2010 se observa el resultado de la gestión emprendida con el Ministerio de Finanzas para el pago de la deuda pública.



7.1.1.7 Proceso de Coactiva

Gracias a la expedición del reglamento de coactivas en el mes de mayo de 2010, se ha trabajado en la depuración y presentación de documentación para el inicio de coactivas a los clientes morosos, habiéndose planificado una revisión en una

primera etapa de aproximadamente 37 millones de dólares, que a la fecha se ha logrado depurar cerca de 750 clientes con 8,8 millones de dólares, estando en procesos de coactiva cerca de 500 clientes que representan 7.1 millones de dólares.

Tabla No. 7: Total de Clientes Coactivados

Regional	# Juicios	Cuantía
Guayas Los Ríos	102	\$ 858.362,09
LOS RÍOS	28	\$ 223.587,11
Manabí	283	\$ 3.874.519,23
MILAGRO	56	\$ 1.238.499,12
Santa Elena	11	\$ 692.028,98
Santo Domingo	20	\$ 196.494,12
Total general	500	\$ 7.083.490,65

7.1.2 LOGROS DE LA GERENCIA COMERCIAL

7.1.2.1 Implantación de sistemas comerciales

Apoyados por el Proyecto SIGDE que el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable está llevando a cabo a nivel nacional, hemos avanzado con la implantación de los sistemas comerciales en las regionales Guayas Los Ríos y Esmeraldas. Estos trabajos presentan un avance del 85% y 50% respectivamente. La

falta de sistemas comerciales robustos ha sido una de causas que han permitido que las pérdidas administrativas se incrementen. No se cumplió con la implantación del sistema en la regional Milagro que estuvo prevista para junio de 2010.

7.1.2.2 Regularización de clientes 2010

Uno de los mayores problemas que la Corporación ha tenido es la falta de sistemas de medición. En un primer informe a inicios del año 2010, fueron requeridos alrededor de 290.000 medidores con sus elementos adicionales para poder erradicar los clientes sin medición. Esta cantidad no

consideraba el crecimiento vegetativo que en este año fue de aproximadamente 80.000 clientes, o sea de un 5% anual.

Basados en los recursos propios principalmente del valor de reposición y del FERUM han sido instalados alrededor de 195.000 clientes con nuevos medidores.

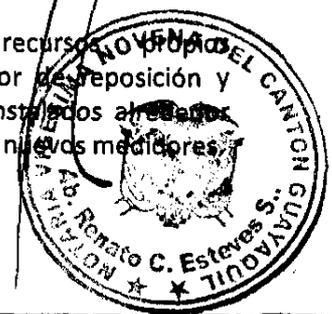


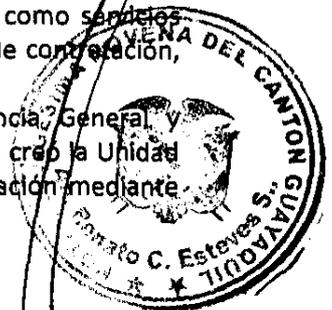
Tabla No. 8: Instalación de medidores para la regularización de Clientes, año 2010

REGIONAL	ene-10	feb-10	mar-10	abr-10	may-10	jun-10	jul-10	ago-10	sep-10	oct-10	nov-10	dic-10	TOTAL
Bolívar	339	206	233	434	385	472	353	243	397	568	435	467	4.532
El Oro	204	3.442	7.181	1.998	2.886	2.784	1.386	1.198	1.303	1.484	1.555	1.534	26.955
Esmeraldas	673	604	644	725	728	716	262	486	605	613	606	606	7.267
Guayas - Los Ríos	3.557	3.957	4.790	4.665	3.895	4.498	4.234	4.295	4.236	4.236	4.236	4.236	50.837
Los Ríos	741	422	543	351	449	571	740	235	233	160	100	119	4.664
Manabí	1.707	1.823	2.849	2.701	2.887	2.590	2.199	3.663	5.400	3.298	2.219	2.446	33.782
Milagro	1.309	1.079	1.628	1.494	1.577	1.502	1.054	828	1.650	1.650	1.108	1.164	16.043
Santa Elena	636	3.610	4.917	1.932	1.685	1.381	1.127	1.085	1.211	880	1.044	754	20.262
Santo Domingo	1.818	1.976	2.283	1.809	1.469	2.500	1.190	1.516	1.597	1.012	668	1.622	19.460
Sucumbíos	1.386	706	1.395	1.123	795	727	1.012	748	689	1.066	530	550	10.727
TOTAL	12.370	27.825	26.463	17.232	16.755	17.741	13.557	14.297	17.321	17.967	12.501	13.498	194.528

7.1.2.3 Otros Logros

La Gerencia Comercial adicionalmente ha trabajado en lo siguiente:

- ✓ Manual de Políticas Comerciales.- Es un compendio muy importante para regularizar la marcha de la gestión comercial en las regionales dotándoles de lineamientos y formas de realizar sus actividades. Este Manual está para aprobación de la Gerencia General.
- ✓ Manual de indicadores de la gestión comercial.- Actividad realizada en conjunto con la Gerencia de Control de Gestión, habiéndose determinado los indicadores mínimos para el control del área comercial.
- ✓ Modelo de contrato único.- Este modelo contiene las recomendaciones realizadas por el CONELEC con la visión comercial de la Corporación. Este ha sido implantado en todas las regionales.
- ✓ Factura única.- Se trabajó con las Direcciones Comerciales implantándose la factura única a nivel de la Corporación.
- ✓ Instructivo de Convenios de Pago.- Actividad realizada con la Dirección Legal Comercial ha sido aprobado y está difundiendo en la Corporación.
- ✓ Normalización de Pliegos.- Uno de los mayores problemas ha sido la falta de normalización en las características de los servicios a contratarse, así como, la forma de evaluación. De tal forma que, luego de declararse a los servicios de toma de lecturas, cortes y reconexiones e instalaciones de nuevos servicios como servicios especializados, se generaron pliegos para las distintas modalidades de contratación, los mismos que están vigentes.
- ✓ Creación de la Unidad GIS.- Bajo los lineamientos de la Gerencia General y cumpliendo lo dispuesto por el MEER, a través del proyecto SIGDE se creó la Unidad del GIS, contratación del software INTERGRAPH e inicio de Capacitación mediante convenio con la ESPOL y Geocarteg.



[Handwritten signature]

7.2 GESTIÓN TÉCNICA

7.2.1 INDICADORES TÉCNICOS

7.2.1.1 Indicadores de Infraestructura

Durante el año 2010 la infraestructura eléctrica de CNEL ha crecido 10.46% en redes de distribución primaria y 11.15% en redes de distribución secundaria, lo cual representa la expansión del sistema para enfrentar el incremento en la carga y en la cantidad de clientes servidos.

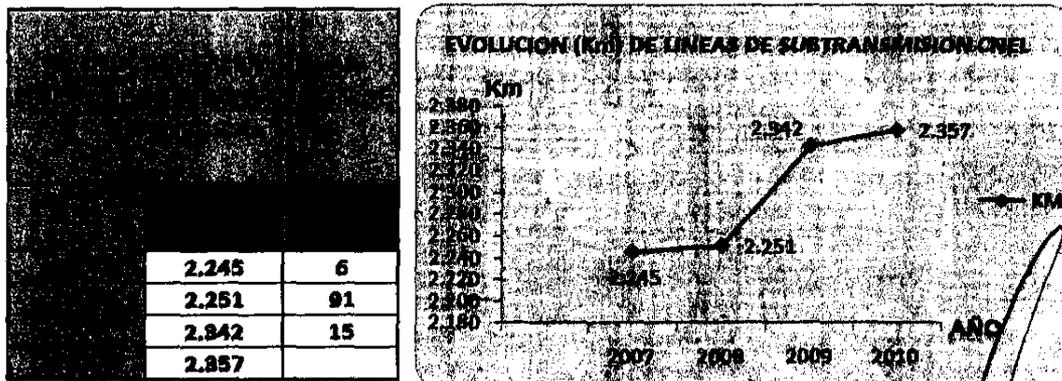
De la misma manera se ha mejorado la cargabilidad de los transformadores en un 4.85%, lo que representa que para cada transformador de distribución se sirve hasta 15 clientes, existiendo un incremento en capacidad del 11.83% y en cantidad de 15.91% con respecto al año anterior 2009.

Así también, se incrementó en un 4.67% las luminarias para alumbrado público,

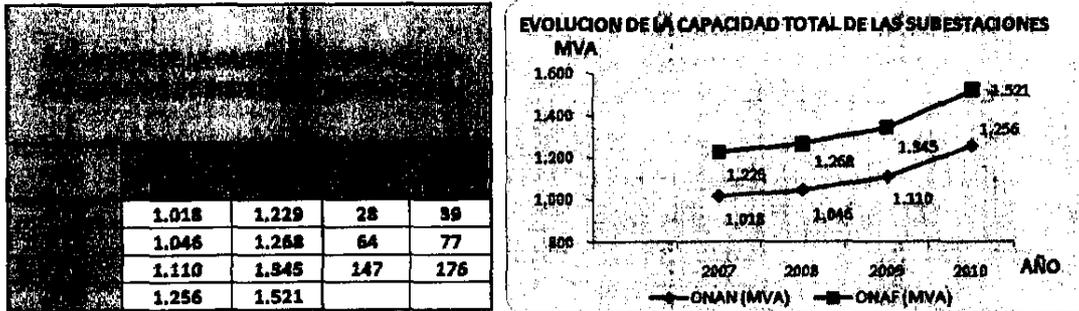
con el respectivo incremento de potencia del 6.74%. Sin embargo, la relación de w/lum se incrementó apenas en 1.98%. Esto implica que el aumento no es proporcional como resultado de la aplicación del uso racional de la energía, mediante sus programas: focos ahorradores y cambio de luminarias de mercurio a sodio.

A continuación, se presenta de forma gráfica la evolución de la infraestructura eléctrica a partir del año 2007, para las Líneas de Subtransmisión, Subestaciones de Distribución, Líneas y Transformadores de Distribución, Redes Secundarias, Acometidas, Medidores y Alumbrado Público.

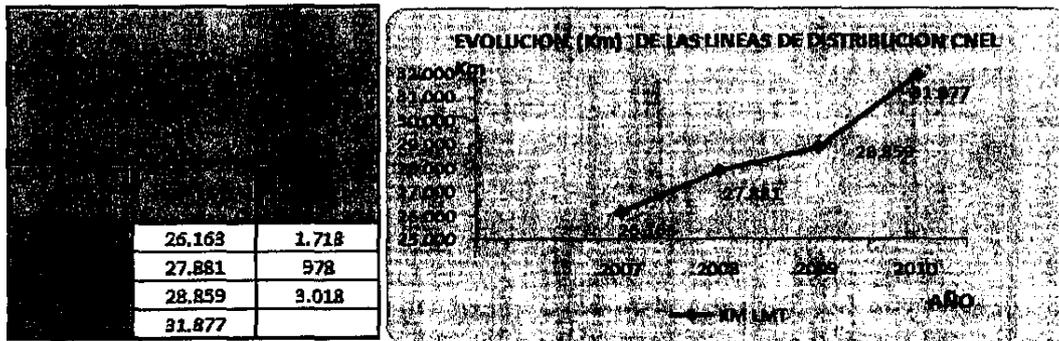
**Gráfico No.11: Evolución de las líneas de Subtransmisión (Km),
Años 2007 – 2008 – 2009 -2010**



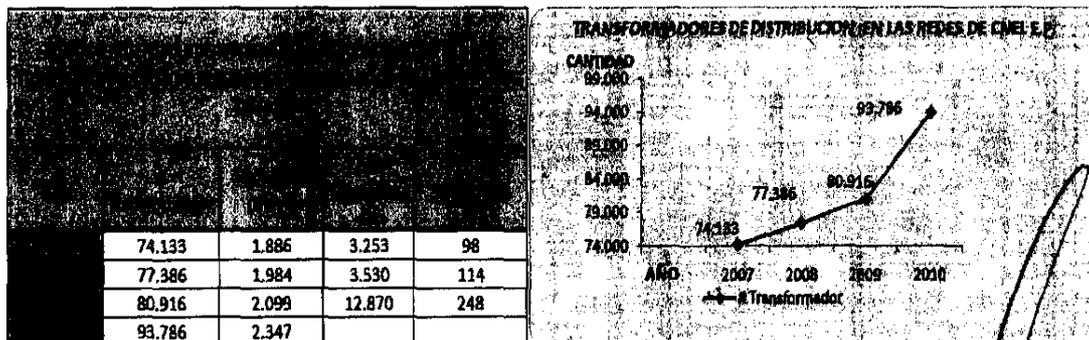
**Gráfico No.12: Evolución de la capacidad total de las subestaciones (MVA),
Años 2007 - 2008 - 2009 -2010**



**Gráfico No.13: Evolución de las líneas de distribución (Km),
Años 2007 - 2008 - 2009 -2010**



**Gráfico No.14: Cantidad y Capacidad total de transformadores instalados,
Años 2007 - 2008 - 2009 -2010**

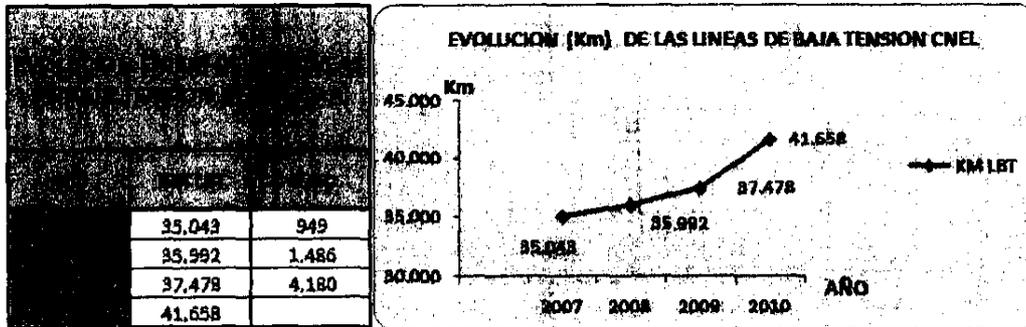


En el Gráfico No.13 se puede observar que las líneas de distribución han crecido un 10.46% en el año 2010, con respecto al año 2009 donde el crecimiento fue de 3.50%.

El Gráfico No.14 muestra que el total de transformadores se incrementó en 15.91% en el año 2010, con respecto al año 2009 donde el crecimiento fue de 4.56%.



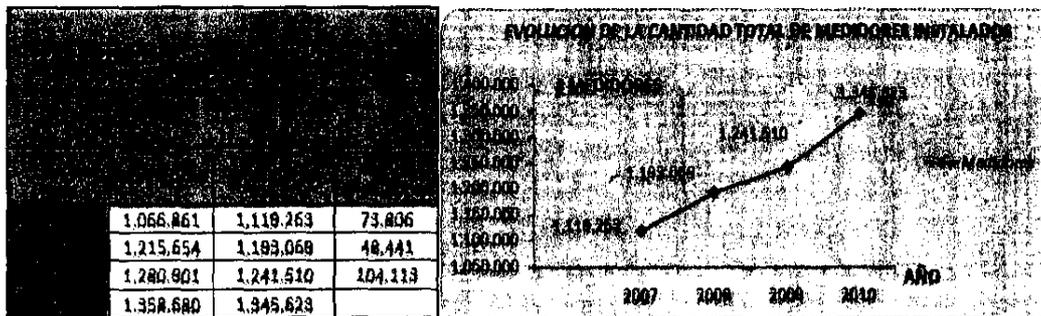
**Gráfico No. 15: Evolución de las líneas de baja tensión (Km),
Años 2007 - 2008 - 2009 -2010**



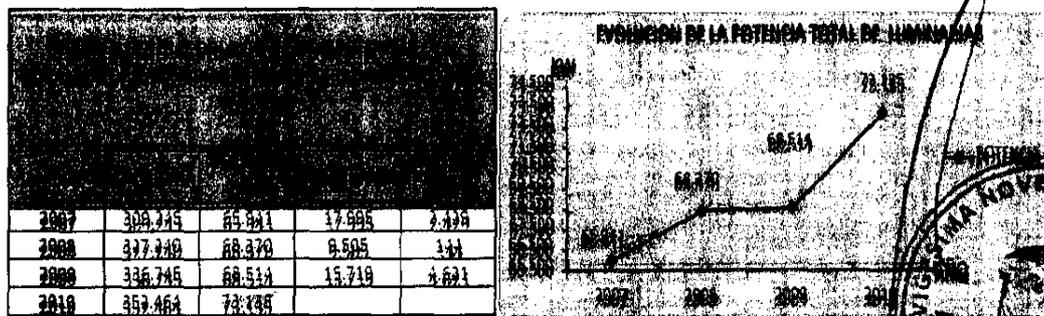
En el gráfico No. 15 se puede observar que las líneas de baja tensión han crecido 11.15% en el año 2010, con respecto al año 2009 donde el crecimiento fue 4.12%. El gráfico No. 16 muestra que la cantidad de medidores instalados en el 2010 creció

un 8.39% en comparación con el del año 2009, cuyo crecimiento fue 4.06%. El gráfico No. 17 muestra que la cantidad de luminarias instaladas en el año 2010 creció un 4.67% con respecto al año 2009 donde el incremento fue de 2.90%

**Gráfico No. 16: Cantidad de acometidas y medidores instalados,
Años 2007 - 2008 - 2009 -2010**



**Gráfico No. 17: Cantidad de luminarias para alumbrado público,
Años 2007 - 2008 - 2009 -2010**

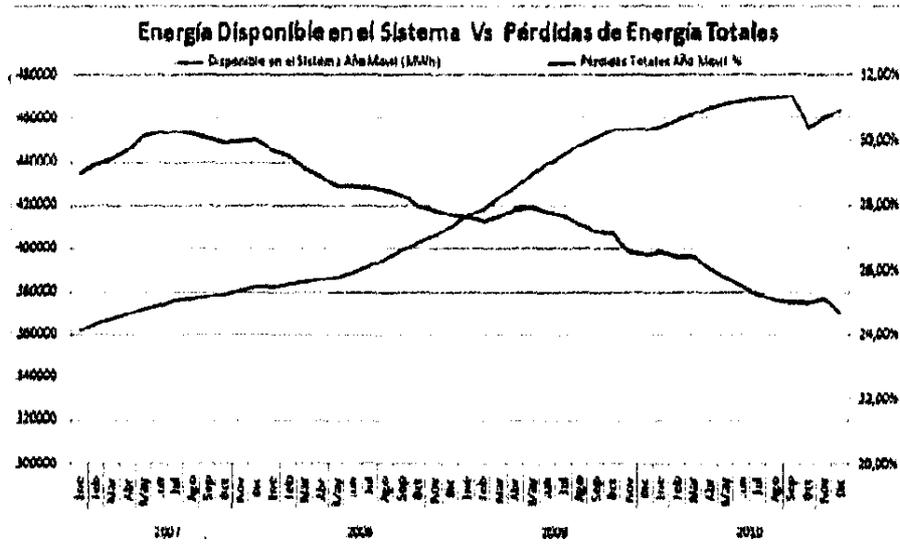


7.2.1.2 Balance de Energía

En el año 2010 se adquirió al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) un total de 5.756,69 Gwh, con pérdidas de 1.418,05 Gwh, de los cuales 659,14 Gwh corresponden a pérdidas técnicas.

En el gráfico N° 18, podemos apreciar el comportamiento en aumento de la energía requerida por los clientes, y a la vez, la disminución de las pérdidas totales, antes y después de la creación de CNEL S.A.

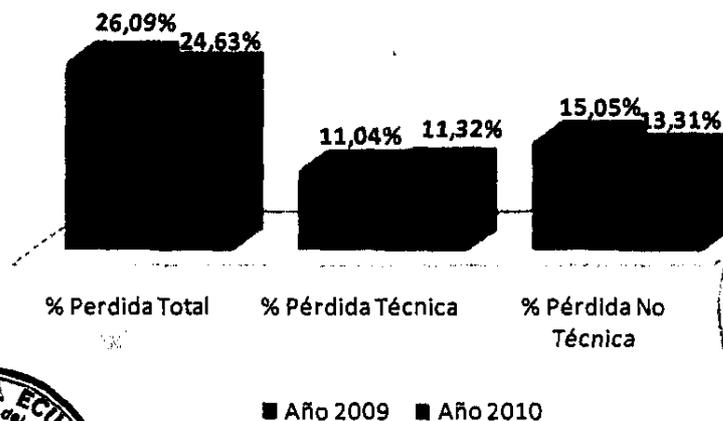
Gráfico No.18: Evolución de la Energía y pérdida total CNEL S.A., Años 2007 – 2008 – 2009 – 2010



En el gráfico N° 19, se aprecian los porcentajes obtenidos de pérdidas de energía para los años 2009 y 2010, siendo la disminución de las pérdidas totales

porcentuales en 1.46%, mientras que las pérdidas técnicas incrementaron en 0.28%, lográndose una mejora en la reducción de las no técnicas (Comerciales) en 1.74%.

Gráfico No. 19: Porcentaje de Pérdidas Totales, Técnicas y No Técnicas Años 2009 – 2010



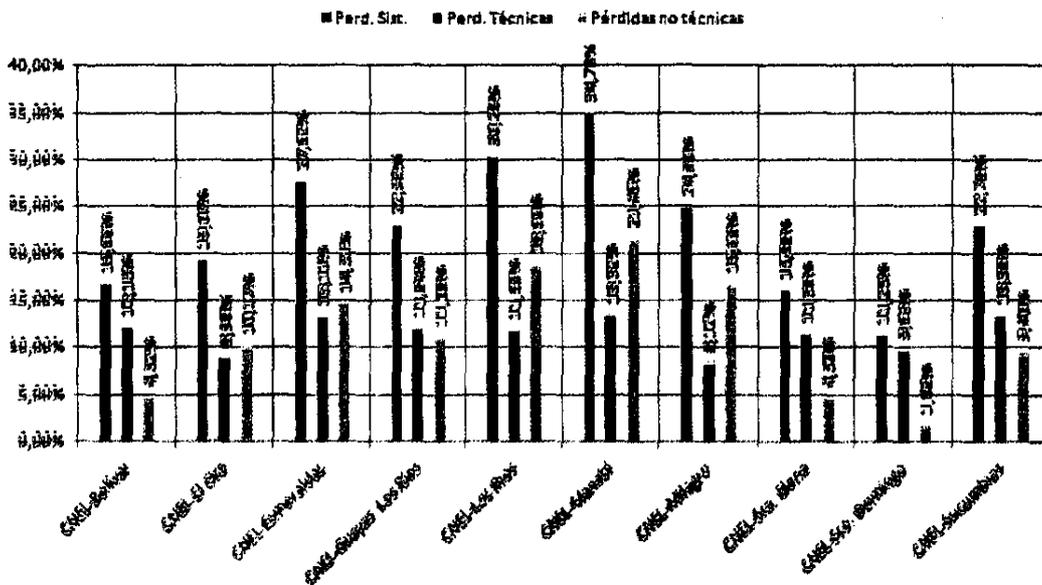
■ Año 2009 ■ Año 2010



En el gráfico N° 20, se presenta las pérdidas de energía por Regional, donde Manabí, Los Ríos, Esmeraldas, Milagro, Guayas - Los

Ríos, Sucumbíos poseen pérdidas totales de energía por sobre el 20%.

