



## **INFORME ADMINISTRATIVO DEL GERENTE DE LA EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A., CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO ECONÓMICO DEL 2013**

### **I. INTRODUCCION**

En cumplimiento a las disposiciones de la Ley de Compañías en sus artículos 263 (numeral 4) y 289, así como en el artículo 21 (literal II) de los Estatutos Sociales, me permito someter a consideración de los máximos Organismos de la EERSA, el presente informe que resume la gestión cumplida por la Empresa Eléctrica Riobamba S.A., durante el ejercicio económico del 2013.

Los resultados de la gestión se reflejan en los índices y Estados Financieros que conjuntamente con este informe estamos presentado, así como en los comentarios, observaciones y recomendaciones que constan en los informes de los señores Comisarios y Auditores Externos, aspiramos que el análisis de estos documentos permita a los señores miembros de la Junta de Accionistas y Directorio contar con suficientes elementos de juicio para evaluar la gestión e impartir las orientaciones, políticas y directrices más adecuadas para continuar mejorando la eficiencia de la Institución.

El contenido del informe se sustenta en los documentos presentados por cada una de las Direcciones de la Empresa; así como en las acciones propias de la Gerencia. El Informe se ha estructurado bajo el esquema referencial que ha venido manteniendo durante los últimos años de conformidad con lo establecido por la Ley de Compañías.

### **II. ANTECEDENTES**

El año 2013, se caracterizó por aspectos importantes dentro de los ámbitos técnico y económico - financiero de la empresa.

Se continua como política Institucional dentro del aspecto técnico, cumplir con los programas y proyectos planteados a través del Plan de Reducción de pérdidas PLANREP, Plan de Mejoramiento de la Distribución PMD, programas FERUM que se han emprendido, apoyado por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable y. Adicionalmente se ha cumplido con los lineamientos establecidos en el proyecto SIGDE ( Sistema Integral para la Gestión de la Distribución Eléctrica).

Adicionalmente se han ejecutado proyectos financiado con recursos propios, enfocados al mejoramiento de la calidad del servicio así como soporte para garantizar el crecimiento de la demanda en la Provincia. En Distribución se han ejecutado proyectos a nivel de usuario final que han sido financiados por los Accionistas mediante aportes de futura Capitalización así como de utilidades generadas en años anteriores.



En los aspectos económico - financiero, la empresa ha tenido pérdidas en el ejercicio siendo uno de los factores más importantes el costo de la energía en el Mercado Eléctrico Mayorista como se analizara en el informe.

En general dentro del aspecto administrativo laboral se han mantenido las relaciones obrero patronales, dentro de términos adecuados que han permitido el desarrollo normal de la Empresa que se reflejan en el desarrollo sostenido empresarial.

Se han ejecutado procesos de contratación pública a través del SERCOP, mediante los diferentes procedimientos, que en su totalidad están en el orden de los siete millones y medio de dólares en el que se incluyen adquisiciones para operación e inversiones, de las cuales el financiamiento se concreto alrededor de un millón ochocientos mil con recursos del estado para inversiones y la diferencia con recursos propios para completar las inversiones y la operación.

### **III. ASPECTOS GENERALES**

#### **3.1. Conformación Legal de la Empresa**

##### **3.1.1. Fecha**

La Empresa Eléctrica Riobamba S.A., se constituyó el 3 de Abril de 1963 ante el Notario Público Dr. Jorge Washington Lara, e inscrita en el Registro Mercantil con el No. 5, el 6 de mayo de 1963.

Es importante informar a los señores Accionistas y Miembros del Directorio de la Empresa que al concluir la vida Institucional de la Empresa el 06 de mayo del 2013, la Junta celebrada el 31 de marzo del 2014 autorizo y aprobó el Aumento de Capital y Reforma de Estatutos.

##### **3.1.2. Objeto Social**

El Objeto es la Generación, Transmisión y Distribución de energía eléctrica, en la circunscripción territorial de la Provincia de Chimborazo, de conformidad con el certificado de Concesión otorgado por el CONELEC, aprovechando para este fin los recursos hidráulicos del Río Alao y Río Blanco, o de cualquier otra fuente potencial de energía eléctrica, para lo cual podrá celebrar todo acto Civil y Mercantil permitido por las leyes.

##### **3.1.3. Accionistas**

Intervienen como Accionistas fundadores las siguientes Instituciones:

- Ilustre Municipalidad de Riobamba



- Instituto Ecuatoriano de Electrificación
- Honorable Junta Central de Asistencia Social de Quito.

### **3.1.4. Fecha de la última Reforma Estatutaria y Aumento de Capital Social.**

- La última Reforma de Capital Social y Reforma de Estatutos fue realizada el 27 de diciembre del 2012; ante el Notario Dr. Jacinto Mera Vela e inscrita en el Registro Mercantil el 22 de abril del 2013. Se encuentra en trámite el aumento de Capital que corresponde a las utilidades generadas en el 2012, una vez que fue aprobada por la Junta General de Accionistas mediante resolución 01-JUA-2014 del 31 de marzo del 2014.

### **3.1.5. Área de Servicio**

El Área de Concesión del servicio de energía se encuentra determinado en el Contrato de Concesión firmado con el CONELEC, conforme lo determina la Ley.

## **3.2. Integración Actual de los Organismos Superiores de la Compañía**

### **3.2.1 Junta General de Accionistas**

Este organismo está representado por las Instituciones Accionistas que a continuación se describen

- Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.
- Gobierno Autónomo Descentralizado Provincial de Chimborazo.
- Gobierno Autónomo Descentralizado Municipal de Riobamba.
- Gobierno Autónomo Descentralizado Municipal de Guano.
- Gobierno Autónomo Descentralizado Municipal de Colta.
- Gobierno Autónomo Descentralizado Municipal de Guamote.
- Gobierno Autónomo Descentralizado Municipal de Alausí.
- Gobierno Autónomo Descentralizado Municipal de Chunchi.
- Gobierno Autónomo Descentralizado Municipal de Penipe.
- Gobierno Autónomo Descentralizado Municipal de Chambo.
- Gobierno Autónomo Descentralizado Municipal de Pallatanga.



### 3.2.2 Directorio

CARGO/REPRESENTACION	NOMBRE	FECHA NOMBRAMIENTO	OBSERVACIONES	PERIODO
PRESIDENTE/GOBIERNO AUTÓNOMO DESCEN. PROV. CHIMBORAZO	Abogado. Mariano Curicama G.	28-sep-09	Continua	2 años
GERENTE (e)	Ing. Joe Rualos Parraño	10-mar-06	Continua	
COMISARIO	Ing. Marcelo Noboa (P)	11-dic-06	Continua	
COMISARIO	Dr. Iván Iglesias (P)	09-nov-07	Continua	
AUDITORIA EXTERNA EJERCICIO ECONOMICO 2013	LCDA. WILMA MONTALUISA VIVAS	11-feb-14		
<b>MIEMBROS DIRECTORIO</b>				
MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE	Dr. Tomás Alvear Peña (P)	14-abr-11	Continua	2 años
MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE	Ing. Tito Torres Sarmiento (P)	14-abr-11	Continua	2 años
MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE	Ing. Jorge Vergara Riofrío (P)	14-abr-11	Continua	2 años
MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE	Ing. Luis Castelo León (S)	14-abr-11	Continua	2 años
MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE	Ing. Ramiro Díaz Castro (S)	14-abr-11	Continua	2 años
MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE	Ing. Johanna Veintimilla Aguilar (S)	14-abr-11	Continua	2 años
GOBIERNO AUTÓNOMO DESCENTRALIZADO MUNICIPAL DE RIOBAMBA	Dr. Rodrigo Abarca (P)	14-oct-11	Continua	2 años
GOBIERNO AUTÓNOMO DESCENTRALIZADO MUNICIPAL DE RIOBAMBA	Ing. Erika Salazar (P)	14-oct-11	Continua	2 años
GOBIERNO AUTÓNOMO DESCENTRALIZADO MUNICIPAL DE RIOBAMBA	Ing. Marco Portanza (S)	14-oct-11	Continua	2 años
GOBIERNO AUTÓNOMO DESCENTRALIZADO MUNICIPAL DE RIOBAMBA	Sr. Carlos Oleas (S)	14-oct-11	Continua	2 años
GOBIERNO AUTÓNOMO DESCENTRALIZADO DE LA PROV. DE CHIMBORAZO	Abgo. Mariano Curicama G (P)	28-sep-09	continua	
H. CONSEJO PROVINCIAL	Dra. Patricia Herrera C. (S)	28-sep-09	continua	
GOBIERNOS AUTÓNOMOS DESCENTRALIZADOS DE LOS CANTONES DE GUAMOTE, CHUNCHI, PALLATANGA, ALAUSI, COLTA, GUANO, PENIPE Y CHAMBO	Sr. Eduardo Moreno (P)	18-may-12		17-jul-13
	Sr. Mentor Cruz Paguay (S)	18-may-12		17-jul-13
	Ing. Fausto Chunata (P)	17-jul-13		1 año
	Tigo. Luis Guanga Once (S)	17-jul-13		1 año
REPRESENTACIÓN LABORAL	Ing. Jorge Narvaez Ortega (P)	31-may-10		17-jul-13
REPRESENTACIÓN LABORAL	Sr. Juan Carlos Gavidia (S)	31-may-10		17-jul-13
REPRESENTACIÓN LABORAL	Tigo. Javier Zabala Angamarca (P)	17-jul-13	continua	
REPRESENTACIÓN LABORAL	Sr. Juan Ruiz Rodríguez (S)	17-jul-13	continua	