Gráfico No. 20: Pérdidas Totales, Técnicas y No Técnicas de Energía por Regional Año 2010



En 5 Regionales, como: Bolívar, Sta. Elena, Sto. Domingo, Sucumbíos y Guayas - Los Ríos; las pérdidas técnicas superan las comerciales. Y en el resto de Regionales, como: Manabí, Los Ríos, Milagro, El Oro y

Esmeraldas las pérdidas no técnicas (comerciales) son superiores a las técnicas. Esto ayuda a identificar prioridades y enfocar esfuerzos en cada Regional.

7.2.2. OBRAS TÉCNICAS REALIZADAS DURANTE EL AÑO 2010.

Durante el año 2010, se realizó la programación de las obras por USD. 232 millones de dólares en los programas: FERUM, MANDATO 9, MANDATO 15, PLANREP, PED, PIEMSE, PLAN ECUADOR, con cargo al PRESUPUESTO GENERAL DEL ESTADO. El porcentaje de avance global para el periodo 2010 llegó a la ejecución financiera del 30.68% (con respecto a los valores presupuestados), tal como se muestra en la Tabla N°.9. Los porcentajes de ejecución deben ser mayores, esto se debe principalmente al

retardo en el proceso de liquidación de obras técnico - financiero y a que el indicador se ha calculado sobre los Montos Aprobados del Presupuesto, más no, sobre los Valores Desembolsados a CNEL.

Al tener los incrementos en los recursos, se logró durante el 2010 realizar la mayor cantidad de obras de los programas MANDATO 9, MANDATO 15, una parte del MANDATO 9 al tener al fin, los recursos para cancelar el monto de obra, y cancelar los que correspondían a



materiales comprometidos desde el año 2008 y 2009.

Tabla No. 9: Avance Financiero de las Obras Presupuestarias para el 2010

Regional (Todas)
FINANCIA (Varios elementos)

Programa	Valores en USD		% Avance Físico	% Avance Financiero
	Suma de Valor de Presupuesto	Suma de Valor Ejecutado y registrado en Contabilidad		
FERUM 2008	9.139.395,25	5.845.901,43	84,00%	63,96%
FERUM 2008 Fase II	992.438,25	575.149,97	93,11%	57,95%
FERUM 2010	47.332.028,05	18.604.188,83	87,02%	39,31%
FLOPEC	794.000,00	549.105,24	100,00%	69,16%
HIDROTOAPI	4.667.626,75	183.296,15	42,00%	3,93%
Mandato 15	11.566.464,14	4.577.559,65	45,99%	39,58%
Mandato 9	75.544.485,53	26.834.014,17	50,33%	35,52%
Mandato 9 Bonos del Estado	1.812.572,00	187.140,80	30,00%	10,32%
Mandato 9 Fase III	2.888.697,00	455.401,69	25,88%	15,76%
Otros	980.901,12	41.413,99	20,50%	4,22%
P.G.E.	15.709.960,97	2.812.074,01	18,80%	17,90%
PED	8.839.941,00	700.562,76	19,50%	7,92%
PIEMSE	2.183.189,39	95.439,29	3,11%	4,37%
Plan Ecuador	4.699.976,30	92.173,81	36,63%	1,96%
PLANREP	16.414.095,29	2.632.205,42	17,23%	16,04%
Propio	25.298.718,12	5.165.160,60	27,08%	20,42%
Propio - PLANREP	2.529.389,61	1.893.329,50	45,99%	74,85%
Usuarios	889.002,80	30.089,69	8,91%	3,38%
Total general	232.282.881,57	71.274.207,00	64,48%	30,68%

NOTA.- El porcentaje de avance financiero se ha calculado dividiendo el Valor Ejecutado y Registrado Contablemente para el Valor del Presupuesto. De tal manera, que este indicador sería superior si el cociente se divide entre los Valores Desembolsados a CNEL del Presupuesto.

Dentro del programa FERUM 2010 Integrado para CNEL S.A., se aprobó una asignación de USD \$ 56'596.884,88

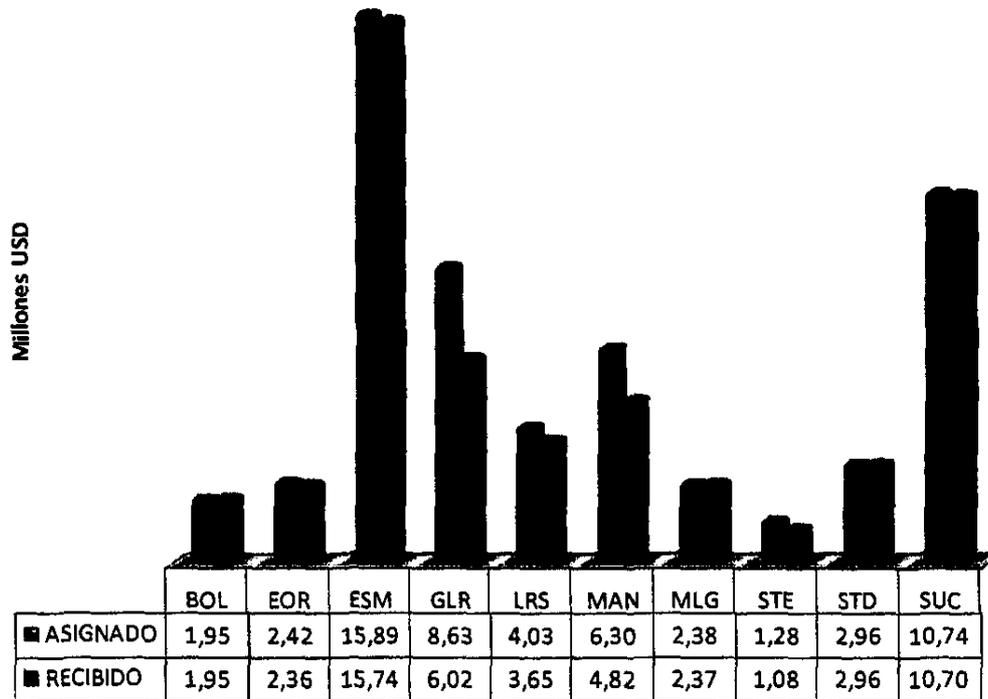
comprendiendo las siguientes asignaciones en el 2010 y la última cuota entregada en el 2011:

Tabla No. 10: Asignaciones para Proyectos FERUM 2010 INTEGRADO.

REGIONAL	No. DE PROYECTOS	ASIGNADO 2010	TRANSFERIDO A CNEL MADRE 31 DIC 2010	ULTIMA CUOTA ENTREGADA 09 FEB 2011	TOTAL ENTREGADA A CNEL	SALDO POR ENTREGAR
BOLÍVAR	43	1,95	1,74	0,21	1,95	-
EL ORO	112	2,42	2,36	-	2,36	0,06
ESMERALDAS	226	15,89	9,56	6,18	15,74	0,15
GUAYAS-LOS RÍOS	130	8,63	5,01	1,01	6,02	2,61
LOS RÍOS	135	4,03	3,65	-	3,65	0,38
MANABI	139	6,30	4,81	0,02	4,82	1,48
MILAGRO	96	2,38	2,26	0,11	2,37	0,01
SANTA ELENA	26	1,28	0,98	0,10	1,08	0,20
SANTO DOMINGO	135	2,96	2,76	0,20	2,96	-
SUCUMBIOS	131	10,74	6,69	4,02	10,70	0,04
TOTAL	1173	56,59	39,82	11,85	51,67	4,92



Gráfico No. 21: Detalle de transferencias FERUM 2010 Integrado (Millones USD)



El avance físico logrado en este programa alcanzó el 83%, mientras que el avance económico fue del 54%, tal como se muestra en la tabla N°.11

Tabla No. 11: Avance Físico y Financiero de las Obras FERUM 2010 INTEGRADO.

CNEL Regionales	Valores		
	USD Asignado	USD Avance físico	USD Avance económico
CNEL-Bolívar	1.954.980,63	93%	1.475.861,72
CNEL-El Oro	2.417.415,89	99%	2.144.109,37
CNEL-Esmaldas	15.890.969,40	70%	5.999.858,65
CNEL-Quayas-Los Ríos	8.680.609,96	73%	4.621.049,26
CNEL-Los Ríos	4.034.277,79	89%	3.464.551,71
CNEL-Manabí	6.305.152,00	93%	3.546.969,46
CNEL-Milagro	2.378.988,60	98%	2.212.588,60
CNEL-Santa Elena	1.280.585,23	80%	821.811,99
CNEL-Santo Domingo	2.953.240,87	100%	2.846.760,75
CNEL-Sucumbios	10.741.871,11	50%	3.411.047,65
Total general	56.896.884,88	83%	30.484.603,16



7.3 GESTIÓN FINANCIERA

7.3.1 Balance General

A continuación se detallan los valores correspondientes al Balance General y Balance de Resultados de CNEL de los años 2009 y 2010.

Tabla No.12: Balance General al 31 de diciembre 2010 (Proyectado)

CORPORACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.					
RESUMEN DEL EJERCICIO					
AL 31 DE DICIEMBRE 2010					
UNAS MILLONES					
CTA.	ACTIVOS		CTA.	PASIVOS	
111	DISPONIBLE	154,51	212	PASIVO CORRIENTE A CORTO PLAZO	448,30
112	EXIGIBLE	486,12	223	PASIVO CORRIENTE A LARGO PLAZO	61,32
113	REALIZABLE	64,43	235	PASIVO DIFERIDO -OTROS PASIVOS	124,78
114	OTROS ACTIVOS CORRIENTES	63,24			
121	ACTIVO FUO DEPRECIABLE	1.097,30		PATRIMONIO	679,79
114	ACTIVO FUO NO DEPRECIABLE	17,23			
121	DEPRECIACIONES ACUMULADA	595,99	311	CAPITAL SOCIAL	108,28
122	DIFERIDOS	27,35	312	APORTES FUTURA CAPITALIZACIÓN	1.414,06
			323	RESULTADO ACUMULADOS	(784,97)
			342	RESULTADO EJERCICIO CORRIENTE	(57,59)

Se puede observar al cierre del mes de Diciembre de 2010, un incremento en los **ACTIVOS TOTALES de 186,15 millones de dólares, lo cual representa un 16,5%** con respecto al Balance General al 31 de

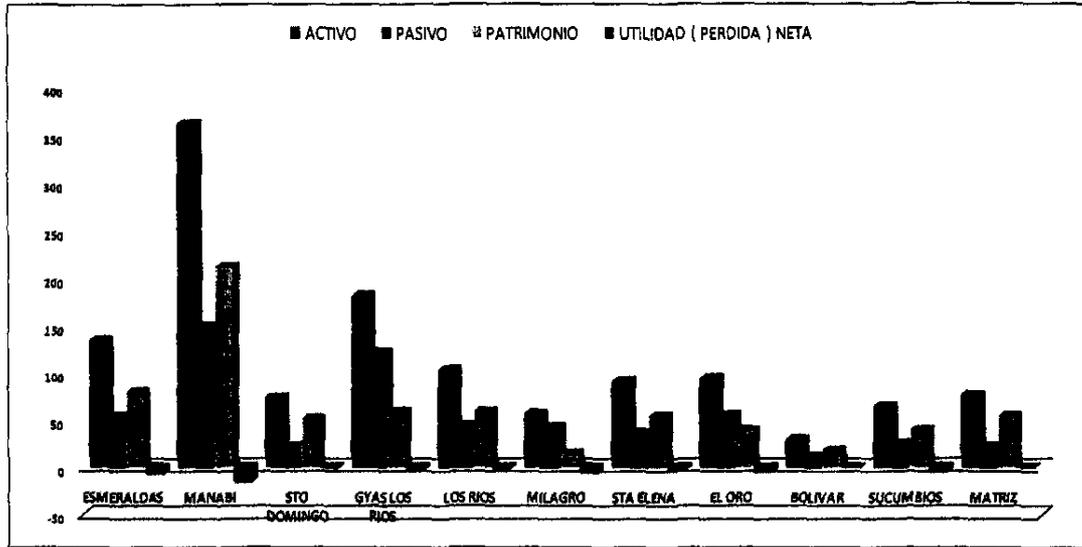
Diciembre de 2009. *El patrimonio de la Corporación CNEL y sus 10 Regionales, creció en 68,8 millones de dólares, lo cual representa un 11,26%* con respecto al 31 de Diciembre de 2009.

Tabla No. 13: Balance General al 31 de diciembre 2009

CORPORACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.					
RESUMEN DEL EJERCICIO					
AL 31 DE DICIEMBRE 2009					
UNAS MILLONES					
CTA.	ACTIVOS		CTA.	PASIVOS	
111	DISPONIBLE	87,27	212	PASIVO CORRIENTE A CORTO PLAZO	329,00
112	EXIGIBLE	431,91	223	PASIVO CORRIENTE A LARGO PLAZO	92,60
113	REALIZABLE	74,31	235	PASIVO DIFERIDO -OTROS PASIVOS	95,44
114	OTROS ACTIVOS CORRIENTES	60,18			
121	ACTIVO FUO DEPRECIABLE	946,98		PATRIMONIO	610,99
114	ACTIVO FUO NO DEPRECIABLE	35,71			
121	DEPRECIACIONES ACUMULADA	522,42	311	CAPITAL SOCIAL	108,28
122	DIFERIDOS	14,10	312	APORTES FUTURA CAPITALIZACIÓN	1.275,98
			323	RESULTADO ACUMULADOS	(709,70)
			342	RESULTADO EJERCICIO CORRIENTE	(63,57)



Gráfico No. 22: Balance General al 31 de diciembre 2010 por Regionales y Matriz CNEL



7.3.2 Balance de Resultados

Los resultados de P/G sobre el negocio, muestran un déficit proyectado al 31 de Diciembre de 2010 de un valor de **57,58 millones de dólares**. Al realizar la comparación con los resultados obtenidos al final del ejercicio fiscal del año 2009,

podemos observar que este déficit se redujo en un 9.5% (5,99 millones de dólares). *Esto indica que la Corporación ha reducido sus pérdidas económicas en más del 9,5%.*

Tabla No. 14: Balance de Resultados, periodo enero – diciembre 2010 (Proyectado)

CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.				
RESUMEN DEL EJERCICIO				
AL 31 DE DICIEMBRE 2010				
USA \$ MILLONES				
CTA.	INGRESOS	CTA.	GASTOS	
411	POR VENTA DE ENERGÍA	354,99	511 COMPRA ENERGÍA	361,49
412	NO VENTA DE ENERGÍA	70,13	521 COSTOS DE EXPLOTACIÓN	109,70
413	AJENOS A LA EXPLOTACIÓI	59,37	521 GASTO DEPRECIACIÓN	34,88
431	EXTRAORDINARIOS	4,97	531 GASTOS EXTRAORDINARIOS	59,96
	TOTALES	489,46		547,04

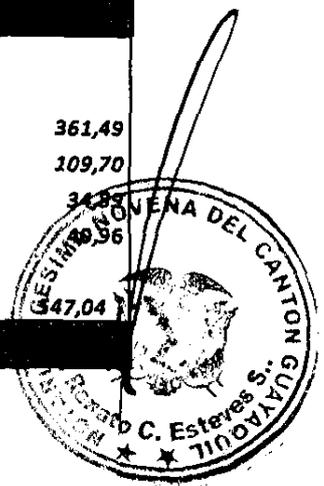
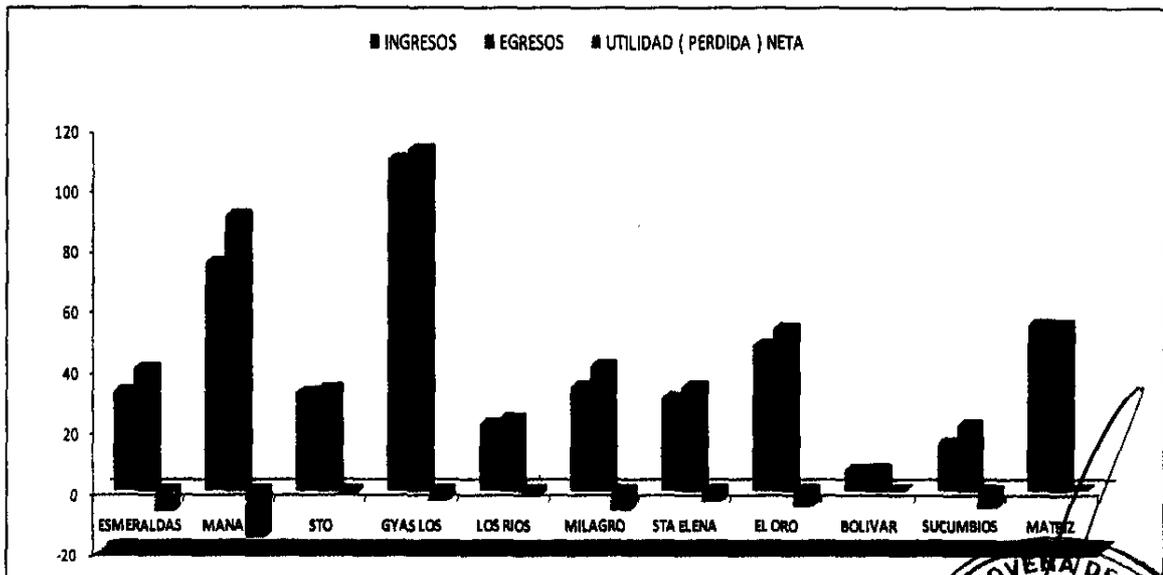


Tabla No. 15: Balance de Resultados, periodo enero – diciembre 2009

CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.						
RESUMEN DEL EJERCICIO						
AL 31 DE DICIEMBRE 2009						
USA \$ MILLONES						
CTA.	INGRESOS			CTA.	GASTOS	
411	POR VENTA DE ENERGÍA	343,31		511	COMPRA ENERGÍA	339,74
412	NO VENTA DE ENERGÍA	12,54		521	COSTOS DE EXPLOTACIÓN	118,66
413	AJENOS A LA EXPLOTACIÓN	56,23		521	GASTO DEPRECIACIÓN	32,83
431	EXTRAORDINARIOS	52,44		531	GASTOS EXTRAORDINARIOS	36,86
	TOTALES	464,52				528,09

Gráfico No. 23: Balance de Resultados, periodo enero – diciembre 2010 por Regionales



7.3.3 Indicadores Financieros Consolidados a Diciembre 2010

Los resultados de los principales indicadores financieros calculados con los

Balances Financieros a Diciembre 2010 son los siguientes:



[Handwritten signature]

Tabla No. 16: Indicadores Financieros Consolidados a diciembre 2010

INDICES FINANCIEROS CONSOLIDADOS	
AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2010	
ÍNDICE DE SOLVENCIA	Este indicador refleja que La Corporación al cierre del mes de diciembre 2010 excluyendo los inventarios contaba con US \$ 1,71 para pagar US \$ 1,00.
ÍNDICE DE LIQUIDEZ	Este indicador refleja que La Corporación al cierre del mes de diciembre 2010 excluyendo los inventarios contaba con US \$ 1,57 para pagar US \$ 1,00.
ÍNDICE DE LIQUIDEZ INMEDIATA	Según este indicador la Corporación al cierre del mes de diciembre no contaba con disponibilidad de pago.
CAPITAL DE TRABAJO	Este indicador mide en términos relativos la capacidad que tiene la Corporación para atender operaciones de tipo corriente como son: generación, operación y mantenimiento, y gastos administrativos; el resultado es positivo al cierre del mes de diciembre 2010.
ÍNDICE DE SOLIDEZ	Este indicador representa la influencia de los acreedores en la corporación, al cierre del mes de diciembre 2010 el activo está comprometido en el 49,27%.
ÍNDICE DE ENDEUDAMIENTO	Mide la capacidad de la corporación para contraer obligaciones con el respaldo del patrimonio, al cierre del mes de diciembre 2010, la Corporación cuenta con una posición efectiva de pago en función del patrimonio.
INDEPENDENCIA FINANCIERA	Determina la adecuada utilización del capital y permite ver, en forma oportuna la necesidad de reformar el patrimonio, al cierre del mes de diciembre 2010 la Corporación tiene un posición efectiva.

7.3.4 Comparativo de Indicadores Financieros 2009 -2010

Al comparar los resultados de los indicadores financieros al 31 Dic/2010 con respecto a los reportados al 31 Dic/2009

podemos observar una mejora global en la Corporación, tal como se detalla a continuación:

Tabla No. 17: Comparativo Indicadores Financieros Consolidados 2009 - 2010

COMPARATIVO INDICADORES FINANCIEROS				
INDICE	al 31 Dic/2009	al 31 Dic/2010	Diferencia	Mejora
ÍNDICE DE SOLVENCIA			0,45	SI
ÍNDICE DE LIQUIDEZ			0,45	SI
ÍNDICE DE LIQUIDEZ INMEDIATA			0,17	SI
CAPITAL DE TRABAJO			184,00	SI
ÍNDICE DE SOLIDEZ			1,11	SI
ÍNDICE DE ENDEUDAMIENTO			8,68	NO
INDEPENDENCIA FINANCIERA			0,05	SI

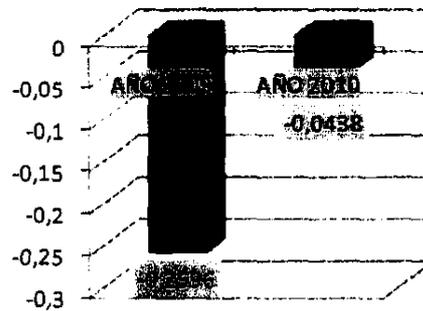
7.3.5 Rentabilidad sobre el Total de Activos (ROA)

Mide la rentabilidad sobre el total de activos.

El ROA se produce por la multiplicación de margen de utilidad por la rotación de activos.




Gráfico No. 24: Comparativo ROA 2009 - 2010



Aunque este indicador se mantiene negativo, se puede evidenciar, que en el año 2010 se produjo una mejora en el

margen de utilidad sobre las ventas en relación al año 2009, pasando de un -0,25 a -0,04.

7.3.6 Ejecución presupuestaria a Diciembre 2010

El Presupuesto de Operación codificado a diciembre 2010, por el monto de US\$ 477,14 millones de dólares; se ha ejecutado al 31 de diciembre de 2010 de acuerdo a las siguientes tablas:

- ✓ Los Ingresos ejecutados, ascienden a 409,13 millones de dólares, que comparado con valor codificado inicialmente de 477,14 millones de dólares, equivale al 85,75%; y,
- ✓ Los Costos y Gastos ejecutados, por el importe de 426,46 millones de dólares, que comparado con el valor codificado inicialmente de 477,14 millones de dólares, equivale al 89,38%. El resultado de la ejecución de Ingresos y Costos-Gastos a diciembre 2010, se obtiene un déficit presupuestario de 17,33 millones de dólares correspondiente al 4,24%, respecto de los ingresos.

Tabla No. 18: Ejecución de Ingresos /Costos y Gastos 2010

EJECUCIÓN DE INGRESOS TOTALES EJECUTADOS A DICIEMBRE 2010 (Millones US\$)				EJECUCIÓN DE COSTOS Y GASTOS TOTALES EJECUTADOS A DICIEMBRE 2010 (Millones US\$)			
REGIONALES	ASIGNACION CODIFICADA	EJECUTADO		REGIONAL	ASIGNACION CODIFICADA	EJECUTADO	
		ACUMULADO	%			ACUMULADO	%
Esmeraldas	34,21	32,08	93,78%	Esmeraldas	34,21	26,42	77,21%
Manabí	107,84	82,69	76,69%	Manabí	107,84	91,24	84,61%
Santo Domingo	35,23	34,46	97,81%	Santo Domingo	35,23	32,04	90,92%
Guayas - Los Ríos	99,49	96,19	96,68%	Guayas - Los Ríos	99,49	98,68	99,19%
Los Ríos	29,31	24,44	83,37%	Los Ríos	29,31	24,39	83,22%
Milagro	45,09	36,00	79,84%	Milagro	45,09	40,52	89,87%
Santa Elena	32,73	33,02	100,88%	Santa Elena	32,73	31,69	96,52%
El Oro	61,07	46,96	76,89%	El Oro	61,07	54,79	90,01%
Bolívar	8,97	7,36	82,04%	Bolívar	8,97	6,47	72,15%
Sucumbios	23,19	15,93	68,69%	Sucumbios	23,19	20,21	87,16%
TOTAL	477,14	409,13	85,75%	TOTAL	477,14	426,46	89,38%

Observación: Ejecutado a noviembre datos reales y proyectado el mes de diciembre 2010.



Tabla No. 19: Ejecución de Ingresos vs Costos y Gastos Efectivos 2010

EJECUCIÓN DE INGRESOS VS COSTOS Y GASTOS EFECTIVOS EJECUTADOS HASTA EL MES DE MARZO 2010 (Millones USD)					
REGIONAL	VALOR EJECUTADO INGRESO	VALOR EJECUTADO COSTOS Y GASTOS	SUPERAVIT/ PÉRDIDA	% DE SUPERAVIT/ PÉRDIDA	RESULTADO
Esmeraldas	32,08	26,42	5,67	18%	+
Manabí	82,69	91,24	-8,55	-10%	-
Santo Domingo	34,46	32,04	2,43	7%	+
Guayas - Los Ríos	96,19	98,68	-2,50	-3%	-
Los Ríos	24,44	24,39	0,04	0%	+
Milagro	36,00	40,52	-4,52	-13%	-
Santa Elena	33,02	31,69	1,33	4%	+
El Oro	46,96	54,79	-7,83	-17%	-
Bolívar	7,36	6,47	0,89	12%	+
Sucumbíos	15,93	20,21	-4,28	-27%	-
TOTAL	409,13	426,46	-17,33	-4,24%	-

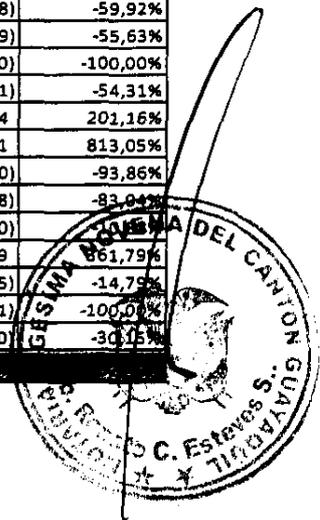
7.3.7 Plan Anual de Inversiones

A continuación se detalla un análisis comparativo de los valores asignados para el Plan Anual de Inversión para los periodos 2010 y 2011, donde se observa un

incremento del 62,40% de los valores asignados a las Inversiones en el año 2011 con respecto al año 2010.

Tabla No. 20: Comparativo Plan Anual de Inversión 2010 -2011

PLAN ANUAL DE INVERSIONES PLAN (Millones USD)				
DESCRIPCIÓN DE INVERSIÓN	2010	2011	DIFERENCIA	%
FERUM 2008	9.139.395,25	1.147.299,00	(7.992.096,25)	-87,45%
FERUM 2008 FASE II	992.438,25		(992.438,25)	-100,00%
FERUM 2010	47.332.028,05	5.800.963,07	(41.531.064,98)	-87,74%
FERUM 2011		50.867.757,70	50.867.757,70	0,00%
FLOPEC	794.000,00		(794.000,00)	-100,00%
FONDO DE REPOSICIÓN		25.990.943,27	25.990.943,27	
HIDROTOAPI	4.667.626,75	4.474.238,07	(193.388,68)	-4,14%
Mandato 15	11.566.464,14	4.636.214,46	(6.930.249,68)	-59,92%
Mandato 9	75.544.485,53	33.515.651,34	(42.028.834,19)	-55,63%
Mandato 9 Bonos del Estado	1.812.572,00		(1.812.572,00)	-100,00%
Mandato 9 Fase III	2.888.697,00	1.319.939,70	(1.568.757,31)	-54,31%
Otros	980.901,12	2.954.129,16	1.973.228,04	201,16%
P.G.E.	15.709.960,97	143.440.545,98	127.730.585,01	813,05%
PED	8.839.941,00	543.120,00	(8.296.821,00)	-93,86%
PIEMSE	2.183.189,39	370.283,81	(1.812.905,58)	-83,04%
Plan Ecuador	4.699.976,30	4.188.672,30	(511.304,00)	-10,88%
PLANREP	16.414.095,29	75.798.937,38	59.384.842,09	361,79%
Propio	25.298.718,12	21.556.033,77	(3.742.684,35)	-14,79%
Propio - PLANREP	2.529.389,61		(2.529.389,61)	-100,00%
Usuarios	889.002,80	621.000,00	(268.002,80)	-30,15%



7.3.8 Procesos de Contratación

En el año 2010, se realizaron y adjudicaron 2443 procesos de contratación, logrando

un ahorro de 12.44 millones de dólares, con relación al valor referencial.

Tabla No. 21: Detalle de Procesos de Contratación 2010

ENTIDAD CONTRATANTE	PROCESO ADJUDICADOS Y FINALIZADOS	VALOR REFERENCIAL US\$ Millones	VALOR ADJUDICADO Y COMPROMETIDO US\$ Millones	AHORRO US\$ Millones
CNEL MATRIZ	39	\$ 3,70	\$ 3,08	\$ 0,61
CNEL ESMERALDAS	215	\$ 17,57	\$ 16,20	\$ 1,38
CNEL MANABÍ	238	\$ 11,25	\$ 9,60	\$ 1,64
CNEL SANTO DOMINGO	837	\$ 10,50	\$ 9,59	\$ 0,90
CNEL GUAYAS LOS RIOS	121	\$ 10,54	\$ 9,54	\$ 0,99
CNEL LOS RIOS	324	\$ 7,29	\$ 6,72	\$ 0,57
CNEL MILAGRO	253	\$ 12,23	\$ 10,11	\$ 2,12
CNEL SANTA ELENA	49	\$ 2,60	\$ 2,33	\$ 0,27
CNEL EL ORO	139	\$ 8,97	\$ 6,93	\$ 2,04
CNEL BOLIVAR	98	\$ 3,51	\$ 3,27	\$ 0,24
CNEL SUCUMBIOS	130	\$ 15,33	\$ 13,68	\$ 1,65

Del control realizado a los procesos de compra al 31 de Diciembre de 2010, 716 procesos publicados en el portal fueron fallidos, cantidad que corresponde al 21.80% del total de procesos, muchos de estos por factores internos, es decir, causas imputables a la Corporación. Se

elaboró el correspondiente informe con las recomendaciones y sugerencias, destacando la importancia de efectuar estudios previos, diseños de soluciones aplicables, análisis de mercado de proveedores y mejorar la elaboración de los pliegos.

7.3.9 Cumplimiento del Plan Anual de Contratación

A continuación se detallan los valores comprometidos en el año 2010, del total correspondiente al Plan Anual de

Contratación. La ejecución de estos valores alcanza el 34,67%.



[Handwritten mark]

Tabla No. 22: Detalle de Procesos de Contratación 2010

CUMPLIMIENTO Y EJECUCIÓN DEL PLAN ANUAL DE CONTRATACIÓN 2010			
Millones de dólares			
ENTIDAD CONTRATANTE	PLAN ANUAL DE CONTRATACIONES 2010	VALOR COMPROMETIDO DURANTE EL AÑO 2010	% DE EJECUCIÓN AÑO 2010
CNEL ESMERALDAS	\$ 40,46	\$ 16,20	40,03
CNEL MANABÍ	\$ 68,80	\$ 9,60	13,95
CNEL SANTO DOMINGO	\$ 47,49	\$ 9,59	20,20
CNEL GUAYAS LOS RIOS	\$ 65,54	\$ 9,54	14,56
CNEL LOS RIOS	\$ 20,66	\$ 6,72	32,53
CNEL MILAGRO	\$ 17,55	\$ 10,11	57,59
CNEL SANTA ELENA	\$ 26,99	\$ 2,33	8,64
CNEL EL ORO	\$ 16,62	\$ 6,93	41,71
CNEL BOLIVAR	\$ 7,49	\$ 3,27	43,64
CNEL SUCUMBIOS	\$ 18,51	\$ 13,68	73,90
TOTAL:			34,67

7.3.10 Otros Logros – Celebración del convenio CNEL S.A. / CELEC EP – Transelectric para la implementación del Sistema Integrado de Información ERP – IFS.

A finales del año 2010, gracias a la Coordinación de las áreas Financieras, Planificación y SIGDE, se celebró la firma del convenio de transferencia tecnológica, conocimiento y experiencias entre CNEL S.A. y CELEC EP – Transelectric sobre el

sistema integrado de información ERP del fabricante IFS. Ente estas ventajas que brinda el convenio, están: Capacitación sin costo adicional y la conservación de los costos de producción (licencias) y servicios sobre los productos de IFS.




8. PLANIFICACIÓN

La Gerencia de Planificación tiene como objetivo coordinar los esfuerzos y los recursos dentro de la Corporación, velando así por el control y seguimiento de los proyectos de inversión, el mejoramiento de la plataforma tecnológica y la homologación de procesos.

La Gerencia de Planificación emprendió principalmente dentro del área de TI la consolidación de la Infraestructura Tecnológica y la realización de proyectos Corporativos que involucraron a todo el personal de las áreas de tecnología de las

Regionales, para evitar los desarrollos puntuales e independientes, generar economías de escala y obtener mejor calidad en los servicios de TI. Se unificaron las funciones de las Direcciones de Planificación de las Regionales, y se está elaborando el Plan Estratégico 2011-2016 de la Corporación y cada una de sus Regionales.

Los logros alcanzados por el equipo de trabajo que conforma esta gerencia, se destacan a continuación:

8.1 LOGROS DE LA GERENCIA DE PLANIFICACION

8.1.1 Implantación de Sistema de Gestión de Proyectos (SIGPRO)

Capacitar al personal técnico y de planificación en el Sistema de Gestión de Proyectos que administra el CONELEC y

que en una primera fase contendrá los proyectos del FERUM.

8.1.2 Homologación de Unidades de Propiedad- Iniciado 27 de Octubre 2010 (En Proceso)

Estandarizar las unidades de construcción y unidades de propiedad a nivel de distribución, subtransmisión y transmisión siguiendo los lineamientos del Ministerio

de Electricidad y Energía Renovable – MEER, se cuenta con un porcentaje de avance del 61%.

8.1.3 Integración de las Regionales a través de enlaces de Red con la Matriz

Integrar las 10 Regionales de CNEL a través de enlaces de 2 Mbps, es de vital

importancia para la Corporación para poder ofrecer todos los servicios de IT.

8.1.4 Depuración de cédulas y nombres en las Bases de datos Comerciales de las 10 Regionales de CNEL

Se actualizó y depuró los datos de cédula y nombres de los clientes de las diferentes Regionales.



[Handwritten mark]

Tabla No. 23: Registros de cédulas actualizados en Base de Datos

Distribuidora	Registros Recibidos	Validación					
		Cédulas Correctas			Cédulas Incorrectas		
		Registros	Actualización	%	Registros	Actualización	%
Guayas Los Ríos	483,913	251,085	72,551	29%	232,828	126,560	54%
Manabí	302,311	150,835	57,087	38%	151,476	54,847	36%
El Oro	221,598	131,177	81,503	62%	90,421	44,639	49%
Millagro	135,136	108,013	34,569	32%	27,123	10,800	40%
Santa Elena	132,846	84,171	23,750	28%	48,675	31,059	64%
Esmeraldas	128,367	86,078	23,885	28%	42,189	14,437	34%
Santo Domingo	100,688	86,472	8,019	9%	14,216	5,716	40%
Los Ríos	111,320	77,434	51,022	66%	33,886	10,671	31%
Sucumbios	65,502	55,727	15,403	28%	9,775	1,826	19%
Bolívar	57,321	43,004	5,238	12%	14,317	6,383	45%
Total general	1,739,002	1,073,996	373,027	35%	665,006	306,938	46%

Al 31 de Diciembre de 2010, se han actualizado 679,065 registros de Clientes con sus cédulas correctas y nombres completos, de un total de registros de Clientes 1.739.002. Esto representa el 39% del total de abonados de la Corporación (10 Regionales)

8.1.5 Implementación de Consulta de Planillas en Línea

Permitir a los clientes realizar su respectiva consulta de planillas a través del portal web corporativo.

8.1.6 Desarrollo de aplicativos para tomas de lecturas

Se desarrolló sistema de toma de lecturas con dispositivos móviles en la Regional Guayas- Los Ríos y se logró su integración

con el sistema comercial, además se hicieron modificaciones en la aplicación de toma de lecturas en la Regional El ORO.

8.1.7 Desarrollo del Nuevo Portal Web Corporativo

Desarrollo del Nuevo Diseño del Portal Web Corporativo Unificado donde estén los servicios comunes por Regional

conforme normativa y LOTAIP, acorde a la Imagen Corporativa de CNEEL

8.1.8 Implementación de Sistema del Plan Anual de Inversiones

Con este sistema se logra automatizar el manejo del Plan Anual de Inversiones a nivel de cada una de las regionales.



[Handwritten signature]

8.1.9 Unificación de Responsabilidades de Directores de Planificación en Regionales

Homologar las principales responsabilidades de los Directores de Planificación, se encontró que las diez regionales realizan actividades y funciones diferentes.

8.1.10. Elaboración de Indicadores de Gestión de Proyectos

Elaborar los indicadores de gestión de los proyectos que permitan medir los avances y seguimiento de los proyectos de inversión

8.1.11. Elaboración del Plan Estratégico 2011-2016

Con el apoyo de la Gerencia General, se está procediendo a realizar el proceso de contratación para la elaboración del Plan Estratégico Corporativo y de cada Regional, el cual reflejará el norte a seguir de CNEL, basado principalmente en el Plan Nacional del Buen Vivir, Plan Nacional de Desarrollo, Plan Estratégico del MEER, Plan Estratégico del CONELEC y de CELEC, con metas e indicadores.

8.1.13. Unificación del Sistema de Recursos Humanos en las Regionales

Dentro del proceso de Unificación de Sistemas, se está implantando la solución de RRHH que se encuentra funcionando en la Regional Manabí, Los Ríos, El Oro y Matriz, se continuará su instalación en las demás regionales con el objetivo de Unificar las políticas y procedimientos de RRHH.

8.1.14. Implantación de la Nueva Plataforma de Antivirus

Las Regionales cuentan con soluciones de antivirus completamente diferentes, se inició el proyecto de Unificación de la solución antivirus, se realizó un concurso público y se obtuvo la Solución Karpersky, la cual se implantará en toda la Corporación.

8.1.15. Adquisición del Sistema de Video-Conferencia para CNEL y todas sus Regionales.

Debido a los altos costos de movilización, viáticos, pérdida de tiempo por los traslados de las diferentes Regionales, se ha procedido a realizar el proceso de contratación para implantar un sistema de videoconferencia con alta calidad de audio y video en las diez regionales.



8.2 EJECUCIÓN DEL PLAN ANUAL DE INVERSIONES 2010

El plan anual de inversiones presenta una ejecución del 31%, lo cual representa una mejora del 4% en comparación al

porcentaje de ejecución del 2009. Los valores por regionales se presentan a continuación:

Tabla No. 24: Ejecución Presupuestaria y Contable de Proyectos 2010

REGIONAL	VALOR PRESUPUESTADO (USD)	VALOR EJECUTADO Y REGISTRADO CONTABLEMENTE ACUMULADO (USD)	% DE EJECUCION CONTABLE	EJECUCIÓN PRESUPUESTARIA ACUMULADA	% DE EJECUCION PRESUPUESTARIA	VALOR DESEMBOLSADO 2010
CNEL Bolívar	10.226.053,42	3.232.306,35	32%	4.515.544,02	44%	3.454.532,61
CNEL El Oro	11.449.019,56	5.106.678,60	45%	9.624.034,51	84%	4.202.739,51
CNEL Esmeraldas	34.823.389,53	7.211.345,39	21%	10.828.326,42	31%	12.016.965,90
CNEL Guayas Los Ríos	34.313.750,17	8.467.993,25	25%	8.467.993,25	25%	8.830.953,88
CNEL Los Ríos	21.802.355,00	4.719.266,02	22%	10.232.113,63	47%	5.680.906,22
CNEL Manabí	40.514.412,21	16.861.778,27	42%	3.934.510,55	10%	6.383.841,25
CNEL Matriz	2.678.074,74	187.140,80	7%	187.140,80	7%	-
CNEL Milagro	13.971.625,41	4.859.802,42	35%	942.220,03	7%	3.135.099,57
CNEL Santa Elena	21.481.623,67	3.375.678,36	16%	8.339.436,43	39%	1.309.364,19
CNEL Santo Domingo	16.588.264,16	5.540.624,94	33%	4.148.845,26	25%	2.858.680,29
CNEL Sucumbios	24.434.313,70	11.660.244,97	48%	11.325.275,59	46%	12.191.708,60
Total general	232.282.881,57	71.222.859,37	31%	72.545.440,49	31%	60.064.792,02

* Datos preliminares previa liquidación a Marzo/2011

* Ejecución Presupuestaria de Santo Domingo a Nov/2010

Tabla No. 25: Proyectos Ejecutados 2010

REGIONAL	PROYECTOS PRESUPUESTADOS	PROYECTOS EJECUTADOS	PROYECTOS EJECUTADOS (%)
CNEL Bolívar	234	51	22%
CNEL El Oro	245	127	52%
CNEL Esmeraldas	277	79	29%
CNEL Guayas Los Ríos	200	23	12%
CNEL Los Ríos	180	58	32%
CNEL Manabí	218	94	43%
CNEL Matriz	3	-	0%
CNEL Milagro	183	105	57%
CNEL Santa Elena	112	34	30%
CNEL Santo Domingo	217	160	74%
CNEL Sucumbios	192	58	30%
Total general	2.061	789	38%




9. CONTROL DE GESTIÓN

La Gerencia de Control de Gestión se creó con el objetivo de alinear a toda la Corporación y sus 10 Regionales, a partir de estrategias, objetivos y metas formuladas, llevando a cabo la integración, mediante la implementación de sistemas

de evaluación y control que permitan el mejoramiento continuo de la Corporación.

Los logros alcanzados por el equipo de trabajo que conforma el área de Control de Gestión, se destacan a continuación:

9.1 RESULTADOS DE LA GERENCIA DE CONTROL DE GESTION

9.1.1 Levantamiento y documentación: Procesos, Manuales, Procedimientos y formatos de las diferentes actividades, así como, de los Indicadores de Gestión de la Corporación.

Mantener un sistema documental que dirija la ejecución apropiada de las

diferentes actividades que se realizan en CNEL.

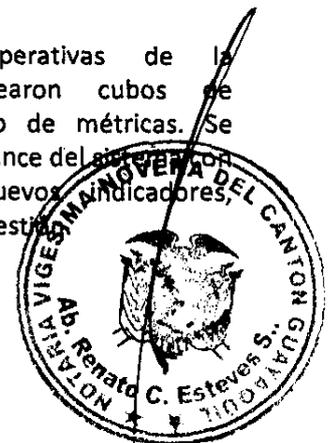
Tabla No. 26: Resultados de Levantamiento y Documentación a Diciembre/2010

DOCUMENTOS	APROBADOS
Manuales (Procesos y otros)	5
Procedimientos	16
Formatos	36
TOTAL	57

9.1.2 Desarrollo e Implantación de un Sistema de Control y Gestión Corporativo, mediante el uso de (BI) y herramientas de análisis de datos IBM COGNOS.

Contar con un sistema de información gerencial que permita visualizar los principales indicadores de gestión de las 10 Regionales, para la toma de decisiones de forma ágil y oportuna, donde este consolidada la información de las

diferentes áreas operativas de la Corporación. Se crearon cubos de información y modelo de métricas. Se proyecta ampliar el alcance del sistema por el desarrollo de nuevos indicadores, reportes y gráficas de gestión.



9.1.3 Definición de indicadores Comerciales, Técnicos, Administrativo – Financiero, Planificación y Auditoría Interna, como complemento al Manual de Indicadores.

Mantener un sistema de control y monitoreo dentro de CNEL, que permita mejorar continuamente la gestión y gerenciamiento a través del tiempo, y

mediante el cual, se facilite la configuración y desarrollo de nuevos indicadores y reportes en el sistema informático.

9.1.4 Elaboración de Informes de Gestión.

Consolidar, analizar, redactar y proveer la información apropiada a los diferentes niveles Gerenciales, sobre los resultados de la gestión realizada, con la finalidad de

destacar los avances, retrasos, metas alcanzadas y metas no cumplidas, para la toma de las acciones correctivas.

9.2 OTROS LOGROS ALCANZADOS EN EL 2010:

9.2.1 Reestructuración del proceso de Servicio al Cliente en CNEL Regional Manabí.

Establecer una estructura orgánica basada en procesos para mejorar la atención al cliente.

9.2.2 Identificación de novedades en los reportes comerciales, correspondientes a la Facturación y Recaudación de CNEL Manabí.

Analizar e identificar posibles errores en los reportes generados en el Sistema

Comercial, correspondientes al proceso de facturación y recaudación

9.2.3 Plan Estratégico 2011-2016.

Trabajar en conjunto con la Gerencia de Planificación, a fin de que la elaboración del Plan Estratégico 2011 – 2016 de la Corporación CNEL, culmine con la implementación de un sistema de

medición estratégico como el BSC (Balanced Scored Card), el cual permita medir el logro de las metas y objetivos estratégicos en las 4 más importantes perspectivas de evaluación.



10. DESARROLLO CORPORATIVO

La Gerencia de Desarrollo Corporativo se creó con la finalidad de ejecutar acciones para establecer a CNEL como una empresa socialmente responsable, rentable y flexible, reconocida por la sociedad,

precautelando con sus acciones la seguridad de sus funcionarios y la de sus clientes en la ejecución de las labores cotidianas y la optimización del recurso humano.