## IV. ASPECTOS ECONÓMICOS FINANCIEROS

### 4.1. Estructura del Capital Social y Análisis de la Variación

#### 4.1.1. Capital Suscrito y Pagado

El Capital suscrito y pagado es de USD. 20'260,117.00 a 31 de Diciembre de 2013 y su estructura es la siguiente:



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA  
EJERCICIO ECONOMICO 2013

CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO  
CAPITAL SOCIAL EN US DOLARES  
AL 31 de diciembre del 2013

ACCIONISTAS	SUSCRITO USD	PAGADO USD	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN ACCIONARIA
MEER	8.950.344	8.950.344	44,18%
GADM del Cantón Riobamba	2.276.157	2.276.157	11,23%
GAD Provincial de Chimborazo	4.614.598	4.614.598	22,78%
GADM del Cantón Guano	780.125	780.125	3,85%
GADM del Cantón Colta	449.017	449.017	2,22%
GADM del Cantón Guamote	1.055.413	1.055.413	5,21%
GADM del Cantón Alausí	601.748	601.748	2,97%
GADM del Cantón Chunchi	434.062	434.062	2,14%
GADM del Cantón Penipe	442.960	442.960	2,19%
GADM del Cantón Pallatanga	394.342	394.342	1,95%
GADM del Cantón Chambo	261.351	261.351	1,29%
TOTAL	20.260.117	20.260.117	100,00%

#### 4.1.2. Aportes para Futura capitalización

El 8 de diciembre del 2000, se legaliza la escritura pública en la Notaria Sexta del Cantón Riobamba del Dr. Jacinto Mera Vela, en la que se capitaliza los aportes para futura capitalización entregados por las Instituciones Accionistas, hasta el 31 de julio del 2000, consecuentemente, al 31 de diciembre del 2001, quedaron como saldos los valores recibidos por la Empresa en el período agosto del 2000-diciembre del 2001, la cantidad de USD 369,262.19. Durante el año 2002, las Instituciones Accionistas han entregado valores en calidad de aportes para futura capitalización para el financiamiento de obras de electrificación, y la distribución de dividendos la suma de USD 1'066,333.83, por lo que al 31 de diciembre del 2002 el saldo de aportes para futura capitalización es de USD 1'435,596.02; las Instituciones Accionistas durante el año 2003, han entregado valores en calidad de aportes para Futura Capitalización, para el financiamiento de obras de electrificación y la distribución de dividendos de las utilidades generadas en el ejercicio económico del 2002, los mismos que suman USD. 914,079.14, por lo que a diciembre del 2003, el saldo contable de esta cuenta suma USD. 2'349,475.16. De la misma forma en el año 2004, las Instituciones Accionistas entregaron valores en calidad de Aportes para Futura Capitalización por la suma de USD. 770,017.19; en el año 2005, las Instituciones Accionistas entregaron aportes para futura capitalización, el valor de USD. 1'662,401.31, en el año 2006 la Empresa recibió USD. 830,063.74, en el año 2007 USD. 235,005.09, en el año 2008 USD. 3'422,778.04 y finalmente en el año 2009 se recibió USD. 1'108,980.38, destinados a financiar obras de electrificación rural y alumbrado público, en cada uno de los cantones de la Provincia de Chimborazo, estos valores le corresponde, entre otros, al Municipio de Riobamba la cantidad de USD 3,529,97, al H. Consejo Provincial de Chimborazo USD. 433,338.97, al Municipio de Guano USD 2,641.94, al I. Municipalidad de Colta USD. 58,249,81, al I. Municipio de Guamote USD. 107,234.91, al Municipio de Alausí USD 32,042,57, al I. Municipio de Chunchi USD. 44,441.27, I. Municipalidad de Penipe USD. 41,596.23, al I. Municipio de Pallatanga 49,345.65, al I. Municipio de Chambo 1,887.13, al Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, USD. 8'137,230.80, por lo que el saldo de esta cuenta al 31 de diciembre de 2009 es de USD. 12'192,282.87.

Durante el año 2010 el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable realizó aportes por un valor de USD 1,605,650.00 y en aplicación a la resolución No. 14-JUA-2010 del 19 de abril del 2010, se registró el asiento de diario mediante el cual



se descontó USD 5,541,265.26 de los Aportes de dicho Ministerio, valor resultante de la aplicación del Mandato Constituyente No. 15, luego de la cancelación de las deudas de los agentes del MEM. Con estos movimientos en el auxiliar del MEER, su saldo quedó en USD 4,201,615.54.

En el 2010 el Gobierno Autónomo Descentralizado del Cantón Alausí realizó un aporte de USD 115,821.37 para financiar obras de distribución en su jurisdicción.

Durante el año 2011 se registraron los siguientes aportes para futura capitalización de parte de los Accionistas:

GADM DE ALAUSÍ	USD.	8,611.77
MINISTERIO DE ELEC. Y ENERG. RENOVABLE	"	<u>1'469,448.00</u>
TOTAL	"	1'478,059.77

En el año 2012 se entregaron recursos como aportes para futura capitalización de la siguiente manera:

GADM DE CHUNCHI	USD.	6,006.88
MINISTERIO DE ELEC. Y ENERG. RENOVABLE	"	<u>3'684,151.01</u>
TOTAL	"	3'690,157.89

Durante el año 2013 la EERSA recibió en calidad de aportes para futura capitalización los siguientes valores:

GADM DE COLTA	USD.	7,707.41
GADM DE ALAUSI	"	85,174.16
MINISTERIO DE ELEC. Y ENERG. RENOVABLE	"	<u>2'191,796.45</u>
TOTAL	"	2'846,678.02

**APORTES PARA FUTURA CAPITALIZACION AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2013  
EN US DOLARES**

ENTIDADES	SALDO DE APORTES FUTURA	SALDO DE APORTES FUTURA	APORTES FUTURA CAP. ENTREGADO DURANTE EL AÑO 2013	% DE PARTICIPACION
	AL 31-12-12	AL 31-12-13		
GAD M de Riobamba	1.159.630,52	1.159.630,52	0,00	7,33
GAD P de Chimborazo	795.704,61	795.704,61	0,00	5,03
GAD M de Guano	557.717,60	557.717,60	0,00	3,52
GAD M de Colta	178.298,38	186.005,79	7.707,41	1,18
GAD M de Guamote	189.002,63	189.002,63	0,00	1,19
GAD M de Alausí	745.470,47	830.644,63	85.174,16	5,25
GAD M de Chunchi	174.076,25	174.076,25	0,00	1,10
GAD M de Penipe	63.139,33	63.139,33	0,00	0,40
GAD M de Pallatanga	95.454,57	95.454,57	0,00	0,60
GAD M de Chambo	172.836,90	172.836,90	0,00	1,09
GAD M de Cumandá	52.915,20	52.915,20	0,00	0,33
MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y EN.	9.355.214,55	11.547.011,00	2.191.796,45	72,97
<b>SUMAN</b>	<b>13.539.461,01</b>	<b>16.824.139,03</b>	<b>2.284.878,02</b>	<b>100,00</b>

**4.2. Resultados Económicos del Período.**

Con la finalidad que se tenga una visión global de los resultados del ejercicio económico del año 2013, a continuación se presenta un resumen del Estado de Pérdidas y Ganancias:

Los resultados del ejercicio económico del año 2012, arrojan un déficit fundamentalmente por pérdida en operación de USD. 6'604,262.61.

En cuanto a resultados ajenos a la operación, se obtiene utilidad que disminuye la pérdida total, pero que no logra eliminarla.



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA  
EJERCICIO ECONOMICO 2013

De igual forma se presenta un resumen de su estructura patrimonial, representada en los resultados del balance de situación:

CUENTA ACTIVO	USD	% FRENTE AL TOTAL
Activo Corriente y Acumulado	26.201.144,50	23,41
Activo Fijo	75.121.763,66	67,11
Otro Activo no corriente	10.621.708,57	9,49
<b>Total Activo</b>	<b>111.944.616,73</b>	<b>100,00</b>

CUENTA PASIVO	USD	% FRENTE AL TOTAL
Corriente y Acumulado	-9.774.958,19	8,73
Obligaciones a Largo Plazo	-15.499.166,56	13,85
Otro Pasivo no corriente		0,00
Patrimonio	-86.670.491,98	77,42
<b>Total Pasivo y Patrimonio</b>	<b>-111.944.616,73</b>	<b>100,00</b>

Para analizar los resultados económicos financieros alcanzados por la Compañía en el ejercicio económico del año 2013, debe observarse algunos aspectos y situaciones que incidieron directamente en los resultados y que deben merecer la atención de la Administración para en lo posible a futuro tomar decisiones que permitan sostener en el tiempo resultados positivos:

El requerimiento de energía del sistema, valores de compra y precios promedios de compra se resumen en el siguiente cuadro:

	2012	2013
ENERGIA REQUERIDA (kWh)	306'916.000,00	329'600.000,00
COSTO CENTAVOS USD/KWH	4,72	5,3
VALOR COMPRA DE ENERGÍA	14'475.514,34	17'461.543,87
<b>INCREMENTO EN EL COSTO DEL KWH</b>		<b>0,58</b>

Como se puede observar la Empresa aumentó los niveles de consumo en el 2013 con relación al 2012, **el costo unitario es mayor en USD 0,58** con relación al 2012, factor este que se presenta como una de las mas importantes en la generación de resultados negativos de la Empresa.