10.1 INDICADORES DE TALENTO HUMANO

10.1.1 Cantidad de empleados por Tipos de Contrato

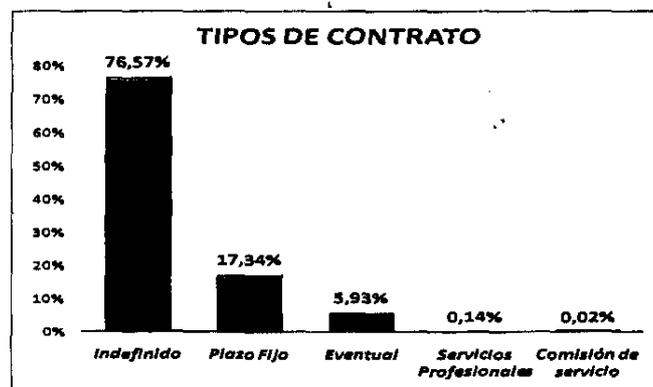
CNEL cuenta con un total de 4,409 colaboradores, de los cuales el 76.57% mantienen contrato de carácter indefinido con la Corporación. En la tabla No. 27 y

gráfico No. 25 se visualizan el número total de colaboradores por tipo de contrato así como el porcentaje que representan.

Tabla No. 27: Número de Colaboradores por Tipos de Contrato

REGIONAL	Indefinido	Plazo Fijo	Eventual	Servicios Profesionales	Comisión de servicio	TOTAL
CNEL MATRIZ	0	60	45	0	0	105
BOLÍVAR	147	0	59	0	0	206
EL ORO	549	20	20	0	0	589
ESMERALDAS	290	65	0	0	0	355
GUAYAS LOS RIOS	712	19	70	0	0	801
LOS RIOS	257	12	0	0	0	269
MANABI	347	443	37	3	0	830
MILAGRO	250	15	1	0	0	266
SANTA ELENA	265	50	41	3	1	360
SANTO DOMINGO	263	24	10	0	0	297
SUCUMBIOS	243	44	44	0	0	331
TOTAL	3323	752	327	6	1	4409

Gráfico No. 25: Porcentaje por Tipos de Contrato

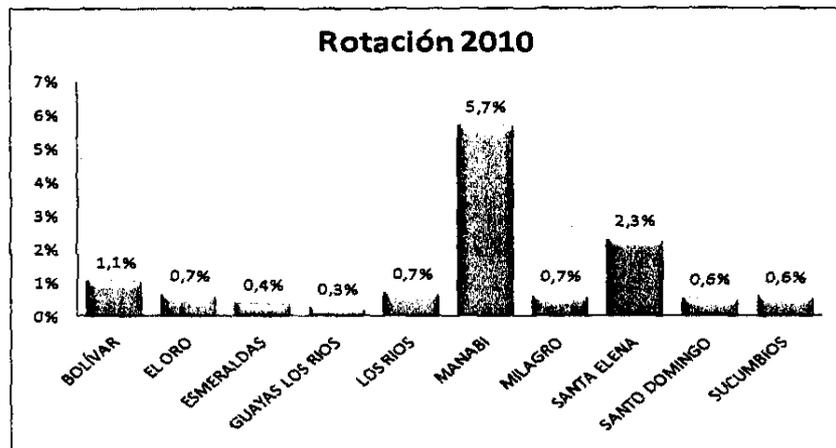


10.1.2 Porcentaje de Rotación

En el siguiente gráfico se puede visualizar que las regionales CNEL Manabí y Santa Elena, mantuvieron un 5.7% y 2.3% de

rotación de personal respectivamente durante el año 2010.

Gráfico No. 26: Rotación de Personal

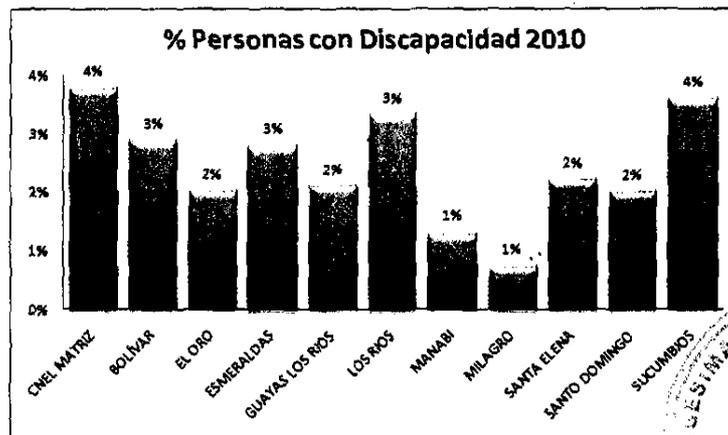


10.1.3. Porcentaje de personas con discapacidad

CNEL cuenta con un 2% de personas con discapacidad dentro de su nómina de colaboradores, dando cumplimiento así a las disposiciones legales establecidas en la Ley Orgánica del Servicio Público, en la cual

se estipula que para el año 2010 se debe contar con un 1%. En el gráfico No. 27 se puede observar el porcentaje de personas con discapacidad que laboran en cada una de las regionales.

Gráfico No. 27: Porcentaje de Personas con Discapacidad



10.2 LOGROS ALCANZADOS

Los principales logros que la Gerencia de Desarrollo Corporativo ha alcanzado hasta el 31 de Diciembre de 2010 son los siguientes:

Contratación de Seguros de Bienes y Servicios a nivel Corporativo

- Vigencia a partir del 1 de enero 2011, generando un ahorro de:

1'969.971,72

Ejecución del Proyecto

- **Focos Ahorradores Etapa II**
- 5.3 millones de focos ahorradores entregados a nivel nacional
- **1'266.250** beneficiados
- **6340** Instituciones Públicas beneficiadas
- **96 Mw** de ahorro



Homologación de Contratos de Arrendamiento de Infraestructura Eléctrica

- Operadoras de telefonía celular
- Televisión por cable

Implementación de Convenios de Recaudación con el Sistema Financiero Público y Privado

- Convenios Bco. Pacífico, Bco. Guayaquil
- Enlace Bco. Fomento - Bco. Pacífico

Pagos de Jubilaciones

- Ejecutado el pago de las liquidaciones por Jubilación voluntaria en las Regionales de CNEL, en base al crédito otorgado por el Banco del Pacífico

Medio ambiente

- Elaboración, aprobación y difusión de Política M.A.
- Proyecto de manejo del PCB's
- Auditorías ambientales
- Reglamento de baja de bienes, observando las normas ambientales del sector eléctrico



Marketing y Comunicación

- Elaboración y socialización del manual de marca
- Diseño de artes para prensa Nacional y local
- Diseño de artes para documentación
- Camelización CNEL Manabí, Milagro

Seguridad y Salud Ocupacional

- Elaboración, aprobación y difusión de Política de SSO
- Conformación de brigadas para respuesta a emergencias
- Capacitaciones al personal

Ejecución del Proyecto Agencia Modelo de Recaudación en CNEL Regional Guayas-Los Ríos

- Con el objetivo de unificar la marca CNEL y atender mejor al cliente

Proyecto "Niñez a la vanguardia"

- Conformación del Coro Institucional CNEL
- Visita de funcionarios de CNEL a SOLCA



[Handwritten signature]

11. ASESORÍA JURÍDICA

La Asesoría Jurídica de la Corporación CNEL se creó con la finalidad de ser la referencia legal y el brazo ejecutor jurídico de la Corporación, esta área ejecuta las acciones judiciales en defensa de los intereses de la Corporación ante las controversias,

disputas y juicios en diferentes ámbitos, como: Contractuales, Laborales, Tributarios, Coactivos, etc.

A continuación se relieván las actividades más representativas ejecutadas en el año 2010.

11.1 RESULTADOS DE ASESORÍA JURÍDICA

11.1.1 Asesoramiento para llevar a cabo el Plan de Jubilaciones

En las regionales Guayas – Los Ríos, Manabí, Los Ríos, Bolívar y Esmeraldas, mediante el análisis de contratos colectivos y la aplicación de Mandatos Constituyentes y Decretos ejecutivos, se llevó a cabo el Plan de Jubilaciones.

11.1.2 Elaboración de Reglamentos Internos

Se elaboraron los Reglamentos Interno de Trabajo, Interno de Administración de Talento Humano, de Viáticos, de Compensación por pago de residencia.

11.1.3 Conformación de Juzgados de Coactivas en Regionales

Se ha logrado la conformación de los Juzgados de Coactivas en las regionales Manabí, Los Ríos, Guayas – Los Ríos, Esmeraldas, Milagro y Santo Domingo.

11.1.4 Acciones Judiciales

Se han tomado las medidas pertinentes que permitan salvaguardar los intereses de CNEL S.A., en torno diferentes procesos tales como el de adquisición de medidores, el de adquisición de grapas, aisladores y accesorios, proceso Coexven, entre otros.

11.1.5 Contratación Pública

Se han elaborado un total de 673 resoluciones, que incluyen resoluciones de aprobación de pliegos, adjudicación, cancelación de procesos, y declaratorias de desierto.



DOY FE Que la presente
de treinta y dos (32) fojas útiles
es fotocopia del original
que me fué exhibido.
Guayaquil, 08 ABR 2011

Natacha Roura Gamboa
Dra. NATACHA ROURA GAMBOA
NOTARIA



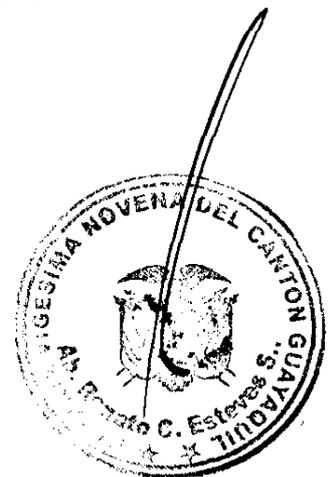
**ANEXOS AL INFORME DEL
REPRESENTANTE LEGAL**

**PARTICIPACIÓN ACCIONARIA
Y APORTES PARA FUTURAS
CAPITALIZACIONES**



**ESTADO DE SITUACIÓN
FINANCIERA CONSOLIDADOS
COMPARATIVOS
2008 - 2009 - 2010**

**ESTRUCTURA DE INVERSIONES
Y FINANCIAMIENTO
CONSOLIDADO
2008 - 2009 - 2010**

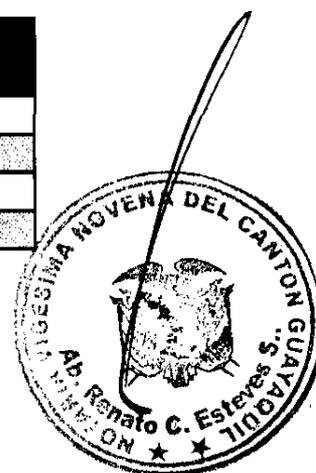


ACTIVO	2010	%	2009	%	2008	%
ACTIVO CORRIENTE						
DISPONIBLE	100.722.626,54	7,90	87.267.023,15	7,74	57.455.468,97	5,72
EXIGIBLE NETO	517.306.219,34	40,58	431.910.011,65	38,29	405.342.075,79	40,39
INVENTARIOS	57.374.796,26	4,50	74.313.895,22	6,59	56.014.284,22	5,58
OTROS ACTIVOS CORRIENTES	83.183.512,29	6,53	60.179.164,69	5,33	9.790.800,27	0,98
ACTIVO FIJO PRODUCTIVO NETO	473.868.392,24	37,17	386.678.860,68	34,28	364.107.947,73	36,28
ACTIVO FIJO EN PROCESO DE RETIRO NETO	1.014.425,09	0,08	37.874.700,12	3,36	27.877.738,93	2,78
DEUDORES E INVERSIONES A LARGO PLAZO	15.551.044,04	1,22	35.709.824,78	3,17	36.325.167,68	3,62
ACTIVO DIFERIDO - OTROS ACTIVOS NO CORRIENTES	25.698.640,59	2,02	14.104.022,28	1,25	46.708.538,68	4,65
PASIVO Y PATRIMONIO						
PASIVOS CORRIENTES						
PASIVOS CORRIENTES	589.481.844,64	80,43	529.099.810,58	70,17	476.712.704,60	87,44
PASIVO A LARGO PLAZO	69.052.674,47	4,87	77.972.031,88	9,21	31.894.148,79	5,12
PASIVO DIFERIDO	238.898.166,09	9,43	119.072.596,89	9,76	108.922.094,28	10,78
		44,59		46,34		59,45
		18,30		14,16		46,55
		100,00		100,00		100,00

ESTADOS FINANCIEROS COMPARATIVO AÑOS 2010 – 2009 – 2008

Los Estados Financieros comparativos de los años 2010, 2009, 2008 descritos bajo distintos enfoques, muestra el comportamiento de crecimiento de la situación financiera de las empresas distribuidoras que hoy conforman CNEL S.A. tanto de las cuentas de resultados y las cuentas relacionadas con el Estado de Situación, concluyéndose que hubo un mejoramiento de los resultados, gracias a que las pérdidas tienen una tendencia decreciente producto de la gestión gerencial a través del modelo de fusión.

PATRIMONIO	467,20	611,00	702,30
% Crecimiento	Base	30,78%	14,94%
PERDIDAS	85,2	63,6	51,1
% Decremento	Base	-25,4%	-19,7%



ESTADO DE SITUACION CONSOLIDADO COMPARATIVO - EN MILLONES DE DOLARES									
	2009	2010		2009	2010		2009	2010	
Esmeraldas	127,90	143,20	(15,30)	46,32	59,39	(13,07)	81,58	83,81	(2,23)
Manabí	346,00	364,76	(18,76)	128,10	155,81	(27,71)	217,90	208,95	8,95
Sto. Dom.	65,17	78,97	(13,80)	18,12	26,98	(8,86)	47,05	52,00	(4,95)
GLR	157,70	191,68	(33,98)	123,33	128,86	(5,53)	34,37	62,82	(28,45)
Los Ríos	89,53	104,77	(15,24)	35,35	44,73	(9,38)	54,18	60,04	(5,86)
Milagro	52,38	57,52	(5,14)	34,11	40,61	(6,50)	18,26	16,91	1,35
Sta. Elena	84,52	94,44	(9,92)	26,81	38,60	(11,79)	57,71	55,84	1,87
El Oro	83,88	102,15	(18,27)	41,89	60,81	(18,92)	41,99	41,35	0,64
Bolívar	26,40	31,28	(4,88)	10,07	12,67	(2,60)	16,33	18,61	(2,28)
Sucumb.	59,60	79,26	(19,66)	18,39	33,28	(14,89)	41,22	45,99	(4,77)
Matriz	38,37	63,19	(24,82)	37,69	7,16	30,53	0,68	56,03	(55,35)
TOTALES	1.131,45	1.311,23	(179,78)	520,18	608,90	(88,72)	611,27	702,33	(91,06)

Estructura de Inversiones y Estructura de Financiamiento 2008-2009-2010

Abajo se muestra el Estado de Situación, no contable, sino desde el punto de vista financiero mostrando la conformación tanto de las Estructuras de Inversión término como se conoce financieramente al Activo Total, y la Estructura de Financiamiento término como también se conoce al Pasivo Total más el Patrimonio de los Accionistas.

Las graficas muestran la **tendencia de evolución positiva** que han tenido dichas estructuras considerando los años 2008 – 2009 -2010.

AÑO 2010 - EN MILLONES US\$	
ACTIVOS CORRIENTES	PASIVO TOTAL
758,6	572,4
59,5%	44,9%
1.274,70	1.274,70



AÑO 2009 - EN MILLONES US\$	
ACTIVOS CORRIENTES	PASIVO TOTAL
653,7 58,0%	517,0 45,8%
AÑO 2008 - EN MILLONES US\$	
ACTIVOS CORRIENTES	PASIVO TOTAL
528,6 52,7%	536,4 53,4%
1.003,60	1.003,60



ESTADO DE RESULTADOS

CONSOLIDADOS

COMPARATIVOS

2009 - 2010

ESTADO DE RESULTADOS

CONSOLIDADOS RESALTANDO

LA PERDIDA

ANÁLISIS

COSTO - VOLUMEN - UTILIDAD



Emeraldas-Manabí-Sto. Domingo-Guayas-Los Ríos-Los Ríos- Milagro-Sta. Elena-El Oro-Bolívar-Sucumbios	TOTAL	%
INGRESOS		
Venta Sector Privado	322.251.615,19	83,28
Venta Sector Publico	35.930.464,91	9,29
Venta Energía Generada	3.134.644,66	0,81
Venta grandes consumidores	154.565,20	0,04
Venta Energía Propia - Autoconsumo	969.301,83	0,25
Venta Otros Servicios	14.106.192,62	3,65
Otros Ingresos	3.577.250,86	0,92
Contribuciones Regionales	6.810.617,35	1,76
TOTAL INGRESOS	386.934.652,62	100,00
COSTOS Y GASTOS DE OPERACION:		
Compra de Energía, Transmisión y Peajes	310.338.920,90	80,20
Generación Propia	6.464.269,71	1,67
Costos de Operación	126.627.655,35	32,73
Depreciación	30.993.509,39	8,01
Amortización	1.158.518,26	0,30
Provisión de Cuentas Incobrables	3.805.697,44	0,98
Provisión para Invent. Obsol. y en mal estado	17.819,58	0,005
TOTAL COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN	479.406.390,63	123,90
Gastos Financieros	2.103.839,81	0,0054
INGRESOS Y GASTOS AJENOS A LA OPERACIÓN:		
Ingresos Ajenos a la Operación	20.182.649,42	5,22
Otros Ingresos	45.311.751,49	11,71
Ingresos Extraordinarios	5.319.843,44	1,37
Total Ingresos Ajenos a la Operación	70.814.244,35	18,30
Egresos Ajenos a la Operación:		
Egresos Ajenos a la Operación	14.877.826,31	3,85
Otros Egresos	12.427.824,01	0,03
Total Egresos Ajenos a la Operación	27.305.650,32	8,88
Resultado antes 15% PTU	(51.066.983,79)	-9,48
15% Participación de trabajadores en utilidades		
Resultado despues del 15% PTU	(51.066.983,79)	-9,48
25% Impuesto sobre la renta		
UTILIDAD (PERDIDA) NETA	(51.066.983,79)	-9,48
Mes: Depreciación	30.981.023,12	0,08
Mes: Amortización	1.158.532,27	0,003
Mes: Provisión de Cuentas Incobrables	3.805.697,44	0,01
Mes: Provisión para Invent. Obsol. y en mal estado	17.819,58	0,00005
TOTAL NO DISEMBOLSOS	85.969.073,41	0,09
Por Contribuciones de Organismos de control	49.127.177,75	
Por Compra de Energía	48040798,41	
Otros gastos compra energía	1.086.379,34	
Nota: El proceso de compra de energía a Electroperu (Crista Electrica: Nov. 2009- a Marzo 2010) se canalizó a través de la Matriz, generandose partidas de control tanto para Ingresos como egresos las mismas que se excluyen para no distorcionar la objetividad del Estado de Resultados a Dic.31-2010		

ESTADOS DE RESULTADOS COMPARATIVOS 2009-2010

La visión comparativa de ambos estados de resultados permite apreciar el comportamiento de todos los componentes de la estructura de resultados, la misma que irá tornándose más regular, a través de la gestión gerencial producto de los procesos de homologación y fortalecimiento de la cultura contable comparativa.



INGRESOS					
Venta Sector Privado	322.251.615,19	0,8328	301.756.588,64	0,8480	(20.495.026,55)
Venta Sector Publico	35.930.464,91	0,0929	35.157.274,58	0,0988	(773.190,33)
Venta Energia Generada	3.134.644,66	0,0081	1.371.288,11	0,0039	(1.763.356,55)
Venta grandes consumidores	154.565,20	0,0004	148.214,41	0,0004	(6.350,79)
Venta Energia Propia - Autoconsumo	969.301,83	0,0025	4.880.651,66	0,0137	3.911.349,83
Venta Otros Servicios	14.106.192,62	0,0365	12.377.494,62	0,0348	(1.728.698,00)
Otros Ingresos	3.577.250,86	0,0092	161.247,26	0,0005	(3.416.003,60)
Contribuciones Regionales	6.810.617,35	0,0176		0,0000	(6.810.617,35)
TOTAL INGRESOS	988.994.852,62	1,0000	355.852.759,28	1,0000	(31.081.893,34)
COSTOS Y GASTOS DE OPERACION:					0,0000
Compra de Energia, Transmision y Peajes	310.338.920,90	0,8020	339.739.682,26	0,9547	29.400.761,36
Generacion Propia	6.464.269,71	0,0167	8.696.898,25	0,0244	2.232.628,54
Costos de Operación	126.627.655,35	0,3273	107.715.694,31	0,3027	(18.911.961,04)
Depreciacion	30.993.509,39	0,0801	29.465.865,33	0,0828	(1.527.644,06)
Amortizacion	1.158.518,26	0,0030	1.755.006,41	0,0049	596.488,15
Provision de Cuentas Incobrables	3.805.697,44	0,0098	1.588.649,70	0,0045	(2.217.047,74)
Prov. para invent. Obsol. y en mal estado	17.819,58	0,0000	20.491,33	0,0001	2.671,75
TOTAL COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN	479.406.390,83	1,2390	488.982.287,59	1,3741	9.575.896,96
MARGEN DE OPERACIÓN	(92.471.738,01)	(0,2390)	(133.129.528,31)	(0,3741)	(40.657.790,30)
Gastos Financieros	2.103.839,81	0,0054	2.246.804,95	0,0063	142.965,14
MARGEN DE OPERACIÓN / INGRESOS Y GASTOS	(94.575.577,82)	(0,2444)	(135.376.333,26)	(0,3804)	(40.800.755,44)
INGRESOS Y GASTOS AJENOS A LA OPERACIÓN:					
Ingresos Ajenos a la Operación	20.182.649,42	0,0522	56.227.660,08	0,1580	36.045.010,66
Otros Ingresos	45.311.751,49	0,1171	52.439.997,39	0,1474	7.128.245,90
Ingresos Extraordinarios	5.319.843,44	0,0137		0,0000	(5.319.843,44)
Total Ingresos Ajenos a la Operación	70.814.244,35	0,1830	108.667.657,47	0,3054	37.853.413,12
Egresos Ajenos a la Operación:					
Egresos Ajenos a la Operación	14.877.826,31	0,0385	35.405.458,35	0,0995	20.527.632,04
Otros Egresos	12.427.824,01	0,0321	1.456.451,75	0,0041	(10.971.372,26)
Total Egresos Ajenos a la Operación	27.305.650,32	0,0706	36.861.910,10	0,1036	9.556.259,78
Resultado antes 15% PTU	(51.066.983,79)	(0,1320)	(63.570.585,89)	(0,1786)	(12.503.602,10)
15% Participacion de trabajadores en utilidades					
Resultado despues del 15% PTU	(51.066.983,79)	(0,1320)	(63.570.585,89)	(0,1786)	(12.503.602,10)
25% Impuesto sobre la renta					
UTILIDAD (PERDIDA) NETA	(51.066.983,79)	(0,1320)	(63.570.585,89)	(0,1786)	(12.503.602,10)
Mas :Depreciacion	30.981.023,12		29.449.311,07		(1.531.712,05)
Mas :Amortizacion	1.158.532,27		1.818.347,78		659.815,51
Mas : Provision de Cuentas Incobrables	3.805.697,44		3.937.218,89		131.521,45
Mas :Prov. para invent. Obsol. y en mal estado	17.819,58		20.491,33		2.671,75
TOTAL NO DESEMBOLSOS	35.963.072,41	0,0000	35.225.369,07	0,0000	(737.703,34)

La pérdida contable del ejercicio 2010, asciende a US \$ 51.066.983.79, pero el resultado desde el punto de vista financiero es de US\$ 15.103.911.38, puesto que US\$ 35.963.072.41 corresponden a partidas que no significan salidas de dinero como las Depreciaciones, Provisiones, Amortizaciones.