En el informe actuarial preparado para la EERSA, y elaborado en base a principios y normas actuariales generalmente aceptadas, las NIIF'S, a la normativa legal y reglamentaria del Código del Trabajo y al Contrato Colectivo, se determina el valor que debe ser cargado al gasto como apropiación contable por concepto de provisión para jubilación patronal en el ejercicio económico del año 2013, el mismo que alcanza a la cantidad de USD. 2'910,240.20, aproximadamente el doble que en el año 2012, convirtiéndose en un factor adicional que incidió en los resultados negativos del periodo 2013.

La regulación contable determinó que el gasto de depreciación del año 2013, sea de USD 3'972,551.20, el mismo que guarda concordancia con el volumen de activos y los años transcurridos de su vida útil. En este aspecto se debe destacar el hecho de que los resultados se obtuvieron del sistema de activos implementado en el 2011, teniéndose que la Empresa cuenta con un control completo sobre sus activos a través de un sistema informático.



Por el lado de los ingresos, los que corresponden por venta de energía a usuario final ha aumentado en un 10,73%, por incremento de venta de energía, mas no por el precio, la venta de energía en el mercado eléctrico mayorista de la generación propia tuvo un decremento del 30,75%, sin embargo el rubro total de venta de energía aumentó con relación al año 2012, en el 6,42% correspondiente a la cantidad de USD 1'727,572.30.

Un aspecto importante a destacarse es el hecho de que la Empresa durante el año 2013 ha tratado de mantener al día sus obligaciones con las generadoras, y demás entes del Mercado Eléctrico Mayorista, los altos costos de la energía, la falta de pago del déficit tarifario por parte del Estado y los desfases en el reconocimiento de costos por parte del CONELEC, ha obligado a pagar parcialmente en abril 2013 y desde septiembre del 2013. En cuanto al pago de obligaciones con sus proveedores, trabajadores, impuestos, retenciones a favor de terceros, no ha existido problemas en los pagos, la Empresa se encuentra al día.

Con respecto a los pasivos corrientes del año 2012 de USD 7'985,653.89 pasan a USD 9'755,758.19 en el 2013, es decir aumentó en un 22,17%. Su solvencia financiera se mantiene alta al pasar del indicador de 4.58% en el año 2012 a 2,59% en el 2013.

Básicamente la incorporación de la línea de Subtransmisión Alao – Guamote, el programa de obras de electrificación rural, el mejoramiento tecnológico en diversas áreas, la adquisición de vehículos de trabajo y la ejecución de obras utilizando cable pre ensamblado entre otros, determinó que el valor del activo, sin disminuir la Depreciación, se encuentre en nivel actual, pasando de USD 60.915,654.01 en el 2006; USD 61'682,412.74 en el 2007, a USD 63'475.815,01 en el 2008, a 67'710,275.54 en el año 2009, 71'017.701.64 en el 2010, 71'437.422,27 en el 2011, 81'853.357,17 en el 2012; y, 94'419,592.37 en el 2013, por lo que su participación porcentual frente al total de activos varia de la siguiente manera, 71.15% en el 2007, 70.10% en el 2008, 69,17% en el 2009, 67,9% en el 2010, 66.42% en el 2011, 72,28% en el 2012 y 84,33% en el 2013.

Estos hechos modificaron la estructura financiera de la Compañía manteniéndose en buen nivel su posición financiera y patrimonial; así como su capacidad de financiamiento, ya que su patrimonio pasa de USD 67'487,948.92 en el año 2006 a USD 73'498,519.30 en el 2007, a USD 75'803,843.25 en el 2008, a 76'854,160.03 en el 2009, a 82,440,866.70 en el 2010, a 83'405,004.21 en el 2011, a 89'798.381,18 en el 2012 y a 86'920,071.56 en el 2013, notándose su descenso debido a la pérdida del ejercicio y en cuanto a su participación porcentual frente al total de activos fue del 84,78% en el año 2007 pasando a 83,72% en el año 2008, a 78,51% en el año 2009, a 78.82% en el 2010 a 78.32% en el 2011, a 79,30% en el 2012 y a 77,63% en el 2013, observándose que se mantienen casi igual.

#### **4.2.1 Análisis Comparativo entre los Resultados Presupuestados en Reforma y los obtenidos en el Período.**

De acuerdo con la información de los Estados Financieros y Liquidación presupuestaria que se presentan para la aprobación del ejercicio económico del año 2013, el resumen tanto de los ingresos como de los gastos de operación, así como de los ingresos y gastos ajenos a la operación, sus resultados y sus variaciones son las siguientes:



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA  
EJERCICIO ECONOMICO 2013

CONCEPTOS	PRESUPUESTO* (EN USD.\$.)	BALANCE (EN USD.\$)	VARIACION	
			EN VALORES ABSOLUTOS	EN %
<b>INGRESOS DE OPERACIÓN</b>				
- Ventas de energía	30,432,974.11	28,933,803.49	1,499,170.62	-4.93
- Otros	845,090.78	1,130,318.87	-285,228.09	33.75
<b>TOTAL</b>	<b>31,278,064.89</b>	<b>30,064,122.36</b>	<b>1,213,942.53</b>	<b>-3.88</b>
<b>GASTOS DE OPERACIÓN</b>				
- Directos	30,985,234.69	32,679,976.15	-1,694,741.46	-5.47
- Depreciación	4,611,361.00	3,972,551.20	638,809.80	13.85
<b>TOTAL</b>	<b>35,596,595.69</b>	<b>36,652,527.35</b>	<b>-1,055,931.66</b>	<b>-2.97</b>
<b>RESULTADOS DE OPERACIÓN</b>	<b>-4,318,530.80</b>	<b>-6,588,404.99</b>	<b>2,269,874.19</b>	<b>-52.56</b>
<b>INGRESOS AJENOS A LA OPERACIÓN</b>	<b>4,800,000.00</b>	<b>1,178,943.94</b>	<b>3,621,056.06</b>	<b>75.44</b>
<b>GASTOS AJENOS A LA OPERACIÓN</b>	<b>45,000.00</b>	<b>85,820.72</b>	<b>-40,820.72</b>	<b>-90.71</b>
<b>RESULTADOS AJENOS A LA OPERACIÓN</b>	<b>4,755,000.00</b>	<b>1,093,123.22</b>	<b>3,661,876.78</b>	<b>77.01</b>
<b>RESULTADOS TOTALES</b>	<b>436,469.20</b>	<b>-5,495,281.77</b>	<b>5,931,750.97</b>	<b>1,359.03</b>

\* Valor que consta en la Reforma Presupuestaria 2013

Como se puede observar el comportamiento de los ingresos de operación presupuestados en la reforma con los ingresos de operación del estado de resultados, tiene una diferencia absoluta del -3,88%, que corresponde al valor de USD 1'213,942.53, las diferencias se producen: En la venta de energía hay una diferencia del -4,93% lo cual habla de que en este aspecto no se cumplieron las expectativas de la Empresa; en otros ingresos operacionales la diferencia es de USD 285,228.09 en mas.

En conjunto los ingresos operacionales han sido sobrestimados, dado que los resultados han sido inferiores a las estimaciones

En cuanto a los gastos de operación estos arrojan una diferencia en más del 2,97%, entre lo presupuestado y los gastos del Estado de Pérdidas y Ganancias, correspondiente a USD 1'055,931.66, la diferencia está en el valor de los gastos directos de operación, el mismo que alcanza a la cantidad de 1'694,741.4, esto se debe fundamentalmente al incremento en la provisión por jubilación patronal, en aplicación de la resolución No. 17-GER-13 del 10 de abril del 2013 adoptada por el Directorio de la Empresa.

En cuanto a los ingresos ajenos a la operación la variación es significativa, corresponde a USD 3'621,056.06, toda vez que la expectativa del reconocimiento del déficit tarifario no se cumplió, en los gastos ajenos a la operación la diferencia es de USD. 40,820.72 en valores absolutos no es relevante.