La grafica siguiente relaciona las pérdidas del 2010 y 2009, y demuestra que hubo una disminucion de la misma en US\$ 12.503.602.10, producto de las gestiones gerenciales anteriores, lo que justifica la fusion de las 10 regionales.



Resultados	US\$
Pérdida del Ejercicio 2010	63.570.585,89
Pérdida del Ejercicio 2009	51.066.983,79
Diferencia	12.503.602,10

ESTADO DE RESULTADOS 2010 CUANTIFICANDO LA PÉRDIDA DE ENERGÍA

La grafica muestra el Estado de Resultados Integral 2010, donde se destaca la cuantificación de la perdida de energía.

Es de conocimiento general que de la energía que se recibe de las generadoras solo se vende una gran parte, la diferencia es considerada perdida.

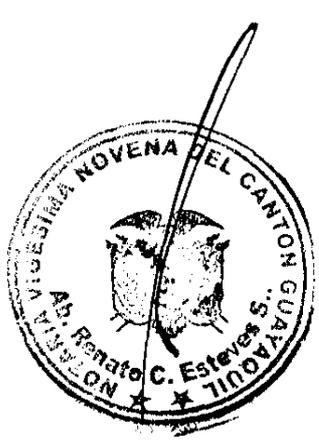
También se muestra las diferentes perdidas dependiendo de las regionales unas más eficientes que otras.

Solo se factura obviamente la energía remanente (Energía Disponible menos perdidas de energía igual a Energía Facturada).

Para fines de hacer más objetiva la información contable, se debe determinó el **Costo de la Energía Vendida**, la misma que es igual a Costo de la energía por kilowatio x los kilowatios vendidos, este paso es lógico puesto debe haber una correlación entre lo que se vende y el costo de lo que se vende. Al revelar la información de esta manera, se debe resaltar en este caso la perdida de la energía. Sugiero que de esta forma presenten las regionales los estados de resultados.



CNE - CORPORACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.											
ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO											
AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2009											
INGRESOS											
Venta Sector Privado	21.698.434,89	54.600.006,92	29.105.861,04	79.762.572,86	18.877.728,67	39.798.849,19	27.901.485,34	41.179.839,02	3.704.191,06	11.828.526,20	322.251.615,19
Venta Sector Publico	6.077.549,99	11.461.391,77	1.488.120,40	7.126.846,08	-	-	283.847,89	6.674.183,51	2.067.919,26	806.470,01	85.990.484,91
Venta Energia Generada	-	1.682.096,59	-	-	-	-	-	967.752,47	391.627,76	139.187,84	9.194.844,66
Venta grandes consumidores	-	71.087,54	-	56.188,47	-	-	14.772,67	32.511,52	-	-	154.563,20
Venta Energia Propia - Autoconsumo	816.432,29	11.988,80	-	87.413,18	-	-	-	41.294,72	12.692,76	-	989.801,63
Venta Otros Servicios	727.569,49	928.622,57	1.307.997,72	2.768.708,56	5.288.119,82	274.921,59	1.093.140,49	507.322,53	412.507,48	798.086,37	14.106.192,62
INGRESOS VENTA ENERGIA Y RELACIONADOS	29.817.774,66	68.754.736,57	31.895.479,16	86.781.786,18	24.885.848,49	84.971.790,78	28.249.264,80	48.402.628,77	6.828.378,82	18.865.373,61	474.546.786,41
COSTO DE LA ENERGIA:											
COSTO DE LA ENERGIA VENDIDA	28.909.844,03	47.894.322,52	19.019.692,16	38.861.487,86	12.069.205,00	21.722.916,73	18.812.616,43	27.787.331,93	2.978.705,87	5.499.334,39	282.888.576,84
PREVISION DE ENERGIA	7.007.886,41	14.471.964,87	8.826.882,81	13.408.684,45	8.968.588,68	7.879.611,48	8.891.488,88	8.830.839,48	101.673,98	1.479.544,67	76.008.844,66
Generacion Propia, Transmision y Distribucion	28.412.957,62	32.422.387,69	27.846.574,97	52.270.172,31	21.037.613,68	29.842.308,25	27.704.105,31	36.618.171,41	1.077.031,89	6.978.889,06	306.897.421,50
Generacion Propia	28.412.957,62	32.422.387,69	27.846.574,97	52.270.172,31	21.037.613,68	29.842.308,25	27.704.105,31	36.618.171,41	1.077.031,89	6.978.889,06	306.897.421,50
TRANSMISION	8.081.677,38	8.261.498,49	10.439.881,11	11.848.718,97	8.138.975,84	8.308.192,48	8.279.523,78	14.487.188,88	8.834.808,88	838.818,88	36.708.988,88
COSTOS Y GASTOS DE OPERACION:											
Costos de Operacion	6.009.528,05	22.532.449,20	10.101.128,88	25.728.102,08	9.889.596,59	12.708.190,78	10.382.372,35	14.742.839,91	2.827.027,47	10.082.894,91	5.649.350,53
Depreciacion	2.905.937,28	6.196.087,72	2.118.161,55	7.388.835,93	1.175.489,21	1.856.011,19	2.127.111,92	8.914.384,72	1.137.824,32	2.544.534,74	49.187,51
Amortizacion	-	-	-	1.055.821,93	1.126,42	80.185,95	-	-	41.605,98	-	1.159.318,28
Provision de Cuentas Incobrables	469.504,93	-	-	584.731,75	1.128.125,40	1.230.881,64	83.170,60	207.672,11	82.291,01	-	3.805.987,44
Prov. para Invent. Obsole. y en mal estado	-	-	-	-	17.819,58	-	-	-	-	-	17.819,58
Costos y gastos de operacion	9.385.970,26	28.728.536,92	12.219.290,43	34.168.618,99	11.064.811,20	14.874.281,99	12.509.564,97	23.664.824,74	4.006.758,78	12.637.430,68	148.008.779,29
INGRESOS DE OPERACION	8.978.288,64	16.556.248,65	9.676.298,73	52.402.967,19	8.713.239,49	69.916.588,79	6.719.915,09	8.487.595,09	8.458.595,09	16.458.454,66	696.004.488,89
Resultados financieros	35.673,10	199.576,42	524.618,74	44.854,46	75.104,54	29.716,12	321.404,64	20.715,53	20.715,53	33.583,78	1.102.819,81
Resultados operativos	8.424.321,74	16.356.672,23	10.200.917,47	52.447.821,65	8.788.343,69	69.946.304,91	6.749.631,21	8.508.310,62	8.479.310,62	16.491.968,44	697.107.308,70
Ingresos y Gastos de Operacion	5.719.821,12	5.981.282,29	3.067.785,21	36.027,16	141.158,29	540.531,51	4.597.810,01	673.383,07	215.535,01	145.323,19	1.049.112,46
Otros Ingresos	2.208.772,28	3.198.709,71	3.835.250,05	1.820.694,49	1.840.117,80	1.840.117,80	1.840.117,80	1.840.117,80	1.840.117,80	1.840.117,80	45.911.751,49
Ingresos Extraordinarios	4.486.054,62	-	-	4.486.054,62	-						
Total Ingresos Afines a la Operacion	8.210.628,12	9.180.000,00	6.903.035,26	37.847,65	141.158,29	1.840.669,31	6.437.927,81	8.348.500,87	1.840.669,31	3.285.440,99	76.816.564,95
OTROS INGRESOS											
Otros Ingresos	-	-	-	-	2.017.428,12	-	-	1.358.819,69	-	3.009,05	9.377.250,86
Contribuciones Regionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.810.817,35	6.810.817,35
TOTAL OTROS INGRESOS					2.017.428,12			1.358.819,69		6.810.817,35	16.198.886,06
Resultados Afines a la Operacion	7.395.652,16	52.826,33	3.999.071,20	37.885,65	141.158,29	1.840.669,31	6.437.927,81	8.348.500,87	1.840.669,31	3.285.440,99	93.015.451,01
Otros Resultados	150.897,18	250.897,18	11.654.869,31	44.854,46	481.931,65	481.931,65	481.931,65	481.931,65	481.931,65	481.931,65	14.877.826,31
Total Resultados Afines a la Operacion	7.546.549,34	779.723,51	14.653.940,51	92.740,11	1.922.800,94	1.922.800,94	1.922.800,94	1.922.800,94	1.922.800,94	900.372,64	107.893.277,32
Resultado Neto Afines a la Operacion	1.876.731,63	19.073.988,18	289.867,71	11.457.067,89	819.969,65	1.382.677,78	8.420.000,86	1.318.129,84	936.069,89	4.977.868,89	164.007.000,89
Resultado antes de IPR y PDI	1.876.731,63	19.073.988,18	289.867,71	11.457.067,89	819.969,65	1.382.677,78	8.420.000,86	1.318.129,84	936.069,89	4.977.868,89	164.007.000,89
15% Partic. de trabajadores en utilidades	1.876.731,63	19.073.988,18	289.867,71	11.457.067,89	819.969,65	1.382.677,78	8.420.000,86	1.318.129,84	936.069,89	4.977.868,89	164.007.000,89
Resultado antes del IPR y PDI	1.876.731,63	19.073.988,18	289.867,71	11.457.067,89	819.969,65	1.382.677,78	8.420.000,86	1.318.129,84	936.069,89	4.977.868,89	164.007.000,89
15% Impuesto sobre la renta	1.876.731,63	19.073.988,18	289.867,71	11.457.067,89	819.969,65	1.382.677,78	8.420.000,86	1.318.129,84	936.069,89	4.977.868,89	164.007.000,89
IMPUESTOS Y DEMERITOS	1.876.731,63	19.073.988,18	289.867,71	11.457.067,89	819.969,65	1.382.677,78	8.420.000,86	1.318.129,84	936.069,89	4.977.868,89	164.007.000,89
Mas: Depreciacion	2.905.937,28	6.196.087,72	2.118.161,55	7.388.835,93	1.175.489,21	1.856.011,19	2.127.111,92	8.914.384,72	1.137.824,32	2.544.534,74	49.187,51
Mas: Amortizacion	469.504,93	-	-	584.731,75	1.128.125,40	1.230.881,64	83.170,60	207.672,11	82.291,01	-	3.805.987,44
Mas: Prov. para Invent. Obsole. y en mal estado	-	-	-	-	17.819,58	-	-	-	-	-	17.819,58
TOTAL IMPUESTOS Y DEMERITOS	5.252.173,84	15.270.075,90	4.407.829,26	18.845.903,82	2.004.394,84	3.269.569,51	3.630.282,57	10.131.801,54	2.160.945,12	2.531.672,84	17.627.614,01
Resultado Neto de Dividendos	6.674.484,80	3.803.912,28	2.495.210,45	2.611.164,07	69.999,80	115.008,23	4.789.718,29	6.186.695,33	6.287.723,77	1.443.788,15	146.379.666,81



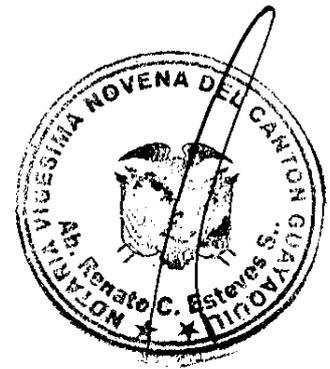
ANALISIS COSTO-VOLUMEN-UTILIDAD

La principal ventaja del enfoque variable o marginal (Manejo del concepto de costos fijos y variables) es la claridad con que expresa la relación costo-volumen-utilidad.
 El análisis Costo-Volumen - Utilidad, permite entender el efecto en las utilidades, a través del comportamiento de las ventas, costos, gastos y el volumen de producción.
 Bajo el sistema de costeo variable las utilidades están directamente relacionadas con las ventas, de tal forma que se incrementan cuando el volumen de ventas aumenta o viceversa.
 La contribución marginal es la diferencia entre las Ventas y los Costos Variables, y sirve para financiar los Costos Fijos

VENTAS	35.037.695,78	100,00%	81.430.943,57	100,00%	36.177.918,08	100,00%	122.873.671,36	100,00%	24.107.006,78	100,00%
COSTOS VARIABLES	29.511.297,44	72,81%	70.376.227,70	86,42%	21.473.788,05	59,36%	76.331.950,48	62,12%	17.355.773,65	71,99%
CONTRIBUCION MARGINAL	5.526.398,34	15,79%	11.054.715,87	13,58%	14.704.130,03	40,64%	46.541.720,88	37,88%	6.751.233,13	28,01%
COSTOS FIJOS	17.017.305,12	48,57%	29.231.581,05	35,90%	16.218.361,63	44,83%	47.276.139,64	38,48%	9.073.303,47	37,64%
MARGEN NETO	(7.490.906,78)	-21,38%	(18.176.865,18)	-22,32%	(1.514.231,60)	-4,19%	3.265.581,24	2,66%	(2.322.070,34)	-9,63%
PUNTO DE EQUILIBRIO	\$ 62.588.958,50		\$ 215.326.550,68		\$ 39.903.520,80		\$ 124.812.592,56		\$ 32.598.553,58	

VENTAS	37.969.688,31	100,00%	33.841.056,40	100,00%	52.763.525,00	100,00%	7.713.015,42	100,00%	17.977.736,41	100,00%
COSTOS VARIABLES	31.702.467,93	83,49%	22.364.023,60	66,09%	34.945.089,12	66,23%	3.573.319,26	46,33%	13.169.253,38	73,25%
CONTRIBUCION MARGINAL	6.267.220,38	16,51%	11.477.032,80	33,91%	17.818.435,88	33,77%	4.139.696,16	53,67%	4.808.483,03	26,75%
COSTOS FIJOS	16.181.545,45	42,62%	14.330.276,55	42,35%	20.172.264,38	38,23%	4.340.642,31	56,28%	12.448.963,75	69,25%
MARGEN NETO	(9.914.325,07)	-26,11%	(3.853.243,75)	-11,39%	(2.353.828,50)	-4,46%	(2.200.946,15)	-2,85%	(7.640.480,72)	-42,49%

El Punto de Equilibrio, es el punto donde se igualan los ingresos y los egresos, donde el resultado es cero, también se denomina el umbral de utilidades. El punto de Equilibrio de la gráfica se calculó relacionando los Costos Fijos y el porcentaje de contribución marginal de cada regional. (CF/%CM) Un Punto de Equilibrio, alto o bajo, está en función, del tamaño de la CM y de los Costos Fijos.
 La situación financiera de las regionales vistas bajo el enfoque variable o marginal, es muy diferente producto e influencia de sus vidas independientes anteriores.
 Para que todas las regionales alcancen su Punto de Equilibrio, es necesario lo siguiente: Mejorar las ventas, bajando las pérdidas de energía, o a través de una revisión a fondo de sus Costos Fijos.
LA SITUACION IDEAL ES QUE CON LA CONTRIBUCION MARGINAL SE FINANCIE SIN PROBLEMAS LOS COSTOS FIJOS DE LAS REGIONALES (COSTOS DE OPERACIÓN)
PERO LA GRAFICA MUESTRA LA CRUDA REALIDAD FINANCIERA: LAS CIFRAS MUESTRAN QUE LOS COSTOS FIJOS SON MUY ALTOS PARA QUE SEAN CUBIERTOS POR LA CONTRIBUCION MARGINAL



**ESTADO DE CAMBIOS EN EL
PATRIMONIO NETO
CONSOLIDADO**

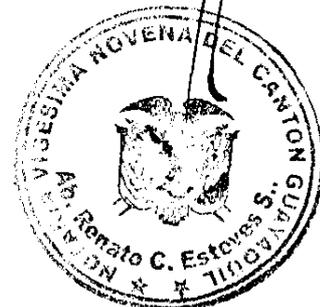


ESTADO DE CAMBIOS DE PATRIMONIO CONSOLIDADO			
AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2010			
DESCRIPCION	Saldo Inicial	Movimiento	Saldo Final
Capital Social	108.567.283,20	(286.716,00)	108.280.567,20
Aporte para futura capitalizaciones	939.410.985,04	145.608.979,54	1.085.019.964,58
Aporte de capital por decreto	73.082.447,94	3.578.260,79	76.660.708,73
Reserva Legal	1.427.685,38	0,47	1.427.685,85
Reserva de Capital	93.343.881,34	(921.056,40)	92.422.824,94
Reserva Facultativa	95.372,00	(95.371,37)	0,63
Otras Reservas	10.419.735,42	8.965.065,60	19.384.801,02
Otras Reservas por donacion	7.897.109,07	1.629.045,18	9.526.154,25
Superávit revaluación de Inversiones	95.372,00	(95.372,00)	-
Resultado Ejercicios Años Anteriores	(709.695.674,64)	(27.114.242,46)	(736.809.917,10)
Resultado ejercicio Corriente 2009	(63.570.585,89)	9.702.065,40	(53.868.520,49)
Resultado del ejercicio Cte 2010	(51.066.983,79)	-	(51.066.983,79)
Otras Cuentas Patrimoniales	149.664.440,91	(4.351.492,12)	145.312.948,79
Reservas por Revalu Act Fijo	538.787,95	-	538.787,95
PLAN PED - PLAN RED - MANDATO 9	-	5.505.126,70	5.505.126,70
TOTAL	560.209.855,89	147.124.285,39	707.334.141,28

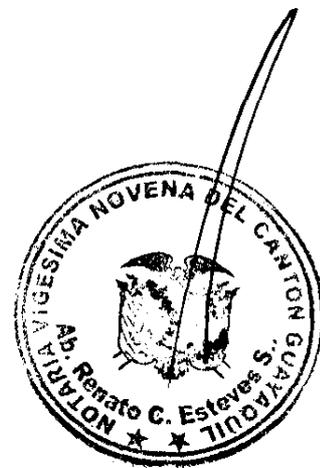
CNEI - COMPAÑIA NACIONAL DE ELECTRICIDAD																
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO CONSOLIDADO																
AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2010																
DESCRIPCION	2009		2010		2009		2010		2009		2010		2009		2010	
	Saldo Inicial	Movimiento	Saldo Final	Movimiento	Saldo Inicial	Movimiento	Saldo Final	Movimiento	Saldo Inicial	Movimiento	Saldo Final	Movimiento	Saldo Inicial	Movimiento	Saldo Final	
Capital Social	11.654.742,00	-	11.654.742,00	2.877.372,40	2.877.372,40	284.108,40	284.108,40	284.108,40	284.108,40	284.108,40	284.108,40	284.108,40	284.108,40	284.108,40	284.108,40	
Aporte para futura capitalizaciones	22.987.550,33	10.514.168,51	33.511.719,84	325.500.672,68	11.387.400,51	343.848.161,40	36.435.034,76	2.777.886,52	39.212.921,69	221.065.395,55	29.468.294,39	290.533.690,32	27.620.118,26	3.091.826,29	30.711.944,55	
Aporte de capital por decreto	46.440.816,43	(177.400,54)	46.263.415,89	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.579.662,45	3.755.661,83	8.335.323,78	
Reserva Legal	1,35	83,45	84,80	-	83,45	128.329,24	128.329,24	-	-	-	-	-	-	-	-	
Reserva de Capital	618.448,28	(618.448,28)	-	55.440.431,76	55.440.431,76	590.763,54	(802.608,12)	288.155,42	36.376.104,40	-	-	36.376.104,40	119.894,92	-	119.894,92	
Reserva Facultativa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	95.372,00	(95.372,00)	-	
Otras Reservas	2,70	-	2,70	100,00	100,00	1.570.743,65	3.292.596,22	10.863.330,87	-	-	-	-	2.848.887,97	5.672.473,68	5.521.556,45	
Otras Reservas por donacion	-	-	-	62.458,43	1.775,22	64.233,65	(71.884,93)	389.029,81	317.141,30	843.087,04	-	-	843.087,04	301.008,10	1.144.095,14	
Superávit revaluación de Inversiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	95.372,00	
Resultado Ejercicios Años Anteriores	(133.675,99)	(133.675,99)	(133.675,99)	(153.928.948,14)	(154.062.624,13)	(175.181.857,44)	(118.607,79)	2.538.456,07	2.420.850,28	(236.765.504,94)	(21.516.533,53)	(258.282.038,47)	(44.206.714,45)	(10.183.663,25)	(54.390.377,69)	
Resultado del ejercicio Corriente	(33.675,99)	(7.357.230,79)	(7.490.906,78)	(12.049.448,84)	(8.887.516,20)	(18.176.965,18)	2.236.849,95	(8.751.881,55)	(11.544.231,60)	(21.516.533,53)	(30.782.114,77)	(52.300.648,29)	(5.982.357,04)	3.061.886,74	(2.920.470,30)	
Otras Cuentas Patrimoniales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Reservas por Revalu Act Fijo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
PLAN PED - PLAN RED - MANDATO 9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
TOTAL	81.079.908,06	3.079.048,06	84.158.956,12	323.000.000,00	407.158.956,12	388.982.000,00	37.650.000,00	4.000.000,00	41.650.000,00	34.070.000,00	37.070.000,00	71.140.000,00	34.000.000,00	3.000.000,00	74.140.000,00	

CNEI - COMPAÑIA NACIONAL DE ELECTRICIDAD																
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO CONSOLIDADO																
AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2010																
DESCRIPCION	2009		2010		2009		2010		2009		2010		2009		2010	
	Saldo Inicial	Movimiento	Saldo Final	Movimiento	Saldo Inicial	Movimiento	Saldo Final	Movimiento	Saldo Inicial	Movimiento	Saldo Final	Movimiento	Saldo Inicial	Movimiento	Saldo Final	
Capital Social	81.013.967,00	-	81.013.967,00	8.116.627,28	8.116.627,28	10.588.654,00	1.000,00	10.589.654,00	1.000,00	10.589.654,00	1.000,00	10.590.654,00	1.000,00	10.591.654,00	1.000,00	
Aporte para futura capitalizaciones	34.314.153,51	906.586,78	35.220.740,29	118.558.516,19	4.867.498,08	127.847.614,27	8.412.150,07	2.418.786,69	10.891.056,76	90.212.564,95	11.786.315,70	102.009.500,65	51.212.467,23	13.215.467,23	115.225.000,00	
Aporte de capital por decreto	22.061.925,06	-	22.061.925,06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Reserva Legal	-	0,47	0,47	-	-	-	-	-	-	1.299.770,94	1.299.770,94	-	-	-	-	
Reserva de Capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	88.213,08	88.213,08	-	-	-	-	
Reserva Facultativa	-	0,63	0,63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	95.372,00	(95.372,00)	-	
Otras Reservas	1,10	-	1,10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otras Reservas por donacion	918.562,87	92.868,80	1.011.431,67	207.273,43	1.218.705,10	2.371.063,59	2.096.374,00	41.810,43	2.137.184,43	175.000,00	-	175.000,00	-	-	-	
Superávit revaluación de Inversiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	95.372,00	
Resultado Ejercicios Años Anteriores	(44.560.824,78)	(2.142.159,37)	(46.702.984,15)	(216.948.115,18)	(178.651.099,33)	(395.600.214,51)	(4.965.335,61)	151.084,89	(4.814.250,72)	(47.589.330,72)	(7.511.846,32)	(55.101.177,04)	678.555,78	678.555,78	(54.422.621,26)	
Resultado del ejercicio Corriente	(2.141.159,57)	(711.888,16)	(2.853.047,73)	(8.756.119,91)	(2.353.877,50)	(151.884,89)	(532.831,04)	(200.996,13)	(733.827,17)	(7.531.846,32)	(86.640,40)	(8.400.687,52)	679.431,78	1.454.779,28	2.134.632,06	
Otras Cuentas Patrimoniales	34.106.650,73	(28.118,40)	34.078.532,33	48.821.319,23	48.821.319,23	-	-	-	-	5.064.743,31	4.845.912,23	174.831,08	-	-	-	
Reservas por Revalu Act Fijo	-	-	-	538.787,95	538.787,95	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
PLAN PED - PLAN RED - MANDATO 9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
TOTAL	81.079.908,06	3.079.048,06	84.158.956,12	323.000.000,00	407.158.956,12	388.982.000,00	37.650.000,00	4.000.000,00	41.650.000,00	34.070.000,00	37.070.000,00	71.140.000,00	34.000.000,00	3.000.000,00	74.140.000,00	

El Estado de Cambios en el Patrimonio Neto, muestra los movimientos ocurridos entre 2009 y 2010, entre las partidas componentes del patrimonio.