En resumen se puede manifestar que comparados los ingresos con los gastos operacionales, tanto del presupuesto reformado como del balance arrojan un déficit presupuestario de USD 4'318,530.80 y una pérdida operacional de USD.6'588,404.99, respectivamente, mientras los resultados ajenos a la operación presupuestado y de balance presentan un superávit de USD 4'755.000 y una utilidad de USD. 1'093,123.22 respectivamente, produciéndose como consecuencia resultados económicos para la estimación presupuestaria reformada de un superávit de USD 436,469.20, y para balance una pérdida de USD 5'495,281.77.

h



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA  
EJERCICIO ECONOMICO 2013

EMPRESA ELECTRICA RIOBAMBA S. A.  
ESTADO DE SITUACION FINANCIERA

NOMBRE DE LA CUENTA	AÑO 2011	% FRENTE AL TOTAL	AÑO 2012	% FRENTE AL TOTAL	AÑO 2013	% FRENTE AL TOTAL	VARIACION	% DE CRECIM.
<b>ACTIVO</b>								
Bancos	2,126,948.27	2.00	4,845,890.69	4.28	1,143,628.27	1.02	-3,702,262.42	-76.40
Inversiones temporales de caja	15,260,000.00	14.33	3,000,000.00	2.65		0.00	-3,000,000.00	-100.00
Fondos Rotativos	2,200.00	0.00	2,290.45	0.00	2,200.00	0.00	-90.45	-3.95
Fideicomiso	1,522,146.53		2,678,985.40	2.37	399,863.75	0.36	-2,279,121.65	-85.07
<b>DISPONIBLE</b>	<b>18,911,294.60</b>	<b>17.76</b>	<b>10,527,166.54</b>	<b>9.30</b>	<b>1,545,692.02</b>	<b>1.38</b>	<b>-8,981,474.62</b>	<b>-85.32</b>
Documentos por cobrar	36,349.50	0.03	25,913.68	0.02	33,628.65	0.03	7,714.97	29.77
Cuentas por cobrar consumidores	6,134,504.58	5.76	6,366,068.30	5.62	7,199,663.12	6.43	833,594.82	13.09
Otras cuentas por cobrar a largo plazo	2,489,729.25	2.34	7,112,693.68	6.28	4,118,289.91	3.68	-2,994,403.77	-42.10
Provisión acum. Para cuentas incobrables	-867,823.54	-0.81	-972,241.46	-0.86	-1,372,384.76	-1.23	-400,143.30	41.16
Otras cuentas por cobrar a largo plazo		0.00		0.00		0.00	0.00	
<b>DOCUMENTOS POR COBRAR</b>	<b>7,792,759.79</b>	<b>7.32</b>	<b>12,532,434.20</b>	<b>11.07</b>	<b>9,979,196.92</b>	<b>8.91</b>	<b>-2,553,237.28</b>	<b>-20.37</b>
Bodega	5,850,510.68	5.49	6,445,646.32	5.69	7,183,433.93	6.42	737,787.61	11.45
Bodega de combustibles y lubricantes								
Compras en tránsito								
Compras locales								
Materiales en transformación	32,091.84	0.03	18,351.75	0.02		0.00	-18,351.75	-100.00
Provisión inv. Obsoletos y en mal estado					(25,000.00)			
Provisión inv. Por deterioro físico u obsoletos			-29,067.99		-9,840.88		19,227.11	-66.15
<b>INVENTARIOS</b>	<b>5,882,602.52</b>	<b>5.52</b>	<b>6,434,930.08</b>	<b>5.68</b>	<b>7,148,593.05</b>	<b>6.39</b>	<b>713,662.97</b>	<b>11.09</b>
Otros activos corrientes	3,177,736.54	2.98	2,907,841.55	2.57	7,527,662.51	6.72	4,619,820.96	158.87
<b>OTROS ACTIVOS CORRIENTES</b>	<b>3,177,736.54</b>	<b>2.98</b>	<b>2,907,841.55</b>	<b>2.57</b>	<b>7,527,662.51</b>	<b>6.72</b>	<b>4,619,820.96</b>	<b>168.87</b>
<b>ACTIVO NO CORRIENTE</b>								
<b>Activo fijo no depreciable</b>	<b>2,673,885.45</b>	<b>2.51</b>	<b>2,679,885.45</b>	<b>2.37</b>	<b>2,679,885.45</b>	<b>2.39</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>
Bienes e instalaciones en servicio	71,437,422.27	67.08	81,853,357.17	72.28	94,419,592.37	84.34	12,566,235.20	15.35
Bienes en proceso de retiro								
Obras en construcción		0.00		0.00		0.00		
Activo fijo dado en arriendo	18,532.85	0.02	37,036.22	0.03	65,909.95	0.06	28,873.73	77.96
Depreciación acumulada activo dado en arriendo	-384.78		-384.78		-384.78			0.00
<b>ACTIVO FIJO DEPRECIABLE</b>	<b>71,465,570.34</b>	<b>67.10</b>	<b>81,890,008.61</b>	<b>72.31</b>	<b>94,485,117.54</b>	<b>84.40</b>	<b>12,695,108.93</b>	<b>15.38</b>
Dep. acum. Bienes e instalaciones en servicio	-12,941,777.67	-12.15	-17,314,750.46	-15.29	-22,043,239.33	-19.69	-4,728,488.87	27.31
<b>DEPRECIACIONES ACUMULADAS</b>	<b>-12,941,777.67</b>	<b>-12.15</b>	<b>-17,314,750.46</b>	<b>-15.29</b>	<b>-22,043,239.33</b>	<b>-19.69</b>	<b>-4,728,488.87</b>	<b>27.31</b>
Deudores e inversiones a largo plazo								
Otras inversiones								
<b>DEUDORES E INVERSIONES A LARGO PLAZO</b>								
Estudios de factibilidad y diseño de obras								
<b>ESTUDIOS Y OBRAS</b>								
Pagos anticipados	13,793.38	0.01	7,560.12	0.01	1,047,572.73	0.94	1,040,012.61	13756.56
Cuentas por liquidar								
Nómina								
Obras en construcción	7,374,621.59	6.93	5,064,422.20	4.47	3,924,507.45	3.51	-1,139,914.75	-22.51
<b>OTROS DEBITOS DIFERIDOS</b>								
Otros activos no corrientes	688.39	0.00	688.39	0.00	668.39	0.00	-20.00	-2.91
Cuentas por cobrar a largo plazo	2,117,830.50	1.99	2,175,840.69	1.92	5,508,192.91	4.92	3,332,352.22	153.15
Inversiones a largo plazo		0.00	5,915,024.75	5.22		0.00	-5,915,024.75	-100.00
Activos fijos no en operación	32,779.98	0.03	312,036.58	0.28	29,028.74	0.03	-283,007.84	-90.70
Propiedades de inversión			111,738.35		111,738.35			0.00
<b>ACTIVO NO CORRIENTE</b>	<b>9,639,713.84</b>	<b>8.96</b>	<b>13,587,311.08</b>	<b>12.00</b>	<b>10,621,708.67</b>	<b>9.49</b>	<b>-2,965,602.51</b>	<b>-21.83</b>
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>168,491,785.61</b>	<b>100.00</b>	<b>113,244,827.05</b>	<b>100.00</b>	<b>111,944,816.73</b>	<b>100.00</b>	<b>-1,300,210.32</b>	<b>-1.16</b>



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA  
EJERCICIO ECONOMICO 2013

EMPRESA ELECTRICA RIOBAMBA S. A.  
ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

NOMBRE DE LA CUENTA	AÑO 2011	% FRENTE AL TOTAL	AÑO 2012	% FRENTE AL TOTAL	AÑO 2013	% FRENTE AL TOTAL	VARIACION	% DE CRECIM.
<b>PASIVO</b>								
Documentos por pagar	-61,025.97	0.26	-69,449.53	0.30			69,449.53	-100.00
Servicios relacionados al personal	-51,692.64		-240,294.47		-302,518.65	1.20	-62,224.18	25.89
Cuentas por pagar varios	-2,019,018.41	8.75	-173,341.39	0.74	-415,396.69	1.64	-242,055.30	139.64
Cuentas por pagar acreedores varios								
Provisión-parte corriente	-235,173.12		-1,556,900.00		-1,280,529.79	5.07	276,370.21	-17.75
Obligaciones con el IESS	-116,148.17	0.50	-128,725.39	0.55	-139,935.03	0.55	-11,209.64	8.71
Obligaciones con el SRI	-75,398.86	0.33	-125,017.63	0.53	-86,169.41	0.34	38,848.22	-31.07
Valores de terceros por pagar	-233,571.43	1.01	-242,571.00	1.03	-393,271.75	1.56	-150,700.75	62.13
Otros pasivos corrientes	-2,634.00	0.01						
Cuentas por pagar compra de energía	-2,997,814.58	12.98	-4,514,689.64	19.26	-6,089,722.54	24.09	-1,575,032.90	34.89
Depósitos en Garantía consumidores								
Otras cuentas por pagar	-213,529.30	0.92	-289,181.63	1.23	-137,266.27	0.54	151,915.36	-52.53
Proveedores	-1,220,172.12	5.29	-645,483.21	2.75	-910,948.06	3.60	-265,464.85	41.13
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>	<b>-7,226,178.60</b>	<b>31.30</b>	<b>-7,985,653.89</b>	<b>34.06</b>	<b>-9,755,758.19</b>	<b>38.60</b>	<b>-1,770,104.30</b>	<b>22.17</b>
Provisión								
Cuentas por pagar a largo plazo	-4,464,414.58	19.34	-4,594,863.35	19.60	-4,750,231.53	18.79	-155,268.18	3.38
Otras obligaciones a largo plazo	-11,396,188.22	49.36	-10,865,828.63	46.34	-10,748,935.03	42.53	116,893.60	-1.08
Otros pasivos no corrientes					-19,200.00	0.08	-19,200.00	
<b>TOTAL PASIVO NO CORRIENTE</b>	<b>-15,860,602.80</b>	<b>68.70</b>	<b>-15,460,791.98</b>	<b>65.94</b>	<b>-15,518,366.56</b>	<b>61.40</b>	<b>-57,574.58</b>	<b>0.37</b>
Anticipo para construcciones								
Otros créditos diferidos								
<b>PASIVOS DIFERIDOS</b>								
<b>TOTAL PASIVO</b>	<b>-23,086,781.40</b>	<b>100.00</b>	<b>-23,446,445.87</b>	<b>100.00</b>	<b>-25,274,124.76</b>	<b>100.00</b>	<b>-1,827,678.89</b>	<b>7.80</b>
<b>PATRIMONIO</b>								
Acciones ordinarias	-14,409,051.00	17.28	-14,409,051.00		-20,260,117.00	23.38	-5,851,066.00	40.61
<b>CAPITAL SOCIAL</b>	<b>-14,409,051.00</b>	<b>17.28</b>	<b>-14,409,051.00</b>	<b>0.00</b>	<b>-20,260,117.00</b>	<b>23.38</b>	<b>-5,851,066.00</b>	<b>40.61</b>
Aportaciones para futura capitalización	-9,850,548.75	11.81	-13,539,461.01		-15,771,223.83	18.20	-2,231,762.82	16.48
<b>APORTACIONES Y ASIGNACIONES</b>	<b>-9,850,548.75</b>	<b>11.81</b>	<b>-13,539,461.01</b>	<b>0.00</b>	<b>-15,771,223.83</b>	<b>18.20</b>	<b>-2,231,762.82</b>	<b>16.48</b>
Reserva legal	-1,815,124.29	2.18	-2,465,241.28	2.75	-2,722,536.57	3.14	-257,295.29	10.44
Reserva por revaluación técnica								
Superavit por revaluación acciones								
Reserva de capital								
Reserva de capital deficit tarifario								
Mandato Constituyente 15	-167,774.64	0.20	-167,774.64	0.19	-167,774.64	0.19	0.00	0.00
Reservas		0.00		0.00				
<b>RESERVAS</b>	<b>-1,982,898.93</b>	<b>2.38</b>	<b>-2,633,016.92</b>	<b>2.93</b>	<b>-2,890,311.21</b>	<b>3.33</b>	<b>-257,295.29</b>	<b>9.77</b>
Acuerdo ministerial 353	-5,240,172.64	6.28	-5,240,172.64	5.84	-5,240,172.64	6.05	0.00	0.00
Donaciones de capital y contrib. recibidas	-88,885.72	0.11	-220,266.78	0.25	-355,896.53	0.41	-135,629.75	61.58
<b>DONACIONES Y CONTRIBUCIONES</b>	<b>-5,329,058.36</b>	<b>6.39</b>	<b>-5,460,439.42</b>	<b>6.08</b>	<b>-5,596,069.17</b>	<b>6.46</b>	<b>-136,629.76</b>	<b>2.48</b>
<b>RESULTADOS DEL EJERCICIO CORRIENTE</b>	<b>-6,501,169.91</b>	<b>7.79</b>	<b>-2,573,083.65</b>	<b>2.87</b>	<b>5,495,281.77</b>	<b>-6.34</b>	<b>8,068,365.42</b>	<b>-313.57</b>
<b>RESULTADOS DE EJERCICIOS ANTERIORES</b>					<b>-2,315,775.28</b>	<b>2.67</b>	<b>3,535,277.64</b>	<b>-60.42</b>
<b>RESULTADOS ACUMULADOS</b>	<b>-45,332,277.26</b>	<b>54.35</b>	<b>-45,332,277.26</b>	<b>50.48</b>	<b>-45,332,277.26</b>	<b>52.30</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO</b>	<b>-83,405,004.21</b>	<b>100.00</b>	<b>-89,798,381.18</b>	<b>62.36</b>	<b>-86,670,491.98</b>	<b>100.00</b>	<b>3,127,889.20</b>	<b>-3.48</b>
<b>TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO</b>	<b>-106,491,785.61</b>		<b>-113,244,827.05</b>		<b>-111,944,616.73</b>		<b>1,300,210.32</b>	<b>-1.44</b>

**EMPRESA ELECTRICA RIOBAMBA S. A.**  
**ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONDENSADO**



CONCEPTO	AÑO 2010	% FRENTE AL TOTAL	AÑO 2011	% FRENTE AL TOTAL	AÑO 2012	% FRENTE AL TOTAL	AÑO 2013	% FRENTE AL TOTAL	VARIACION 2011-2010	% DE CRECIM.
<b>ACTIVO</b>										
<b>ACTIVO CORRIENTE Y ACUMULADO</b>	<b>33,671,995.88</b>	<b>32.10</b>	<b>35,764,393.65</b>	<b>33.68</b>	<b>32,402,372.37</b>	<b>28.61</b>	<b>26,201,144.50</b>	<b>23.41</b>	<b>-3,362,021.28</b>	<b>-10.01</b>
Disponibilidades	16,166,711.05		18,911,294.80		10,527,166.54	9.30	1,545,692.02	1.38	-8,384,128.26	-61.86
Documentos y Cuentas por Cobrar	10,933,160.50		7,792,759.79		12,532,434.20	11.07	9,979,196.92	8.91	4,739,674.41	43.36
Inventarios	4,235,124.10		5,882,602.52		6,434,930.08	5.68	7,148,593.05	6.39	552,327.56	13.04
Otros Activos Corrientes y Acumulados	2,237,000.23		3,177,736.54		2,907,841.55	2.57	7,527,662.51	6.72	-269,894.99	-12.07
<b>ACTIVO FIJO</b>	<b>62,607,137.28</b>	<b>59.86</b>	<b>58,513,792.67</b>	<b>54.95</b>	<b>64,576,258.16</b>	<b>67.02</b>	<b>72,441,878.21</b>	<b>64.71</b>	<b>6,061,465.48</b>	<b>9.68</b>
Bienes e Instalaciones en Servicio	146,786,506.94		71,437,422.27		81,853,357.17	72.28	94,419,592.37	84.34	10,415,934.90	7.10
Bienes en Proceso de Retiro										
Deprec.Acum.de Bienes en Servicio	-84,188,741.60		-12,941,777.67		-17,314,750.46	-16.29	-22,043,239.33	-19.69	-4,372,972.79	5.19
Activo fijo dado en arriendo	9,371.94		18,532.85		37,036.22	0.03	65,909.95	0.06	18,503.37	197.43
Dep. acum. Activos fijos dados en arriendo			-384.78		-384.78	0.00	-384.78	0.00		
<b>ACTIVO FIJO NO DEPRECIABLE</b>	<b>2,498,089.80</b>		<b>2,673,885.45</b>	<b>2.51</b>	<b>2,679,885.45</b>	<b>2.37</b>	<b>2,679,885.45</b>	<b>2.39</b>	<b>6,000.00</b>	<b>0.24</b>
<b>DEUDORES E INVERSIONES A LARGO PLAZO</b>	<b>6,912,474.56</b>	<b>6.65</b>	<b>7,368,414.97</b>	<b>6.94</b>	<b>13,474,884.34</b>	<b>11.90</b>	<b>10,509,301.83</b>	<b>9.38</b>	<b>6,086,469.37</b>	<b>102.94</b>
Deudoras a Largo Plazo	350,322.51				2,175,840.69	1.92	5,508,192.91	4.92	2,175,840.69	621.10
Otras Inversiones a Largo Plazo	241,301.73		0.00		5,915,024.75	5.22	0.00	0.00	5,915,024.75	2461.30
Obras en Construcción	5,320,850.32		7,374,621.59		5,064,422.20	4.47	3,924,507.45	3.61	-2,310,199.39	-43.42
Pagos anticipados			13,793.38		7,560.12	0.01	1,047,572.73	0.94	-6,233.26	
Activos fijos no en operación					312,036.58	0.28	29,028.74	0.03	312,036.58	
<b>DEBITOS DIFERIDOS</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>2,151,298.67</b>	<b>2.02</b>	<b>112,426.74</b>	<b>0.10</b>	<b>112,406.74</b>	<b>0.10</b>	<b>-2,038,672.13</b>	
Otros activos no corrientes					688.39	0.00	668.39	0.00	688.39	
Propiedades de inversión					111,738.35	0.10	111,738.35	0.10	111,738.35	
Estudios y Obras										
Otros Débitos Diferidos			2,151,298.67						-2,151,298.67	
<b>TOTAL DEL ACTIVO</b>	<b>104,689,697.52</b>	<b>97.61</b>	<b>108,491,785.61</b>	<b>100.00</b>	<b>113,244,827.05</b>	<b>100.00</b>	<b>111,944,616.73</b>	<b>100.00</b>	<b>6,763,041.44</b>	<b>6.46</b>
<b>PASIVO Y PATRIMONIO</b>										
<b>PASIVOS</b>	<b>-22,148,830.82</b>	<b>21.18</b>	<b>-23,088,781.40</b>	<b>-21.68</b>	<b>-23,446,445.87</b>	<b>-20.70</b>	<b>-25,274,124.76</b>	<b>-22.68</b>	<b>-1,827,678.88</b>	<b>8.25</b>
Pasivos Corrientes y Acumulados	-13,487,608.52		-7,226,178.60		-7,985,653.89	-7.05	-9,755,758.19	-8.71	-1,770,104.30	13.11
Obligaciones a Largo Plazo	-8,651,222.30		-15,860,602.80		-15,460,791.98	-13.65	-15,518,366.56	-13.86	-57,574.58	0.67
Pasivos Diferidos										
<b>PATRIMONIO</b>	<b>-82,440,866.70</b>	<b>78.82</b>	<b>-83,405,004.21</b>	<b>-78.32</b>	<b>-89,788,381.18</b>	<b>-79.30</b>	<b>-86,670,491.98</b>	<b>-77.42</b>	<b>3,127,889.20</b>	<b>-3.79</b>
Capital Social y Aportaciones	-19,366,276.98		-24,259,599.76		-27,948,512.01	-24.68	-36,031,340.83	-32.19	-8,082,828.82	41.74
Reservas, Donaciones y Resultados	-57,682,877.57		-63,737,467.18		-56,441,921.89	-49.84	-45,231,203.87	-40.40	11,210,718.02	-19.44
Otras cuentas patrimoniales (Mandatos)	-5,391,712.15		-5,407,947.28		-5,407,947.28	-4.78	-5,407,947.28	-4.83	0.00	0.00
<b>TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO</b>	<b>-104,689,697.52</b>	<b>100.00</b>	<b>-108,491,785.61</b>	<b>-100.00</b>	<b>-113,244,827.05</b>	<b>-100.00</b>	<b>-111,944,616.73</b>	<b>-100.00</b>	<b>1,300,210.32</b>	<b>-1.24</b>



## INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA EJERCICIO ECONOMICO 2013

### EMPRESA ELECTRICA RIOBAMBA ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL

CONCEPTO	AÑO 2010	% FRENTE AL TOTAL	AÑO 2011	% FRENTE AL TOTAL	AÑO 2012	% FRENTE AL TOTAL	AÑO 2013	% FRENTE AL TOTAL	VARIACION 2013-2012	% DE CRECIM.
<b>INGRESOS DE OPERACIÓN</b>										
<b>INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA</b>										
Residencial	10,180,979.23	32.03	10,881,993.08	30.86	11,396,295.42	34.58	12,649,241.57	40.49	1,252,946.15	10.99
Comercial	3,347,798.87	10.53	3,276,293.34	9.29	4,045,099.09	12.27	4,413,031.50	14.12	367,932.41	9.10
Industrial	2,101,032.85	6.61	1,918,135.74	5.44	2,194,563.77	6.66	2,221,798.64	7.11	27,234.87	1.24
Industrial Cemento Chimborazo	1,932,143.51	6.08	1,992,977.05	5.65	2,016,969.73	6.12	2,532,124.19	8.10	515,154.46	25.54
Alumbrado Público	2,983,094.69	9.38	3,086,332.38	8.75	3,120,646.29	9.47	3,363,536.11	10.77	242,889.82	7.78
Comercialización		0.00								
<b>VENTA DE ENERGIA SECTOR PRIVADO</b>	<b>20,545,049.16</b>	<b>64.63</b>	<b>21,155,731.59</b>	<b>60.00</b>	<b>22,773,574.30</b>	<b>69.11</b>	<b>25,179,732.01</b>	<b>80.59</b>	<b>2,406,157.71</b>	<b>10.57</b>
Entidades Oficiales	203,575.43	0.64	246,991.87	0.70	281,485.52	0.85	368,342.31	1.18	86,856.79	30.86
Entidades Municipales		0.00		0.00						
Bombos de Agua	274,939.85	0.86	262,158.18	0.74	251,913.57	0.76	258,345.33	0.83	6,431.76	2.55
Ayudencia Social	163,389.52	0.51	181,163.04	0.51	204,979.64	0.62	223,571.68	0.72	18,592.04	9.07
Entidades Públicas (Beneficio Público)	397,720.03	1.25	418,372.05	1.19	473,695.53	1.44	546,817.83	1.75	73,122.30	15.44
Instalaciones Deportivas y Autoconsumos	91,702.59	0.29	66,887.64	0.19	69,237.02	0.21	67,394.32	0.22	-1,842.70	-2.66
Suministros ocasionales		0.00		0.00						
<b>VENTA DE ENERGIA ORG. DEL ESTADO</b>	<b>1,131,327.42</b>	<b>3.56</b>	<b>1,175,572.78</b>	<b>3.33</b>	<b>1,281,311.28</b>	<b>3.89</b>	<b>1,464,471.47</b>	<b>4.69</b>	<b>183,160.19</b>	<b>14.29</b>
Suministros Ocasionales	16,946.89	0.05	24,660.61	0.07	25,326.96	0.08	21,446.25	0.07	-3,880.71	-15.32
Venta Generación Propia	3,762,466.80	11.84	2,985,468.07	8.47	2,790,585.48	8.47	1,932,362.54	6.18	-858,222.94	-30.75
Comente usada no facturada	3,004.89	0.01	3,899.66	0.01	3,606.09	0.01	2,843.38	0.01	-762.71	-21.15
Otras ventas tarifa 0	1,162.25	0.00	1,097.25	0.00	908.98	0.00			-908.98	-100.00
Bonos dados en arrendo	16,842.68	0.05	16,658.01	0.05	16,883.85	0.05	18,913.59	0.06	2,029.74	12.02
<b>VENTA ENERGIA ESPECIALES</b>	<b>3,800,423.51</b>	<b>11.95</b>	<b>3,031,783.60</b>	<b>8.60</b>	<b>2,837,311.36</b>	<b>8.61</b>	<b>1,975,565.76</b>	<b>6.32</b>	<b>-861,745.60</b>	<b>-30.37</b>
<b>TOTAL VENTA DE ENERGIA</b>	<b>25,476,800.08</b>	<b>80.14</b>	<b>25,363,087.97</b>	<b>71.93</b>	<b>26,892,186.94</b>	<b>81.61</b>	<b>28,619,769.24</b>	<b>91.60</b>	<b>1,727,572.30</b>	<b>6.42</b>
<b>INGRESOS QUE NO SON VENTA ENERGIA</b>	<b>5,239,339.70</b>	<b>16.48</b>	<b>506,323.33</b>	<b>1.44</b>	<b>254,864.03</b>	<b>0.77</b>	<b>314,034.25</b>	<b>1.01</b>	<b>59,170.22</b>	<b>23.22</b>
<b>OTROS INGRESOS DE OPERACIÓN</b>			<b>8,454,194.78</b>	<b>23.98</b>	<b>4,592,312.63</b>	<b>13.94</b>	<b>1,130,318.87</b>	<b>3.62</b>	<b>-3,461,993.76</b>	<b>-75.39</b>
<b>TOTAL INGRESOS DE OPERACIÓN</b>	<b>30,716,139.78</b>	<b>96.62</b>	<b>34,323,606.08</b>	<b>97.34</b>	<b>31,739,373.60</b>	<b>96.31</b>	<b>30,064,122.36</b>	<b>96.23</b>	<b>-1,675,251.24</b>	<b>-5.28</b>
<b>INGRESOS AJENOS A LA OPERACIÓN</b>	<b>1,073,586.94</b>	<b>3.38</b>	<b>938,701.01</b>	<b>2.66</b>	<b>1,214,605.09</b>	<b>3.69</b>	<b>1,178,943.94</b>	<b>3.77</b>	<b>-35,661.15</b>	<b>-2.94</b>
Ingresos Ajenos a la Operación	1,009,306.20	3.17	863,537.01	2.45	1,129,966.58	3.43	826,960.88	2.65	-303,005.70	-26.82
Ajustes de Periodos Anteriores	7,367.20	0.02								
Ingresos Extraordinarios	56,913.54	0.18	75,164.00	0.21	84,638.51	0.26	351,983.06	1.13	267,344.55	315.87
<b>TOTAL INGRESOS</b>	<b>31,789,726.72</b>	<b>100.00</b>	<b>35,262,307.09</b>	<b>100.00</b>	<b>32,953,978.69</b>	<b>100.00</b>	<b>31,243,066.30</b>		<b>-1,710,912.39</b>	<b>-5.19</b>
<b>GASTOS DE OPERACIÓN</b>										
<b>COSTOS</b>	<b>16,250,685.40</b>	<b>58.21</b>	<b>16,733,804.60</b>	<b>58.54</b>	<b>16,586,554.31</b>	<b>55.18</b>	<b>19,792,509.74</b>	<b>64.00</b>	<b>3,205,955.43</b>	<b>19.33</b>
Generación Hidráulica	1,150,893.87	4.11	2,085,584.60	7.25	2,080,502.69	7.25	2,330,965.87	8.36	250,463.18	12.04
Generación Termoelectrica	289,352.91	1.03	97,788.23	0.34	30,537.28	0.34			-30,537.28	-100.00
Energía Comprada al MEM	14,810,438.62	52.90	14,550,451.77	50.59	14,475,514.34	50.59	17,461,543.87	47.64	2,986,029.53	20.63
<b>GASTOS DE OPERACIÓN</b>	<b>7,875,125.66</b>	<b>28.21</b>	<b>8,591,346.03</b>	<b>29.34</b>	<b>9,876,799.86</b>	<b>33.01</b>	<b>12,887,466.41</b>	<b>38.16</b>	<b>3,010,666.55</b>	<b>30.48</b>
Electricidad	557,746.20	1.99	548,253.33	1.91	609,206.89	1.91	727,879.24	1.99	118,672.35	19.48
Alumbrado y Alumbrado Público	1,765,890.25	6.31	2,165,869.31	7.53	2,570,105.52	7.53	4,143,584.20	11.31	1,573,478.68	61.22
Comercialización o tratamiento de Abonados	1,593,912.99	5.69	1,621,043.51	5.64	1,723,848.05	5.64	1,818,556.09	4.96	94,708.04	5.49
Administración General	3,648,646.90	13.03	4,076,621.58	14.17	4,747,878.19	14.17	6,197,446.88	16.91	1,449,568.69	30.53
Gastos de opor. que no son por Via. Energía										
Provisiones	308,929.32	1.10	179,558.30	0.62	225,761.21	0.62				
<b>GASTOS INDIRECTOS DE OPERACIÓN</b>	<b>3,790,071.29</b>	<b>13.58</b>	<b>3,262,054.32</b>	<b>11.34</b>	<b>3,604,617.02</b>	<b>11.34</b>	<b>3,972,551.20</b>	<b>10.84</b>	<b>367,934.18</b>	<b>10.21</b>
Depreciación	3,790,071.29	13.54	3,262,054.32	11.34	3,604,617.02	11.34	3,972,551.20	10.84	367,934.18	10.21
<b>TOTAL GASTOS DE OPERACIÓN</b>	<b>27,915,882.35</b>	<b>100.00</b>	<b>28,587,204.95</b>	<b>99.88</b>	<b>30,087,971.19</b>	<b>96.51</b>	<b>36,652,527.35</b>	<b>100.00</b>	<b>6,584,556.16</b>	<b>21.90</b>
<b>GASTOS AJENOS A LA OPERACIÓN</b>	<b>79,120.10</b>	<b>0.28</b>	<b>173,932.23</b>	<b>0.60</b>	<b>312,923.85</b>	<b>0.60</b>	<b>104,660.90</b>	<b>0.30</b>	<b>-208,262.95</b>	<b>-66.55</b>
Gastos Ajenos a la Operación	28,956.26	0.10	132,345.77	0.46	322,745.64	0.46	62,667.43	0.19	-260,078.21	-80.58
Ajustes de Periodos Anteriores	1,261.71	0.00		0.00	48,437.30	0.00	36,757.80	0.11	-11,679.50	-24.11
Gastos Financieros		0.00		0.00						
Otros	48,902.13	0.17	41,586.46	0.14	-58,259.09	0.14	5,235.67	0.01	63,494.76	-108.99
<b>TOTAL GASTOS</b>	<b>27,995,002.45</b>	<b>100.28</b>	<b>28,761,137.18</b>	<b>70.48</b>	<b>30,380,895.04</b>	<b>67.11</b>	<b>36,757,188.25</b>		<b>6,376,293.21</b>	<b>20.99</b>
<b>Comparte de resultado integral</b>							<b>-18,840.18</b>			
<b>UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO</b>	<b>3,794,724.27</b>		<b>6,501,169.91</b>		<b>2,573,083.65</b>		<b>-5,495,281.77</b>			