ESTADO DE CAMBIOS EN LA
POSICIÓN FINANCIERA
CONSOLIDADO



ESTADO DE CAMBIOS EN LA POSICIÓN FINANCIERA			
VARIACIÓN DEL CAPITAL DE TRABAJO			
Rubros	2010	2009	Variación
Total Activo Corriente	\$ 758.587.154,43	\$ 653.670.094,71	\$ 104.917.059,72
Total Pasivo Corriente	\$ 390.435.366,66	\$ 329.000.810,58	\$ 61.434.556,08
ESTADO DE ORIGEN Y APLICACIÓN DE RECURSOS			
CAPITAL DE TRABAJO PROVENIENTE DE:			US\$
Pérdida Año 2010			-51.066.969,79
Disminución Deprec. Acumulada Activos Fijos Productivo			-14.591.188,52
Aumento Deprec. Acumulada Activos Fijos en Proceso de retiro			33.022.810,85
Aumento Amortización Acumulada Intangibles			66.958,77
AUMENTO DEL PATRIMONIO			142.411.009,38
Aumento de las Aportaciones para futura capitalización		145.608.979,54	
Aumento del Aporte de Capital por decreto		3.578.260,79	
Disminución de Otras cuentas patrim., Acuerdos Decretos		-4.351.492,12	
Aumento de la Reserva Legal		1.299.271,41	
Disminución de la Reserva Facultativa		-95.371,37	
Disminución de las Reservas de capital		-2.220.327,34	
Aumento de Otras reservas pordonación		1.629.045,18	
Disminución del Superávit revaluación de inversiones		-95.372,00	
Disminución Resultados de ejercicios anteriores		-26.810.472,68	
Aumento del Resultado Ejercicio Anterior (Pérdida) año 2009		9.398.295,62	
Aumento de Otras reservas		8.965.065,60	
Aumento de los proyectos Plan Ped - Plan Red - Mandato 9		5.505.126,70	
DISMINUYE CUENTAS POR COBRAR DEUDORES E INVERSIONES A L/P			20.188.780,74
Disminuye Otras Inversiones		-237.865,87	
Disminuye Cuentas por cobrar a largo plazo		-22.514.422,98	
Aumento Convenios y Acuerdos a Largo Plazo		2.593.508,11	
AUMENTO PASIVO DIFERIDO			9.828.029,81
Aumento de Otros Créditos Diferidos		3.512.294,26	
Disminución de Anticipos para construcciones		-804.453,19	
Aumento de Otros pasivos no corrientes		154.402,67	
Aumento de Provisión jubilación patronal		3.562.611,89	
Aumento de Valores de terceros por recaudar		7.475.015,31	
Disminución de Notas de crédito de facturación		-188.566,10	
Disminución de Otros créditos diferidos		-3.888.275,23	
APLICACIONES			
AUMENTO DE ACTIVOS FIJOS			68.760.878,88
Aumento de Bienes e instalaciones de servicio		50.764.771,23	
Aumento de Obras en construc. de bienes e instalación		15.247.783,16	
Aumento de Obras en construc. de bienes FERUM		5.794.445,52	
Aumento de Bienes e instalaciones para uso futuro		791.365,13	
Aumento de Bienes e instalaciones en proceso de baja o retiro		228.609,61	
Disminución de Activos Fijos fuera de uso		-4.066.073,79	
DISMINUCIÓN DE DEUDA A L/P			18.819.487,41
Aumento de Obligaciones por pagar locales		2.140.932,13	
Disminución de Otras obligaciones a largo plazo		(27.804.975,67)	
Disminución de Obligaciones por pagar organismo Control		(1.200.000,41)	
Aumento de Proveedores a largo plazo locales		4.759.904,93	
Aumento de Convenio de refinanciamiento		7.686.033,18	
Aumento de Depósitos en garantía a largo plazo		690.544,27	
Aumento de Intereses por pagar largo plazo locales		799.590,46	
Disminución de Intereses por pagar largo plazo externas		(2.991.307,88)	
AUMENTO DE ACTIVO DIFERIDO			12.651.877,08
Aumento de Obras por cuenta de consumidores		583.408,38	
Disminución de Estudio y diseño de obras		-112.749,83	
Disminución de Pagos anticipados		-394.376,17	
Disminución de Cuentas por liquidar Proveedores		-698.661,70	
Aumento de Nómina		6.310,58	
Aumento de Otros activos no corrientes		14.162.886,97	
Disminución de Otros activos diferidos		-2.029.580,04	
Disminución de Activos Fijos para la baja		-29,00	
Disminución de Activos Fijos fuera de uso		-97,41	
Aumento de Instalaciones Generales- Obras en construcción		167.090,00	
Aumento de Intangibles		35.617,14	
Disminución de Otros débitos diferidos		-60.439,84	

EL ESTADO DE CAMBIOS EN LA POSICION FINANCIERA

El Estado de Cambios en la Posición Financiera, muestra a través de su análisis comparativo entre el año 2009 y el 2010, un aumento en el Capital Neto de Trabajo (Activo Corriente menos Pasivo Corriente), corrobora este aumento el Estado de Origen y Aplicación de Recursos mismo que se adjunta, y donde se detalla las Fuentes u Orígenes de Recursos y las Aplicaciones de Recursos ocurridos dentro del año 2010.



ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO



ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO	
Al 31 DE DICIEMBRE DEL 2010	
ACTIVIDADES DE OPERACIÓN	
Utilidad Neta	\$ (51.088.983,79)
+ Depreciación Activos Fijos	\$ 18.431.622,33
+ Amortización Acumulada Intangibles	\$ 66.958,77
+ Provisión en Cuentas por Cobrar	\$ 5.213.269,93
ACTIVIDADES DE OPERACIÓN FUENTES	
Disminución de Inventarios	\$ 16.473.709,27
Aumento en Otras cuentas por pagar	\$ 28.950.015,48
Aumento Provisión Jubilación	\$ 3.609.416,14
Aumento Obligaciones con el S.R.L.	\$ 3.522.886,02
Aumento Valores de Terceros por pagar	\$ 2.520.987,91
Aumento Cuentas por pagar compra energía	\$ 29.080.561,78
Aumento de Cuentas por Pagar a Proveedores	\$ 2.378.820,62
Aumento de Obligaciones Relac.con el Personal	\$ 562.175,13
Aumento Valores de Terceros por recaudar	\$ 7.064.870,91
TOTAL FUENTES	\$ 94.163.443,26
ACTIVIDADES DE OPERACIÓN APLICACIONES	
Aumento de Documentos por Cobrar	\$ (1.354.042,00)
Aumento en Cuentas por Cobrar Consumidores	\$ (323.286,03)
Aumento Otras Cuentas por Cobrar	\$ (88.466.759,90)
Aumento de otros activos Corrientes	\$ (23.004.347,60)
Aumento en Documentos por cobrar	\$ (1.083.806,80)
Aumento de otros activos NO Corrientes	\$ (11.861.577,08)
Disminución Obligaciones con el IESS	\$ (3.687.224,55)
Disminución de Deudas por financiamiento	\$ (139.358,32)
Disminución de Otros Pasivos Corrientes	\$ (717.305,44)
Disminución de Pasivo No Corriente	\$ (15.919.457,41)
Disminución de Anticipo para Construcciones	\$ (804.453,19)
TOTAL APLICACIONES	\$ (147.161.618,52)
ACTIVIDADES DE INVERSIÓN	
FUENTES	
Disminución en otras Inversiones	\$ 20.158.780,74
TOTAL FUENTES	\$ 20.158.780,74
ACTIVIDADES DE INVERSIÓN APLICACIONES	
Aumento en Instalaciones y servicio	\$ (68.760.878,86)
TOTAL APLICACIONES	\$ (68.760.878,86)
ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO	
FUENTES	
Aumento Aportaciones para futura capitalización	\$ 145.608.979,54
Aumento Aporte de Capital por decreto	\$ 3.578.260,79
Aumento Reserva Legal	\$ 1.299.271,41
Aumento Resultado Ejercicio Anterior Utilidad (Pérdida) año 2009 CNEL	\$ 9.398.295,62
Aumento Otras reservas	\$ 8.965.065,40
Aumento PLAN PED - PLAN RED - MANDATO 9	\$ 5.505.126,70
Aumento Otras reservas por donación	\$ 1.629.045,18
TOTAL FUENTES	\$ 175.984.044,84
ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO APLICACIONES	
Disminución Otras cuentas patrimoniales, Acuerdos Decretos	\$ (4.351.492,12)
Disminución Reserva Facultativa	\$ (95.371,37)
Disminución Reservas de capital	\$ (2.220.327,94)
Disminución Superávit revaluación de inversiones	\$ (95.372,00)
Aumento Resultados de ejercicios anteriores	\$ (26.810.472,68)
TOTAL APLICACIONES	\$ (33.873.085,51)
Saldo al 31 de Diciembre del 2010	\$ 100.723.626,54

ESTADO DEL FLUJO DE EFECTIVO

Muestra de manera muy clara y específica, conciliando con los saldos de bancos de los periodos 2009-2010, tanto, las Fuentes y Aplicaciones de Recursos, bajo tres clasificaciones:

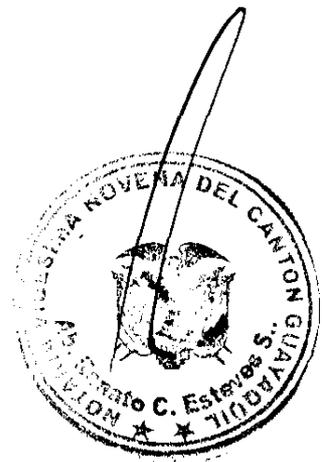
- Fuentes y Aplicaciones de recursos provenientes de Actividades de Operación
- Fuentes y Aplicaciones de recursos provenientes de Actividades de Inversión
- Fuentes y Aplicaciones de recursos provenientes de Actividades de Financiamiento

En síntesis explica el flujo del dinero que se han movido a través de los bancos en el periodo, flujo que implica dinero de las operaciones (ventas, costos), dinero recibido para financiar los diferentes proyectos eléctricos, dinero de financiamiento o endeudamiento, etc.



**INDICES FINANCIEROS
2009 - 2010**

**ANÁLISIS DUPONT
REGIONALES Y CONSOLIDADO**



INDICES FINANCIEROS DE LIQUIDEZ-ENDEUDAMIENTO-PRODUCTIVIDAD-RENTABILIDAD

Los índices financieros 2009-2010, de Liquidez, Endeudamiento, Productividad, Rentabilidad, muestran en su esencia el paulatino crecimiento de la empresa, reflejado posteriormente en su estructura patrimonial.

Los esfuerzos por la reducción de las pérdidas técnicas es un reflejo de que se avanza en el mejoramiento de la rentabilidad, el impacto sería mayor si se logra reducir los Costos de Operación (Costos Fijos) a los niveles apropiados, que vaya en correlación con el margen de contribución natural de la empresa. (Precio de Venta menos Costo Variable de la Energía x demanda).

Mientras no se tomen medidas concretas en la reducción de los Costos de operación (Costos Fijos) adecuándolos a la realidad de su Margen de Contribución, el crecimiento ira muy lento y se necesitará algunos años para alcanzar el umbral de utilidades (Punto de Equilibrio).

El Presupuesto debe ser utilizado como la herramienta clave para planificar los objetivos financieros de la empresa

INDICES DE LIQUIDEZ - CAPACIDAD PARA CUMPLIR CON LOS COMPROMISOS CORRIENTES												
RAZON CORRIENTE : ACTIVO CTE/PASIVO CTE	2,20	2,23	1,79	1,00	2,92	1,21	1,98	1,08	1,52	1,91	8,77	26,60
PRUEBA ACIDA : Disponible + C x C/Pasivo Corriente	3,92	4,19	2,80	1,52	5,47	2,12	3,32	1,75	2,50	2,89	9,42	39,90
CAPITAL NETO DE TRABAJO: Activo Cte - Pasivo Cte	57.076,37	133.956,96	12.786,06	49,35	56.273,37	5.943,07	29.784,27	4.242,67	4.242,72	14.178,91	55.618,03	368.151,79
INDICES DE ENDEUDAMIENTO												
PASIVO LARGO PLAZO : PASIVO L. P. /TOTAL ACTIVO	0,0069	0,0532	0,0429	0,0601	0,0406	0,0247	0,0350	0,0095	-	0,2120	-	0,48
ENDEUDAMIENTO: Pasivo Total/Activo Total	0,46	0,45	0,56	1,00	0,34	0,82	0,51	0,92	0,66	0,52	0,11	6,36
CALIDAD DE LA DEUDA: Pasivo Corriente/Pasivo Total	0,80	0,70	0,60	0,71	0,66	0,69	0,63	0,83	0,65	0,47	1,00	7,73
CAPACIDAD DEVOLUCION: Flujo Efectivo/Pasivo Total	(0,07)	(0,08)	0,02	0,06	0,00	(0,17)	(0,02)	0,03	0,08	(0,16)	0,30	0,01
INDICES DE PRODUCTIVIDAD - EFICIENCIA EN USO DE LOS RECURSOS												
GASTOS FINANCIEROS: Gastos Financieros/Ventas	0,0012	0,0029	-	0,0096	0,0019	0,0007	0,0024	0,0161	0,0031	-	0,0004	0,04
ROTACION DE ACTIVO TOTAL: Ventas/Activo Total	0,20	0,19	0,40	0,47	0,23	0,63	0,31	0,50	0,21	0,17	0,89	4,20
ROTACION DE ACTIVO CORRIENTE: Ventas/Activo Cte	0,28	0,28	1,10	0,98	0,28	1,07	0,61	0,93	0,52	0,46	0,89	7,40
ROTAC. ACTIVOS OPERACIONALES: Ventas/Activos Fijos	0,76	0,70	0,65	0,95	1,65	1,53	0,65	1,08	0,42	0,27	242,37	251,05
ROTAC. ACTIVOS OPERAC.: Ventas/Activos Fijos Prod.	0,76	0,70	0,67	0,95	1,65	1,53	0,65	1,08	0,42	0,27	242,37	251,06
PERIODO COBRO: Vtas Credito/360; C x C / Vtas Diarias	1.010,22	1.115,38	185,03	191,06	1.124,78	252,38	402,23	236,44	446,14	407,55	30,19	5.401,41
INDICES DE RENTABILIDAD												
FLUJO DE EFECTIVO: Utilidad Neta mas Deprec. y Amort.	(4.115,46)	(11.980,88)	603,93	8.294,29	0,43	(6.947,47)	(642,96)	1.768,23	1.028,30	(5.295,95)	2.183,62	(15.103,91)
MARGEN : Utilidad neta / Ventas	(0,256)	(0,264)	(0,047)	(0,008)	(0,097)	(0,275)	(0,098)	(0,046)	(0,031)	(0,562)	0,038	(1,65)
ROA - RENT. SOBRE LA INVER. = Util. Neta / Total Activos	(0,052)	(0,050)	(0,019)	(0,004)	(0,022)	(0,172)	(0,030)	(0,023)	(0,006)	(0,096)	0,034	(0,44)
ROE = Utilidad Neta / Capital Accionario	(0,64)	(6,33)	(5,41)	(0,03)	(0,28)	(0,68)	(0,09)	(0,78)	(0,02)	(7,640,48)	-	(7.654,73)
RENTAB. S/ CAPITAL PROPIO = Util. Neta / Patrim. Neto	(0,083)	(0,087)	(0,029)	(0,012)	(0,033)	(0,586)	(0,051)	(0,057)	(0,011)	(0,166)	0,038	(1,09)
% DE PERDIDAS SISTEMA	27,47%	34,78%	11,27%	22,82%	30,44%	28,17%	18,80%	19,05%	16,64%	22,78%		
Precio Venta Promedio KW (Ventas/KW Facturados)	0,082	0,0791	0,0836	0,0814	0,0826	0,0815	0,0758	0,0872	0,1137	0,0856		
Costo Promedio KW (Compra Energia/Energia Fact.)	0,06	0,0549	0,0591	0,0548	0,055	0,0563	0,0553	0,0513	0,0553	0,0552		
MARGEN POR KW	0,022	0,0242	0,0245	0,0266	0,0276	0,0252	0,0299	0,0359	0,0584	0,0304		
NUMERO DE KW COMPRADOS (millones kw)	429,39	1.283,80	411,54	1.396,12	321,53	578,43	404,95	672,99	64,52	193,36		
NUMERO DE KW FACTURADOS (millones kw)	307,41	834,78	357,77	1.066,90	223,58	414,79	339,75	544,75	53,77	149,31		

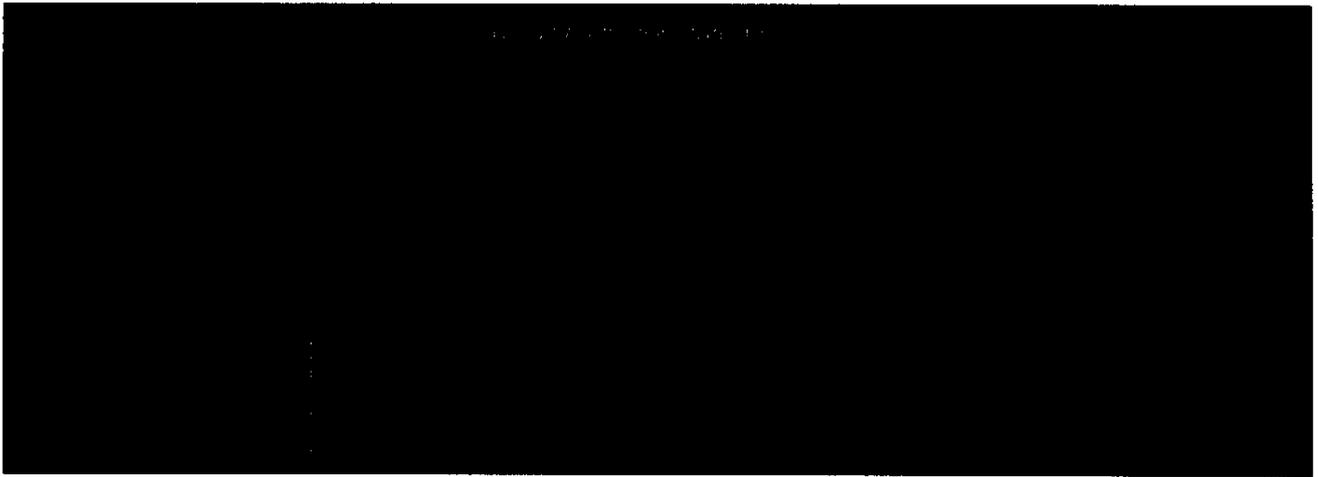


INDICES FINANCIEROS - EN MILES DE DOLARES - A DICIEMBRE 31-2009												
BASE DE DATOS												
RAZON CORRIENTE : ACTIVO CTE/PASIVO CTE	2,61	2,39	1,46	0,76	3,06	1,54	3,54	1,35	2,78	7,09	6,93	
PRUEBA ACIDA : Dispon. + CxC/Pasivo Cte	2,17	2,06	1,23	0,46	2,68	1,32	2,56	0,86	2,17	2,81	4,29	
CAPITAL NETO DE TRABAJO: Activo Cte - Pasivo Cte	57.792,50	125.897,00	6.442,05	-21.832,54	51.065,88	11.182,49	28.549,53	10.662,97	7.100,58	16.593,98	32.670,90	
PASIVO LARGO PLAZO : PASIVO L.P./TOTAL ACTIVO	0,0065	0,037		0,045	0,024	0,184	0,035	0,101	0,131	0,243	0,8387	
ENDEUDAMIENTO: Pasivo Total/Activo Total	0,36	0,37	0,28	0,78	0,39	0,65	0,32	0,5	0,38	0,31	0,98	
CALIDAD DE LA DEUDA: Pasivo Cte/Pasivo Total	0,78	0,71	0,77	0,74	0,7	0,6	0,42	0,72	0,4	0,15	0,15	
CAPAC. DE DEVOL. : Flujo de Efectivo/Pasivo Total	0,06	-0,05	0,23	-0,11	-0,05	-0,17	0,01	-0,13	0,15	-0,29	-0,77	
ROTACION DE ACTIVO TOTAL: Ventas/Activo Total	0,22	0,19	0,47	0,48	0,22	0,52	0,32	0,58	0,2	0,18	0	
ROTACION DE ACTIVO CORRIENTE: Vtes/Activo Cte	0,3	0,3	1,51	1,09	0,26	0,86	0,68	1,19	0,48	0,57	0	
ROTAC. ACTIVOS OPERAC.: Vtes/Activos Fijos	0,81	0,69	0,71	0,89	1,64	1,33	0,63	1,13	0,38	0,31	0,92	
ROTAC. ACTIVOS OPERAC.: Vtes/Activos Fijos Prod.	0,81	0,69	0,71	0,89	1,64	1,33	1,74	1,13	0,38	0,31	0,92	
PER. COBRO: Vtes Credito/360; CxC/Vtes Dierlas	935,38	1.017,41	127,67	117,84	1.171,96	301,61	323,76	120,76	349,45	193,63		
FLUJO DE EFECTIVO: Util. Neta mes Deprec. y Amortizac.	2.942,34	-5.964,70	4.224,97	-13.751,79	-1.938,24	-5.813,99	327,22	-5.241,94	1.485,80	-5.294,54	-29.024,87	
MARGEN : Utilidad neta / Ventas	-0,005	-0,18	0,07	-0,28	-0,27	-0,32	-0,08	-0,19	0,03	-0,69		
ROA - RENT. SOBRE LA INVER. = Util. Neta/Total Activos	-0,001	-0,03	0,03	-0,14	-0,06	-0,17	-0,03	-0,11	0,01	-0,13		
ROE = Utilidad Neta / Capital Accionario	-0,01	-4,21	7,99	-0,88	-0,64	-0,6	-0,06	-3,02	0,01	-7.551,84		
RENTAB. S/CAPITAL PROPIO = Util. Neta/ Patrim. Neto	-0,002	-0,06	0,05	-0,63	-0,1	-0,48	-0,04	-0,22	0,01	-0,18		
Precio Venta Promedio KW (Ventas/KW Facturados)	0,09	0,08	0,09	0,08	0,07	0,06	0,07	0,08	0,00009	0,00006	0,62	
Costo Promedio KW (Compra Energia/Energia Fact.)	0,08	0,1	0,06	0,08	0,08	0,09	0,08	0,08	0,00006	0,00004		
MARGEN POR KW	0,01	-0,01	0,03	0	-0,02	-0,03	-0,01	0	0,00003	0,00002		
NUMERO DE KW COMPRADOS	408.652,00	1.236.833,54	386.231,00	1.256.061,71	300.964,37	445.249,26	382.989,97	623.971,27	61.644.780,00	173.781.220,00		
NUMERO DE KW FACTURADOS	300.877,00	775.340,18	334.871,00	926.862,28	215.861,16	323.644,31	313.405,54	498.060,97	51.351.340,00	126.672.810,00	181.713,07	
PORCENTAJE DE PERDIDAS	-26,00%	-87,00%	-18,00%	-26,00%	-28,00%	-27,00%	-18,00%	-20,00%	-17,00%	-27,00%		
NUMERO DE USUARIOS	96.697	232.110	185.063	240.124	85.824	119.592	96.004	186.267	49.505	54.899		

COMPARATIVO DE INGRESOS 2009 -2010

	INGRESOS	
	2009	2010
Generales	37,73	35,04
Miguel	90,25	81,43
San Domingo	36,41	36,18
San Juan Los Rios	101,20	122,87
San Jose	22,30	24,11
Millares	35,44	37,97
San Mateo	35,22	33,84
San Olaya	50,58	52,76
Baños	8,75	7,71
Industriales	16,31	17,98
Morona	30,33	56,98
TOTALES	464,52	506,88

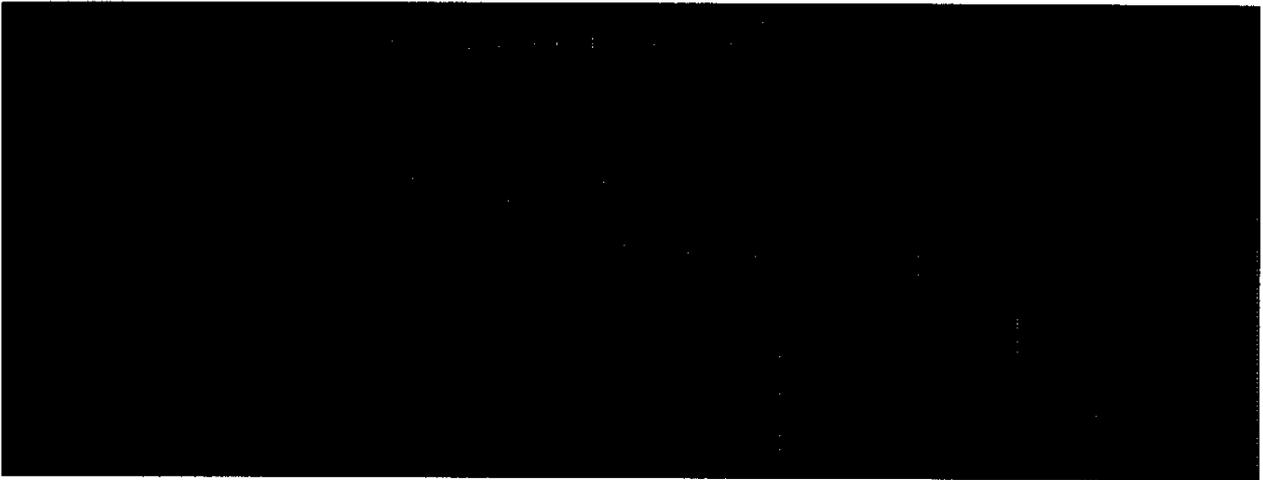




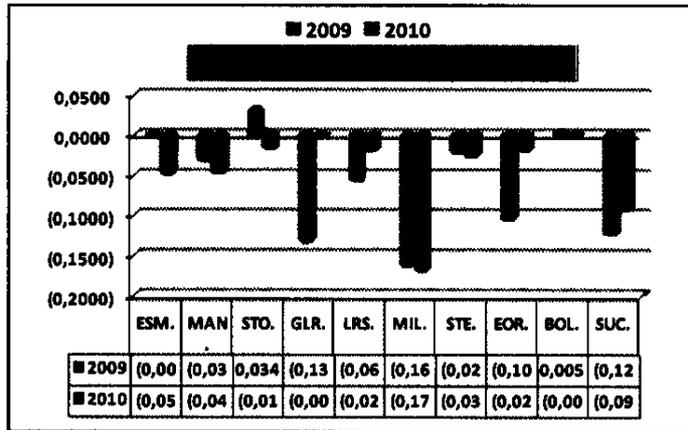
	INGRESOS	
	2009	2010
Esmeraldas	37,86	42,53
Manabí	102,34	99,61
Sto. Domingo	34,17	37,69
Guayas - Los Rios	122,72	123,61
Los Rios	27,68	26,43
Willacocha	44,15	47,88
San Blas	37,37	36,69
El Oro	59,69	55,12
Sollum	8,60	7,91
Sucumbina	23,86	25,62
Matriz	29,65	54,85
TOTALES	528,09	557,94



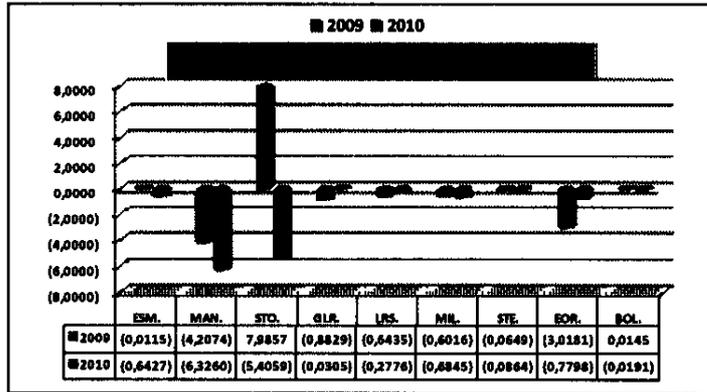
	UTILIDAD / PERDIDA	
	2009	2010
Emeraldas	(0,13)	(7,49)
Manabí	(12,09)	(18,18)
Sto. Domingo	2,24	(1,51)
Guayas	(21,52)	(0,73)
Los Rios	(5,38)	(2,32)
Milagro	(8,71)	(9,91)
Sta Elena	(2,14)	(2,85)
E. Oro	(9,11)	(2,35)
Bolívar	0,15	(0,20)
Sucumbios	(7,55)	(7,64)
Morona	(0,68)	2,13
TOTALES	63,57	51,07



CONCEPTOS	ROA	
	2009	2010
ESM.	(0,0011)	(0,0523)
MAN.	(0,0349)	(0,0498)
STO.	0,0343	(0,0192)
GLR.	(0,1364)	(0,0038)
LRS.	(0,0601)	(0,0222)
MIL.	(0,1664)	(0,1724)
STE.	(0,0254)	(0,0302)
EOR.	(0,1086)	(0,0230)
BOL.	0,0058	(0,0064)
SUC.	(0,1267)	(0,0964)



Categoría	NOT	
	2009	2010
ESM	(0,0115)	(0,6427)
MAN	(4,2074)	(6,3260)
STD	7,9857	(5,4059)
QLR	(0,8829)	(0,0305)
LRS	(0,6435)	(0,2776)
MIL	(0,6016)	(0,6845)
STE	(0,0649)	(0,0864)
EDR	(3,0181)	(0,7798)
BOL	0,0145	(0,0191)
TOTAL	(7,551,84)	(7,640,48)



FULL DUPONT CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2010

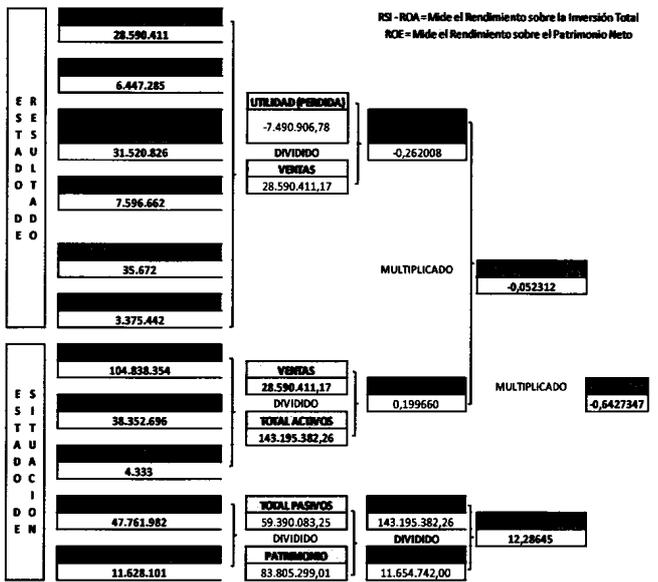
ESMERALDAS 2010

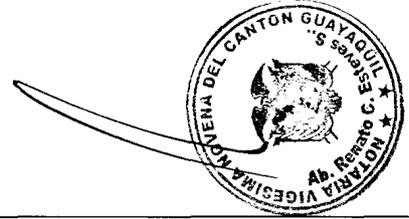


CHEL - CORPORACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.
 MODELO DUPONT - ANALISIS DE LA RENTABILIDAD - A 31 DE DICIEMBRE DEL 2010 - ESMERALDAS

ACTIVOS	US\$	%	PASIVOS Y PATRIMONIO	US\$	%
CORRIENTE			PASIVO CORRIENTE	47.761.982,12	0,3335
DISPONIBLE	1.888.993,12	0,0132	PASIVO NO CORRIENTE		
EXIGIBLE	82.270.268,63	0,5745	PASIVO A LARGO PLAZO	981.450,11	0,0069
REALIZABLE	6.673.413,84	0,0466	PASIVO DIFERIDO - OTROS PASIVOS	10.646.651,02	0,0744
OTROS ACTIVOS CORRIENTES	14.005.678,27	0,0978	TOTAL PASIVO NO CORRIENTE	11.628.101,13	0,0832
TOTAL ACTIVO CORRIENTE	344.988.359,86	0,7321	TOTAL PASIVO	59.390.083,25	0,4167
ACTIVO NO CORRIENTE			PATRIMONIO		
ACTIVO FIJO DEPRECIABLE	73.914.042,15	0,5162	CAPITAL SOCIAL	11.654.742,00	0,0814
ACTIVO FIJO NO DEPRECIABLE	0,00	0,0000	APORTES FUTURA CAPITALIZ.	79.775.135,73	0,5571
DEPREC. ACUMULADA	-35.561.346,25	-0,2483	PERDIDAS ACUMULADAS	-133.675,99	[0,0009]
DIFERIDOS	4.332,50	0,0000	RESERVAS	4,05	0,0000
TOTAL ACTIVO NO CORRIENTE	38.157.428,40	0,2679	PERDIDA EJERCICIO CORRIENTE	-7.490.906,78	[0,0523]
			RESERVAS	4,05	0,0000
			TOTAL PATRIMONIO	83.805.299,01	0,5853

INGRESOS	US\$	%
POR VENTA DE ENERGIA	28.590.411,17	
COSTO DE ENERGIA	25.511.297,44	1,0000
MARGEN BRUTO	3.079.113,73	0,1077
COSTOS DE OPERACION	6.009.528,65	0,1077
MARGEN DE OPERACION	-2.930.434,92	-0,1025
GASTOS FINANCIEROS	35.677,10	-0,1025
OTROS INGRESOS	6.447.284,61	-0,1037
OTROS EGRESOS	7.596.662,16	0,2255
DEPRECIACION	3.375.442,21	0,2657
UTILIDAD/PERDIDA NETA	-7.490.906,78	0,1311





MANABI 2010

CNEL - CORPORACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.
MODELO DUPONT - ANALISIS DE LA RENTABILIDAD - A 31 DE DICIEMBRE DEL 2010 - MANABI

ACTIVOS	USD	%	PASIVOS Y PATRIMONIO	USD	%
COMBUSTIBLE	6.356.640,08	0,017	PASIVO CORRIENTE	108.650.534,00	0,298
DISPONIBLE	213.022.065,11	0,584	PASIVO NO CORRIENTE		
EDIFICIO	10.645.820,00	0,029	PASIVO A LARGO PLAZO	19.412.496,29	0,053
OTROS ACTIVOS CORRIENTES	12.582.966,80	0,034	PASIVO DIFERIDO - OTROS PASIVOS	27.750.397,76	0,076
TOTAL ACTIVO CORRIENTE	242.897.491,99	0,665	TOTAL PASIVO NO CORRIENTE	47.162.894,05	0,129
ACTIVO NO CORRIENTE			TOTAL PASIVO	155.813.428,05	0,427
ACTIVO FIJO DEPRECIABLE	214.560.324,23	0,588	PATRIMONIO		
ACTIVO FIJO NO DEPRECIABLE	0,00	0,000	CAPITAL SOCIAL	2.873.372,40	0,008
DEPRECIACION ACUMULADA	-116.243.094,72	(0,319)	APORTES FUTURA CAPITALIZ	399.368.593,10	1,095
DIFERIDOS	23.836.266,93	0,065	PERDIDAS ACUMULADAS	-175.181.857,44	(0,480)
TOTAL ACTIVO NO CORRIENTE	122.153.496,44	0,335	PERDIDA EJERCICIO CORRIENTE	-18.176.965,18	(0,050)
			RESERVAS	64.417,50	0,000
			TOTAL PATRIMONIO	208.947.560,38	0,573

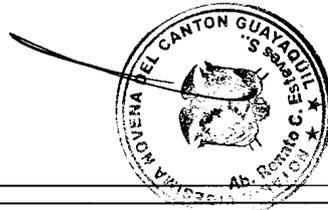
INGRESOS	USD	%
POR VENTA DE ENERGIA	67.826.111,70	
COSTO DE ENERGIA	70.376.227,70	1,038
MARGEN BRUTO	(2.550.116,00)	(0,038)
COSTOS DE OPERACION	22.532.443,20	0,332
MARGEN DE OPERACION	(25.081.559,20)	
GASTOS FINANCIEROS	199.326,42	0,003
MARGEN OPERACIONES	(25.280.885,62)	
OTROS INGRESOS	13.604.731,87	0,201
OTROS EGRESOS	303.723,71	0,004
DEPRECIACION	6.196.088,72	
UTILIDAD PERDIDA NETA	(18.176.965,18)	(0,268)

ERESTAUOTADO	67.826.112			
	13.604.732			
	92.908.671	UTILIDAD PERDIDA	-18.176.965,18	
	303.724	DIVIDIDO	-0,267994	
	199.326	VENTAS	67.826.111,70	
	6.196.088			
	242.607.492			
	98.317.230	VENTAS	67.826.111,70	
	23.836.267	DIVIDIDO	0,185947	
	108.650.534	TOTAL ACTIVOS	364.760.988,43	
47.162.894				
	TOTAL PASIVOS	155.813.428,05		
	PATRIMONIO	208.947.560,38		
	DIVIDIDO	364.760.988,43		
	DIVIDIDO	126,94525		

RSI - ROA = Mide el Rendimiento sobre la Inversión Total
 ROE = Mide el Rendimiento sobre el Patrimonio Neto

MULTIPLICADO -0,049833

MULTIPLICADO -6,3260040

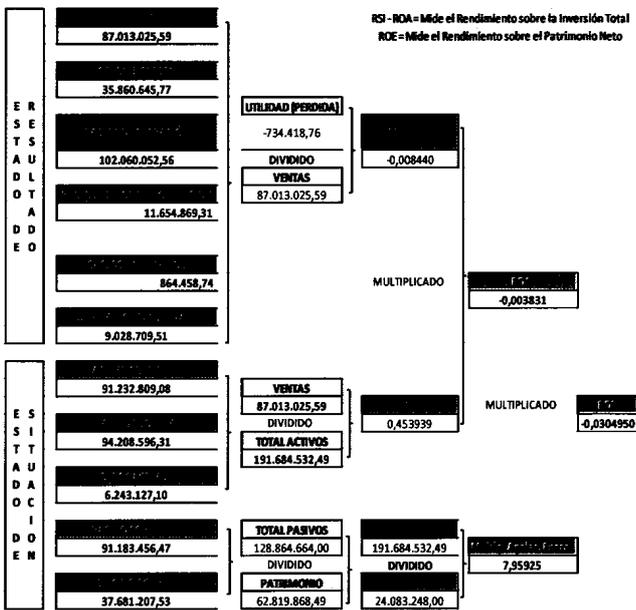


GUAYAS LOS RIOS 2010

ONEI - CORPORACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.
 MODELO DUPONT - ANALISIS DE LA RENTABILIDAD - A 31 DE DICIEMBRE DEL 2010 - GUAYAS LOS RIOS

ACTIVOS	US\$	%	PASIVOS Y PATRIMONIO	US\$	%
CORRIENTE			PASIVO CORRIENTE	91.183.456,47	0,48
DISPONIBLE	11.509.710,67	0,06	PASIVO NO CORRIENTE		
EXIGIBLE	47.649.982,93	0,25	PASIVO A LARGO PLAZO	11.515.584,13	0,06
REALIZABLE	7.217.660,32	0,04	PASIVO DIFERIDO- OTROS PASIVOS	26.165.623,40	0,14
OTROS ACTIVOS CORRIENTES	24.855.455,16	0,13	TOTAL PASIVO NO CORRIENTE	37.681.207,53	0,20
TOTAL ACTIVO CORRIENTE	91.232.809,08	0,48	TOTAL PASIVO	128.864.664,00	0,67
ACTIVO NO CORRIENTE			PATRIMONIO		
ACTIVO FIJO DEPRECIABLE	163.131.817,80	0,85	CAPITAL SOCIAL	24.083.248,00	0,13
ACTIVO FIJO NO DEPRECIABLE	0,00	0,00	APORTES FUTURA CAPITALIZ.	286.909.794,72	1,50
DEPREC. ACUMULADA	-68.923.221,49	-0,36	PERDIDAS ACUMULADAS	-248.281.842,51	(1,30)
DIFERIDOS	6.243.127,10	0,03	PERDIDA EJERCICIO CORRIENTE	-734.418,76	(0,00)
TOTAL ACTIVO NO CORRIENTE	100.451.723,41	0,52	RESERVAS	843.087,04	0,00
			TOTAL PATRIMONIO	62.819.868,49	0,33

INGRESOS	US\$	%
POR VENTA DE ENERGÍA	87.013.025,59	1,00
COSTO DE ENERGÍA	76.331.950,48	0,88
MARGEN BRUTO	10.681.075,11	0,12
COSTOS DE OPERACIÓN	25.728.102,08	0,30
MARGEN DE OPERACIÓN	(15.047.026,97)	(0,17)
GASTOS FINANCIEROS	864.458,74	0,01
MARGEN DE OPERACIÓN NETO	11.654.869,31	0,13
OTROS INGRESOS	35.860.645,77	0,41
OTROS EGRESOS	11.654.869,31	0,13
DEPRECIACION	9.028.709,51	0,10
UTILIDAD/PERDIDA NETA	734.418,76	0,00

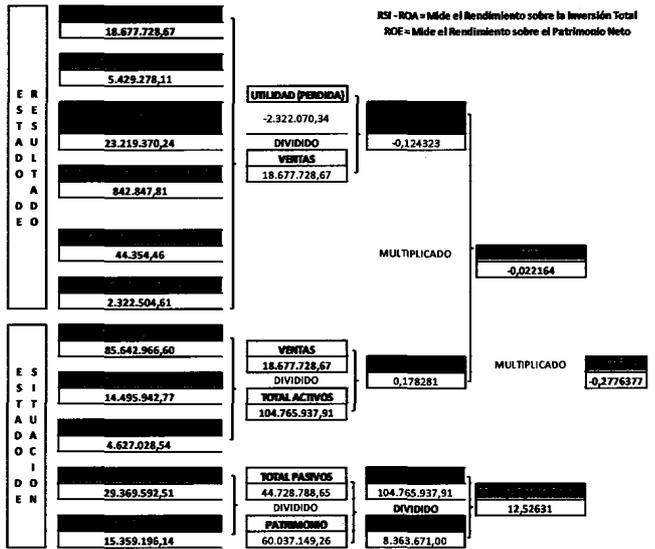


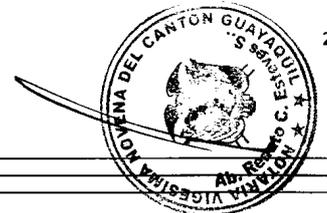


ENEL - CORPORACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.
 MODELO DUPONT - ANALISIS DE LA RENTABILIDAD - A 31 DE DICIEMBRE DEL 2010 - LOS RIOS

ACTIVOS	US\$	%	PASIVOS Y PATRIMONIO	US\$	%
COMINENTE			PASIVO CORRIENTE	29.369.592,51	0,28
DISPONIBLE	1.696.343,00	0,02	PASIVO NO CORRIENTE		
EDGIBLE	74.878.791,25	0,71	PASIVO A LARGO PLAZO	4.255.123,74	0,04
REALIZABLE	3.368.221,11	0,03	PASIVO DIFERIDO - OTROS PASIVOS	11.104.072,40	0,11
OTROS ACTIVOS CORRIENTES	5.699.611,24	0,05	TOTAL PASIVO NO CORRIENTE	18.300.196,34	0,15
TOTAL ACTIVO CORRIENTE	85.641.966,60	0,82	TOTAL PASIVO	44.728.788,65	0,43
ACTIVO NO CORRIENTE			PATRIMONIO		
ACTIVO FIJO DEPRECIABLE	28.593.387,06	0,27	CAPITAL SOCIAL	8.363.671,00	0,08
ACTIVO FIJO NO DEPRECIABLE	126,41	0,00	APORTES FUTURA CAPITALIZ.	101.394.422,41	0,97
DEPREC. ACUMULADA	-14.097.570,70	-0,13	PERDIDAS ACUMULADAS	-56.220.377,68	(0,54)
DIFERIDOS	4.627.028,54	0,04			
TOTAL ACTIVO NO CORRIENTE	19.122.971,31	0,18	PERDIDA EJERCICIO CORRIENTE	-2.322.070,34	(0,02)
			RESERVAS	8.821.503,87	0,08
			TOTAL PATRIMONIO	60.037.149,26	0,57

INGRESOS	US\$	%
POR VENTA DE ENERGÍA	18.677.728,67	1,00
COSTO DE ENERGÍA	17.355.773,65	0,93
MARGEN BRUTO	1.321.955,02	0,07
COSTOS DE OPERACIÓN	5.863.596,59	0,31
MARGEN DE OPERACIÓN	(4.541.641,57)	(0,24)
GASTOS FINANCIEROS	44.354,46	0,00
OTROS INGRESOS	5.429.278,11	0,29
OTROS EGRESOS	842.847,81	0,05
DEPRECIACIÓN	2.322.504,61	0,12
UTILIDAD PERDIDA META	-2.322.070,34	(0,12)