**EMPRESA ELECTRICA RIOBAMBA  
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL**

CONCEPTO	% FRENTE AL TOTAL	AÑO 2010	% FRENTE AL TOTAL	AÑO 2011	% FRENTE AL TOTAL	AÑO 2012	% FRENTE AL TOTAL	AÑO 2013	% FRENTE AL TOTAL	VARIACION	% DE CRECIM.
<b>INGRESOS DE OPERACIÓN</b>	<b>100.00</b>	<b>30,716,139.78</b>	<b>100.00</b>	<b>34,323,606.08</b>	<b>100.00</b>	<b>31,739,373.60</b>	<b>100.00</b>	<b>30,064,122.38</b>	<b>100.00</b>	<b>-1,675,251.24</b>	<b>-5.28</b>
Venta de energía	96.22	26,109,476.07	85.00	25,869,411.30	75.37	27,147,060.97	85.53	28,933,803.49	96.24	1,786,742.52	6.58
Que no son venta de energía	3.78	4,606,663.71	15.00	8,454,194.78	24.63	4,592,312.63	14.47	1,130,318.87	3.76	-3,461,993.76	-75.39
<b>GASTOS</b>	<b>100.00</b>	<b>27,915,882.35</b>	<b>100.00</b>	<b>28,587,204.95</b>	<b>100.00</b>	<b>30,116,462.77</b>	<b>100.00</b>	<b>36,694,520.82</b>	<b>100.00</b>	<b>6,578,058.05</b>	<b>21.84</b>
Gastos directos de operación	87.77	24,125,811.06	86.42	25,325,150.63	88.59	25,776,150.16	85.59	32,721,969.62	89.17	6,945,819.46	26.95
Depreciación	12.23	3,790,071.29	13.58	3,262,054.32	11.41	4,340,312.61	14.41	3,972,551.20	10.83	-367,761.41	-8.47
<b>UTILIDAD (PÉRDIDA) OPERACIONAL</b>		<b>2,800,257.43</b>		<b>5,736,401.13</b>	<b>100.00</b>	<b>1,622,910.83</b>	<b>100.00</b>	<b>-6,630,398.46</b>	<b>100.00</b>	<b>-8,253,309.29</b>	<b>-508.55</b>
<b>INGRESOS AJENOS A LA OPERACIÓN</b>	<b>100.00</b>	<b>1,073,586.94</b>	<b>100.00</b>	<b>938,701.01</b>	<b>100.00</b>	<b>1,272,864.18</b>	<b>100.00</b>	<b>1,178,943.94</b>	<b>100.00</b>	<b>-93,920.24</b>	<b>-7.38</b>
<b>GASTOS AJENOS A LA OPERACIÓN</b>	<b>100.00</b>	<b>79,120.10</b>	<b>100.00</b>	<b>173,932.23</b>	<b>100.00</b>	<b>322,691.36</b>	<b>100.00</b>	<b>62,667.43</b>	<b>100.00</b>	<b>-260,023.93</b>	<b>-80.58</b>
<b>COMPONENTES RESULT. INTEGRAL</b>								<b>18,840.18</b>			
<b>UTILIDAD (PÉRDIDA) AJENO OPER.</b>		<b>994,466.84</b>		<b>764,768.78</b>	<b>0.00</b>	<b>950,172.82</b>	<b>0.00</b>	<b>1,135,116.69</b>	<b>0.00</b>	<b>184,943.87</b>	<b>19.46</b>
<b>UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO</b>		<b>3,794,724.27</b>		<b>6,501,169.91</b>		<b>2,573,083.65</b>		<b>-5,495,281.77</b>		<b>-8,068,365.42</b>	<b>-313.57</b>



#### 4.2.2 Análisis de la estructura y composición de los ingresos y gastos.

Del análisis del cuadro comparativo entre el año 2012 y 2013 que consta en la página anterior se desprende:

El presente análisis debe realizarse tomando en cuenta la incidencia que tiene el haber contabilizado la venta de energía de la generación propia de la Empresa al Mercado Eléctrico Mayorista que para el año 2013, alcanza a la suma de USD 1'932.362,54, por lo que el total de ingresos por venta de energía del año 2013 tiene un incremento del 6,42%, que corresponde a la cantidad de USD 1'727,572.30, siendo el total de ingresos por venta de energía de USD 28'619,769.24, del total de ingresos, la venta de energía a usuario final es de USD 26'668,493.11, los ingresos que no son venta de energía suman USD 1'444,353.12 y los ingresos ajenos a la operación son de USD 1'400,923.52.

Los ingresos por venta de energía a usuario final tienen un incremento del 10,73%, al haberse facturado en el 2013 USD 26'668,493,11 frente a USD. 24'083,818.63 del año 2012, como resultado básicamente del incremento en el consumo más no a incremento en la tarifa, la misma que está congelada desde abril de 2004.

La estructura de los ingreso operacionales tienen una relación diferente al año 2012 con una mayor incidencia de los ingresos por venta de energía que son 80,14% (2010), 71,93% (2011), 81,61 % en el 2012 y 90,96 en el 2013 en relación al total de ingresos, esto debido a que los otros ingresos de operación tuvieron un incremento de USD. 1'444,353.12, concentrándose la mayor cantidad de los ingresos en la venta de energía.

Los gastos totales de operación tienen un incremento del 21,81% y los ingresos un decremento del 5,28%; lo cual ha dado como resultado que en el año 2013 se obtenga pérdida en operación, entre otras causas, debido a que el estado por intermedio del CONELEC determinó que el déficit tarifario del 2013 ascendía a USD. 874,770.02 que comparado con los USD. 4'262,493.38 del 2012 tenemos una diferencia de USD. 3'387,723.36, convirtiéndose esto en uno de los factores que más incidieron en la pérdida del ejercicio.

El incremento de los gastos totales se produce fundamentalmente por las siguientes causas:

Los gastos de operación del 2013 con relación al año 2012 tuvieron un incremento de USD 6'584,556.16 que corresponde al 21,81%, del total de gastos de USD 36,652,527.35, sus gastos de operación netos de USD 32'139,182.65, en las etapas funcionales de Generación Hidráulica aumentó en el 6,86%, en tanto que en Subtransmisión, Distribución, Comercialización y Administración varían en los gastos de operación los siguientes porcentajes 18,03%, 38,04%, -5,43% y 5,56% respectivamente.