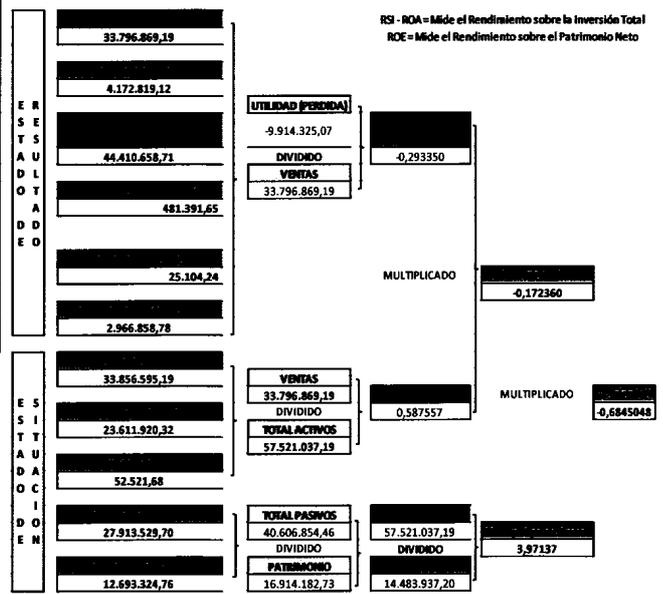




CNEL - CORPORACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.
 MODELO DUPONT - ANALISIS DE LA RENTABILIDAD - A 31 DE DICIEMBRE DEL 2010 - MILAGRO

ACTIVOS	US\$	%	PASIVOS Y PATRIMONIO	US\$	%
CORRIENTE			PASIVO CORRIENTE	27.913.529,70	0,49
DISPONIBLE	3.207.815,98	0,06	PASIVO NO CORRIENTE		
EXIGIBLE	25.300.469,45	0,44	PASIVO A LARGO PLAZO	1.420.857,68	0,02
REALIZABLE	2.259.708,90	0,04	PASIVO DIFERIDO - OTROS PASIVOS	11.272.467,08	0,20
OTROS ACTIVOS CORRIENTES	3.088.600,86	0,05	TOTAL PASIVO NO CORRIENTE	12.693.324,76	0,22
TOTAL ACTIVO CORRIENTE	33.854.595,19	0,59	TOTAL PASIVO	40.606.854,46	0,71
ACTIVO NO CORRIENTE			PATRIMONIO		
ACTIVO FIJO DEPRECIABLE	69.941.640,63	1,22	CAPITAL SOCIAL	14.483.937,20	0,25
ACTIVO FIJO NO DEPRECIABLE	0,00	0,00	APORTES FUTURA CAPITALIZ.	82.956.454,11	1,44
DEPRECIAC. ACUMULADA.	-46.329.720,31	-0,81	PERDIDAS ACUMULADAS	-73.979.092,74	(1,29)
DIFERIDOS	52.521,68	0,00	PERDIDA EJERCICIO CORRIENTE	-9.914.325,07	(0,17)
TOTAL ACTIVO NO CORRIENTE	23.664.442,00	0,41	RESERVAS	3.367.209,23	0,06
			TOTAL PATRIMONIO	16.914.182,73	0,29

INGRESOS	US\$	%
POR VENTA DE ENERGÍA	33.796.869,19	1,00
COSTO DE ENERGÍA	31.702.467,93	0,94
MARGEN BRUTO	2.094.401,26	0,06
COSTOS DE OPERACIÓN	12.708.190,78	0,38
MARGEN DE OPERACIÓN	(10.613.789,52)	(0,31)
GASTOS FINANCIEROS	25.104,24	0,00
OTROS INGRESOS	4.172.819,12	0,12
OTROS EGRESOS	481.391,65	0,01
DEPRECIACION	2.966.858,78	0,09
UTILIDAD/PERDIDA NETA	-9.914.325,07	(0,29)





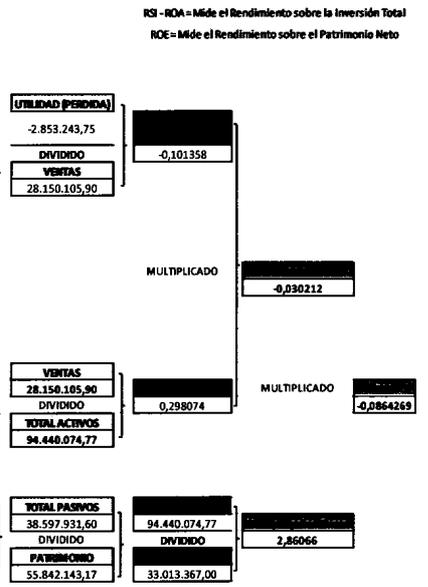
CNEL - CORPORACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.
 MODELO DUPOINT - ANALISIS DE LA RENTABILIDAD - A 31 DE DICIEMBRE DEL 2010 - SANTA ELENA

ACTIVOS	US\$	%	PASIVOS Y PATRIMONIO	US\$	%
CONCORRIENTE			PASIVO CORRIENTE	24.298.189,83	0,26
DISPONIBLE	6.548.997,08	0,07	PASIVO NO CORRIENTE		
EXIGIBLE	32.673.523,16	0,35	PASIVO A LARGO PLAZO	3.304.654,54	0,03
REALIZABLE	7.116.096,02	0,08	PASIVO DIFERIDO - OTROS PASIVOS	10.995.087,23	0,12
OTROS ACTIVOS CORRIENTES	1.743.846,82	0,02	TOTAL PASIVO NO CORRIENTE	14.299.741,77	0,15
TOTAL ACTIVO CORRIENTE	48.082.463,08	0,51	TOTAL PASIVO	38.597.931,60	0,41
ACTIVO NO CORRIENTE			PATRIMONIO		
ACTIVO FIJO DEPRECIABLE	95.036.572,48	1,01	CAPITAL SOCIAL	33.013.367,00	0,35
ACTIVO FIJO NO DEPRECIABLE	27.442.947,97	0,29	APORTES FUTURA CAPITALIZ.	71.436.559,38	0,76
DEPREC. ACUMULADA	-77.697.370,02	-0,82	PERDIDAS ACUMULADAS	-46.702.984,27	(0,49)
DIFERIDOS	1.575.461,26	0,02	PERDIDA EJERCICIO CORRIENTE	-2.853.243,75	(0,03)
TOTAL ACTIVO NO CORRIENTE	46.357.611,69	0,49	RESERVAS	948.444,81	0,01
			TOTAL PATRIMONIO	55.842.143,17	0,59

INGRESOS	US\$	%
POR VENTA DE ENERGÍA	28.150.105,90	1,00
COSTO DE ENERGÍA	22.364.023,60	0,79
MARGEN BRUTO	5.786.082,30	0,21
COSTOS DE OPERACIÓN	10.382.372,35	0,37
MARGEN DE OPERACIÓN	14.596.290,05	0,52
GASTOS FINANCIEROS	69.715,12	0,00
OTROS INGRESOS	5.690.950,50	0,20
OTROS EGRESOS	1.667.906,16	0,06
DEPRECIACION	2.210.281,92	0,08
UTILIDAD/PERDIDA NETA	(2.853.243,75)	(0,10)

ESTADO	28.150.105,90
DIFERIDO	5.690.950,50
RESERVAS	32.746.395,95
UTILIDAD	1.667.906,16
PERDIDA	69.715,12
OTROS	2.210.281,92

ESTADO	48.082.463,08
DIFERIDO	44.782.150,43
RESERVAS	1.575.461,26
PERDIDA	24.298.189,83
OTROS	14.299.741,77

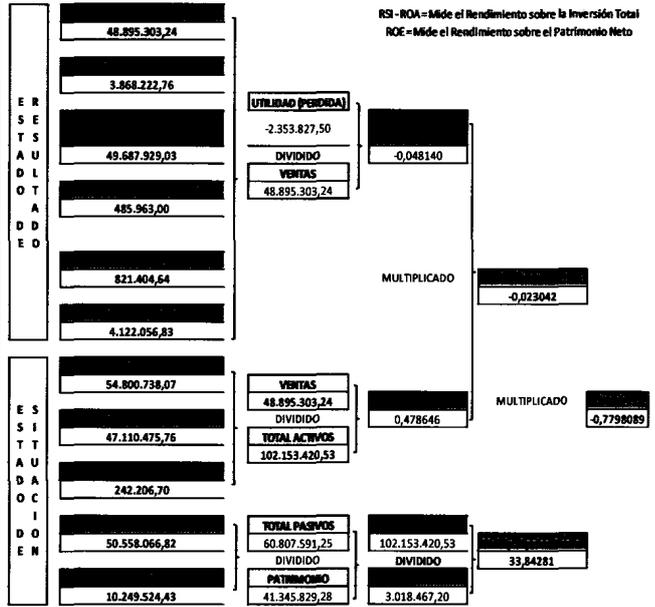




CNEL - CORPORACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.
 MODELO DUPONT - ANALISIS DE LA RENTABILIDAD - A 31 DE DICIEMBRE DEL 2010 - EL ORO

ACTIVOS	US\$	%	PASIVOS Y PATRIMONIO	US\$	%
CORRIENTE			PASIVO CORRIENTE	50.558.066,82	0,49
DISPONIBLE	3.449.806,08	0,03	PASIVO NO CORRIENTE		
EDGIBLE	33.469.618,49	0,33	PASIVO A LARGO PLAZO	965.503,10	0,01
REALIZABLE	11.855.725,63	0,12	PASIVO DIFERIDO - OTROS PASIVOS	9.284.021,33	0,09
OTROS ACTIVOS CORRIENTES	6.025.587,87	0,06	TOTAL PASIVO NO CORRIENTE	10.249.524,43	0,10
TOTAL ACTIVO CORRIENTE	54.800.738,07	0,54	TOTAL PASIVO	60.807.591,25	0,60
ACTIVO NO CORRIENTE			PATRIMONIO		
ACTIVO FIJO DEPRECIABLE	139.704.745,51	1,37	CAPITAL SOCIAL	3.018.467,20	0,03
ACTIVO FIJO NO DEPRECIABLE	5.579.862,88	0,05	APORTES FUTURA CAPITALIZ.	172.232.531,45	1,69
DEPREC. ACUMULADA	-98.174.132,63	-0,96	PERDIDAS ACUMULADAS	-132.924.427,26	(1,30)
DIFERIDOS	242.206,70	0,00	PERDIDA EJERCICIO CORRIENTE	-2.353.827,50	(0,02)
TOTAL ACTIVO NO CORRIENTE	47.352.682,46	0,46	RESERVAS	1.373.085,39	0,01
			TOTAL PATRIMONIO	41.345.829,28	0,40

INGRESOS	US\$	%
POR VENTA DE ENERGÍA	48.895.303,24	1,00
COSTO DE ENERGÍA	34.945.089,12	0,71
MARGEN BRUTO	13.950.214,12	0,29
COSTOS DE OPERACIÓN	14.742.839,91	0,30
MARGEN DE OPERACIÓN	(792.625,79)	(0,02)
GASTOS FINANCIEROS	821.404,64	0,02
OTROS INGRESOS	3.868.222,76	0,08
OTROS EGRESOS	485.963,00	0,01
DEPRECIACION	4.122.056,83	0,08
UTILIDAD/PERDIDA NETA	(2.353.827,50)	(0,05)





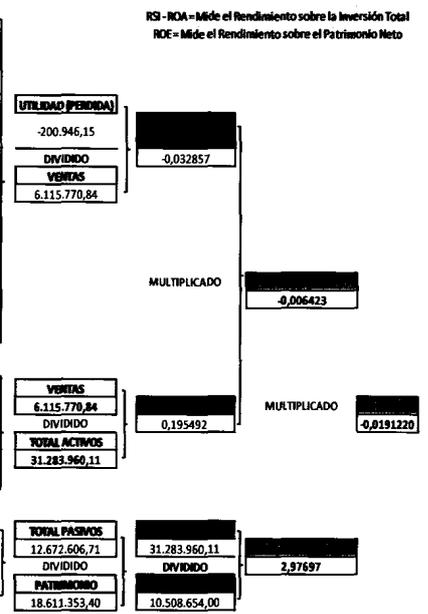
CNEL - CORPORACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.
 MODELO DUPONT - ANALISIS DE LA RENTABILIDAD - A 31 DE DICIEMBRE DEL 2010 - BOLIVAR

ACTIVOS	US\$	%	PASIVOS Y PATRIMONIO	US\$	%
COMINENTE			PASIVO COMINENTE	8.237.762,73	0,26
DISPONIBLE	1.477.544,81	0,05	PASIVO NO COMINENTE		
EDGIBLE	8.090.341,13	0,26	PASIVO A LARGO PLAZO	0,00	-
REALIZABLE	2.539.326,19	0,08	PASIVO DIFERIDO - OTROS PASIVOS	4.434.843,98	0,14
OTROS ACTIVOS CORRIENTES	373.274,84	0,01	TOTAL PASIVO NO COMINENTE	4.434.843,98	0,14
TOTAL ACTIVO COMINENTE	12.480.486,97	0,40	TOTAL PASIVO	12.672.606,71	0,41
ACTIVO NO COMINENTE			PATRIMONIO		
ACTIVO FIJO DEPRECIABLE	49.388.500,65	1,58	CAPITAL SOCIAL	10.508.654,00	0,34
ACTIVO FIJO NO DEPRECIABLE	0,00	0,00	APORTES FUTURA CAPITALIZ.	10.979.287,84	0,35
DEPREC. ACUMULADA.	-33.797.894,01	-1,08	PERDIDAS ACUMULADAS	-4.813.450,72	(0,15)
DIFERIDOS	3.212.866,50	0,10			
TOTAL ACTIVO NO COMINENTE	18.083.473,14	0,60	PERDIDA EJERCICIO CORRIENTE	-200.946,15	(0,01)
			RESERVAS	2.137.808,43	0,07
			TOTAL PATRIMONIO	18.611.353,40	0,59

INGRESOS	US\$	%
POR VENTA DE ENERGIA	6.115.770,84	1,00
COSTO DE ENERGIA	3.573.319,26	0,58
MARGEN BRUTO	2.542.451,58	0,42
COSTOS DE OPERACION	2.827.027,47	0,46
MARGEN DE OPERACION	(284.575,89)	(0,05)
GASTOS FINANCIEROS	20.214,33	0,00
OTROS INGRESOS	1.597.244,58	0,26
OTROS EGRESOS	251.681,22	0,04
DEPRECIACION	1.241.719,29	0,20
UTILIDAD/PERDIDA NETA	(200.946,15)	(0,03)

6.115.770,84
1.597.244,58
6.400.346,73
251.681,22
20.214,33
1.241.719,29

12.480.486,97
15.590.606,64
3.212.866,50
8.237.762,73
4.434.843,98

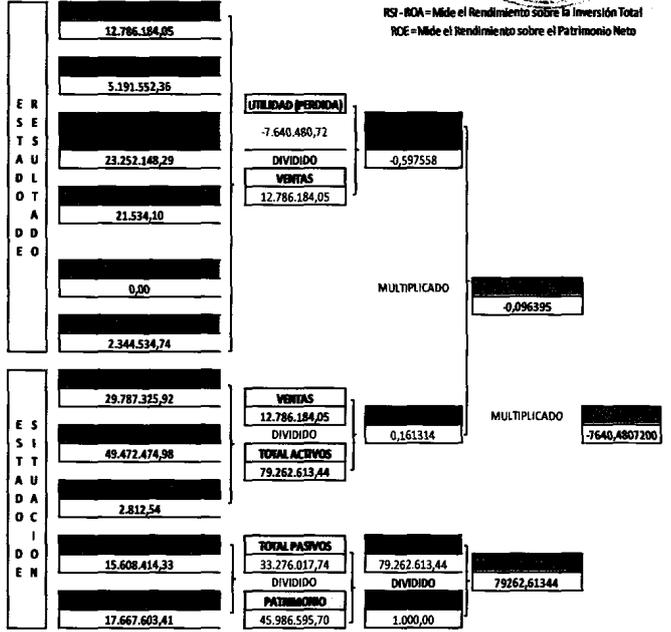




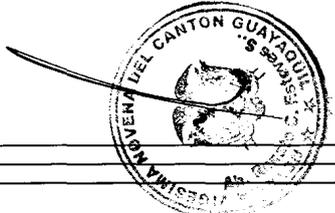
ENEL - CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.
 MODELO DUPONT - ANÁLISIS DE LA RENTABILIDAD - A 31 DE DICIEMBRE DEL 2010 - SUCUMBIOS

ACTIVOS	US\$	%	PASIVOS Y PATRIMONIO	US\$	%
CORRIENTE			PASIVO CORRIENTE	15.608.414,33	0,20
DISPONIBLE	1.375.056,77	0,02	PASIVO NO CORRIENTE		
DEBIBLE	15.378.578,54	0,19	PASIVO A LARGO PLAZO	16.807.259,93	0,21
REALIZABLE	2.179.751,05	0,03	PASIVO DIFERIDO - OTROS PASIVOS	860.343,48	0,01
OTROS ACTIVOS CORRIENTES	10.853.939,56	0,14	TOTAL PASIVO NO CORRIENTE	17.667.603,41	0,22
TOTAL ACTIVO CORRIENTE	29.787.325,92	0,38	TOTAL PASIVO	33.276.017,74	0,42
ACTIVO NO CORRIENTE			PATRIMONIO		
ACTIVO FIJO DEPRECIABLE	77.728.617,00	0,98	CAPITAL SOCIAL	1.000,00	0,00
ACTIVO FIJO NO DEPRECIABLE	0,00	0,00	APORTES FUTURA CAPITALIZ.	107.693.038,52	1,36
DEPREC. ACUMULADA.	-28.256.142,02	-0,36	PERDIDAS ACUMULADAS	-55.541.233,04	(0,70)
DIFERIDOS	2.812,54	0,00			
TOTAL ACTIVO NO CORRIENTE	49.475.287,52	0,62	PERDIDA EJERCICIO CORRIENTE	-7.640.480,72	(0,10)
			RESERVAS	1.474.270,94	0,02
			TOTAL PATRIMONIO	45.986.595,70	0,58

INGRESOS	US\$	%
POR VENTA DE ENERGÍA	12.786.184,05	1,00
COSTO DE ENERGÍA	13.169.253,38	1,03
MARGEN BRUTO	(383.069,33)	(0,03)
COSTOS DE OPERACIÓN	10.082.894,91	0,79
MARGEN DE OPERACIÓN	(10.465.964,24)	(0,82)
GASTOS FINANCIEROS		
PERDIDA EJERCICIO CORRIENTE	(7.640.480,72)	(0,60)
OTROS INGRESOS	5.191.552,36	0,41
OTROS EGRESOS	21.534,10	0,00
DEPRECIACION	2.344.534,74	0,18
UTILIDAD/PERDIDA NETA	(7.640.480,72)	(0,60)



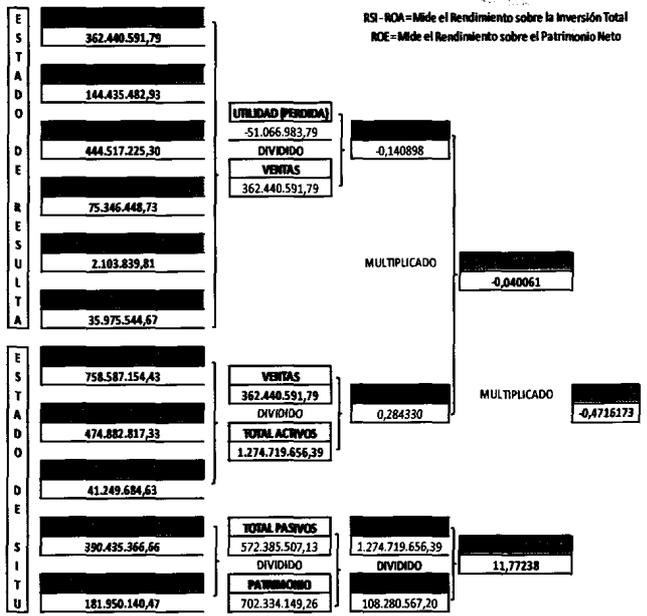
CONSOLIDADO 2010



CNEL - CORPORACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.
 MODELO DUPONT - ANALISIS DE LA RENTABILIDAD - A 31 DE DICIEMBRE DEL 2010 - CONSOLIDADO

ACTIVOS	US\$	%	PASIVOS Y PATRIMONIO	US\$	%
CORRIENTE			PASIVO CORRIENTE	390.435.366,66	0,31
DISPONIBLE	100.722.626,54	0,02	PASIVO NO CORRIENTE		
EXIGIBLE	517.306.219,34	0,41	PASIVO A LARGO PLAZO	62.053.574,47	0,05
REALIZABLE	57.374.796,26	0,05	PASIVO DIFERIDO-OTROS PASIVOS	219.896.566,00	0,09
OTROS ACTIVOS CORRIENTES	83.183.512,29	0,07	TOTAL PASIVO NO CORRIENTE	281.950.140,47	0,14
TOTAL ACTIVO CORRIENTE	758.587.154,43	0,60	TOTAL PASIVO	572.385.507,13	0,45
ACTIVO NO CORRIENTE			PATRIMONIO		
ACTIVO FIJO DEPRECIABLE	981.700.595,04	0,77	CAPITAL SOCIAL	108.280.567,20	0,08
ACTIVO FIJO NO DEPRECIABLE	34.037.235,94	0,03	APORTES FUTURA CAPITALIZ.	1.405.460.361,69	1,10
DEPREC. ACUMULADA.	-540.855.013,65	-0,42	PERDIDAS ACUMULADAS	-790.678.437,59	(0,62)
DIFERIDOS	41.249.684,63	0,03			
TOTAL ACTIVO NO CORRIENTE	516.132.501,96	0,40	PERDIDA EJERCICIO CORRIENTE	-51.066.983,79	(0,04)
			RESERVAS	30.338.641,75	0,02
			TOTAL PATRIMONIO	702.334.149,26	0,55

INGRESOS	US\$	%
INGRESOS		
POR VENTA DE ENERGÍA	362.440.591,79	1,00
COSTO DE ENERGÍA	316.803.190,61	0,87
MARGEN BRUTO	45.637.401,18	0,13
COSTOS DE OPERACIÓN	127.714.034,69	0,35
MARGEN DE OPERACIÓN	(82.076.633,51)	(0,23)
GASTOS FINANCIEROS	2.103.839,81	0,01
OTROS INGRESOS	144.435.482,93	0,40
OTROS EGRESOS	75.346.448,73	0,21
DEPRECIACION	35.975.544,67	0,10
UTILIDAD/PERDIDA NETA	(51.066.983,79)	(0,14)



AB RENATO ESTEVES SANUDO, Notario Suplente
Vigesimo Noveno del Cantón Guayaquil, Doy
Fe que las copias constantes de.....fojas
Útiles son iguales al documento que me fue exhibido.
Guayaquil, ~~3-1-AUG-2011~~ 200.....



Ab. Renato C. Estéves Sanudo
NOTARIO SUPLENTE
VIGESIMO NOVENO
DEL CANTON GUAYAQUIL