El resultado neto en operación pasa de utilidad de USD. 1'622,910.83 en el 2012, a pérdidas de USD. 6'604,262.61 en el 2013, esto debido a que el CONELEC estimó un valor de déficit tarifario inferior al del 2012, no se cumplió las metas presupuestarias de los ingresos, existe pérdida en la etapa funcional de generación y el incremento de provisión para jubilación.



Además de lo indicado la pérdida obedece también a que el año pasado el costo de energía eléctrica aumentó en el 20,63%, pasando de 14'475,514.34 en el 2012 a USD. 17'461.543,87, en el 2013.

En vista de que en el presente año la Empresa registró la Provisión para Jubilación, es importante demostrar en cuanto inciden estos registros en los gastos en las diferentes etapas funcionales:

<b>ETAPAS FUNCIONALES</b>		<b>VALORES</b>
Generación Hidráulica	USD	2'330,965.87
Generación Térmica	USD	27,824.28
Compra energía al MEM y Contratos	USD	17'461,543.87
Subtransmisión	USD	1'379,389.69
Distribución	USD	5'982,094.15
Comercialización	USD	2'350,772.53
Administración General	USD	7'119,936.96
<b>TOTALES</b>	<b>USD</b>	<b>36'652,527.35</b>

A continuación se detalla los valores contabilizados al gasto en las diferentes etapas funcionales, para conocer la incidencia que provocó el registro contable de la provisión para jubilación, según los resultados del estudio Actuarial de los pasivos laborales de los Empleados y Trabajadores de la EERSA.

<b>ETAPAS FUNCIONALES</b>		<b>VALORES</b>
Generación Hidráulica	USD	277,852.85
Generación Térmica	USD	-
Subtransmisión	USD	90,411.77
Distribución	USD	379,321.93
Comercialización	USD	190,907.41
Administración General	USD	1'642,488.20
<b>TOTALES</b>	<b>USD</b>	<b>2'580,982.16</b>

Por lo tanto los gastos directos de operación sin contar la provisión para jubilación son de USD 34'071.545,19, y tomando en cuenta el valor de USD 1'932,362.54 por la venta de la generación propia al Mercado Eléctrico Mayorista, el valor neto por gastos directos de operación alcanza a la cantidad de USD 32'139.182,65, siendo sus gastos netos como sigue:



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA  
EJERCICIO ECONOMICO 2013

ETAPAS FUNCIONALES		2008	2009	2010	2011	2012	2013	VARIACION	
								VALOR	%
GENERACION HIDRAULICA	USD	1.456.294,60	1.847.161,51	1.774.022,45	1.955.523,40	1.921.222,83	2.053.113,02	131.890,19	6,86
GENERACION TERMICA	USD	152.400,17	235.078,04	287.719,18	87.077,05	56.690,44	27.824,28	-28.866,16	-50,92
COMPRA DE ENERGIA AL MEM Y CONTRATOS	USD	8.824.597,48	12.432.434,32	11.047.971,82	11.564.983,70	11.684.928,86	15.529.181,33	3.844.252,47	32,90
SUBTRANSMISION	USD	450.931,86	896.742,84	974.532,46	1.025.562,08	1.092.048,71	1.288.977,92	196.929,21	18,03
DISTRIBUCION	USD	1.814.091,41	2.652.925,48	2.748.326,31	3.576.049,85	4.058.904,19	5.602.772,22	1.543.868,03	38,04
COMERCIALIZACION	USD	1.624.828,48	2.286.277,41	2.346.826,27	1.907.657,34	2.283.930,29	2.159.865,12	-124.065,17	-5,43
ADMINISTRACION GENERAL	USD	3.433.425,39	4.071.603,96	3.933.463,19	4.237.427,31	5.188.985,00	5.477.448,76	288.463,76	5,56
<b>TOTAL</b>	<b>USD</b>	<b>17.756.569,39</b>	<b>24.422.223,56</b>	<b>23.112.861,68</b>	<b>24.354.280,73</b>	<b>26.286.710,32</b>	<b>32.139.182,65</b>	<b>5.852.472,33</b>	<b>22,26</b>

Realizada esta depuración los gastos directos de operación tienen un incremento del 22,26%, aclarándose que las etapas que han incrementado significativamente al gasto son: Compra de Energía al MEM y distribución en porcentajes de 32,90% y 38,04%, respectivamente; la etapa subtransmisión también incrementa de forma sustancial, esto es el 18,03%.

La disminución de la Etapa de Generación Térmica obedece a que se decidió no operar el grupo térmico por cuanto el costo de la reparación de diversos daños era muy oneroso, no justificaba tomar esa decisión, a esta etapa únicamente se cargó la depreciación de los equipos y tanques de combustible que aún mantienen valor monetario.

**CUADRO GASTOS OPERACION**

(VALORES EN DOLARES)

CONCEPTO DEL COSTO	GASTOS OPERACIÓN 2009		GASTOS OPERACIÓN 2010		GASTOS OPERACIÓN 2011		GASTOS OPERACIÓN 2012		GASTOS OPERACIÓN 2013		VARIACION	
	VALOR	%	VALOR	%	VALOR	%	VALOR	%	VALOR	%	VALOR	%
Deprec.Reposición	3.429.017,04	12,23	3.790.071,29	13,58	3.262.054,32	11,41	3.604.617,02	11,99	3.972.551,20	11,57	367.934,18	10,21
Compra Energ.MEM	17.217.075,56	61,42	16.250.685,40	58,21	16.733.804,60	58,54	16.586.554,31	55,16	17.461.543,87	50,88	874.989,56	5,28
Mano de Obra	4.569.839,73	16,30	4.968.610,14	17,80	5.414.145,23	18,94	6.206.259,36	20,64	8.143.501,52	23,73	1.937.242,16	31,21
Material, Comb, etc.	594.233,10	2,12	711.361,77	2,55	1.009.782,72	3,53	1.206.669,79	4,01	1.302.903,29	3,80	96.233,50	7,98
Otros	2.222.541,11	7,93	2.195.153,75	7,86	2.167.418,08	7,58	2.463.870,71	8,19	3.441.061,60	10,03	977.190,89	39,66
<b>TOTAL</b>	<b>28.032.706,54</b>	<b>100,00</b>	<b>27.915.682,35</b>	<b>100,00</b>	<b>28.587.204,95</b>	<b>100,00</b>	<b>30.067.971,19</b>	<b>100,00</b>	<b>34.321.561,48</b>	<b>100,00</b>	<b>4.253.590,29</b>	<b>14,15</b>

En el cuadro anterior se demuestra la estructura económica de los gastos operacionales de la Empresa, comparados con el año 2012, en este se puede observar el comportamiento de cada uno de los componentes del gasto, y su incidencia frente al total, debiendo anotarse necesariamente que la compra de energía al Mercado Eléctrico Mayorista y de Contratos presenta la mayor incidencia 50,88%, aumentando en el 5,28%, con relación al año anterior, la mano de obra aumentó un 31,21%, La depreciación tiene una participación del 11,57% con un incremento del 10,21%, con relación al ejercicio anterior, los otros gastos tienen una participación del 10,03% y el rubro materiales, combustibles y lubricantes del 3,80%, estos componentes del gasto sufrieron variaciones, en el primer caso un incremento del 7,98% y en el segundo caso un aumento del



39,66%. El total de gastos de operación en el año 2013, tiene un incremento del 14,15%, en relación con el 2012.

Como consecuencia de las acciones emprendidas, como el saneamiento de cuentas, pago de facturas atrasadas por compra de energía, a proveedores y terceros, especialmente la recuperación de la cartera vencida, ha permitido que en el ejercicio económico del año 2013, varíen los indicadores económico financieros, el índice de liquidez corriente se sitúa en 2,68 veces; indicadores que son excelentes ya que demuestran la sólida capacidad de pago que existe, inclusive la prueba ácida, para el 2013 asciende a 1,95 veces, demuestra que podemos atender nuestras obligaciones de manera inmediata; sin embargo para mejorar los índices señalados, se debe fortalecer el programa para bajar la cartera, básicamente la estatal (déficit tarifario, subsidios, cobro otros agentes del MEM) y reducir las pérdidas, esto último en medida en que la relación costo beneficio sea positiva.

#### 4.2.3 Análisis del precio medio de venta del KWH y el costo medio del KWH facturado. (Sin considerar los gastos ajenos a la operación)

El siguiente cuadro nos demuestra la evolución de los precios y costos del KWH para los años 2012 y 2013 aclarándose que de acuerdo al sistema contable para estos valores no se toma en cuenta los gastos ajenos a la operación.

EVOLUCION DE LOS PRECIOS Y COSTOS MEDIOS

(EN DOLARES)

DETALLE	2010	2011	2012	2013	VARIACION	
					VALOR	%
ENERGIA FACTURADA MWH	234.963	251.498	269.719	295.756	26.036.00	9,65
TOTAL GASTOS DE EXPLOTACION (USD)	16.329.805,50	16.907.736,83	16.899.478,16	19.897.170,64	2.997.692,48	17,74
GASTOS DE EXPLT.USUARIO FINAL	20.363.344,26	22.339.682,66	24.204.985,13	30.747.613,61	6.542.628,48	27,03
INGRESOS VENTA DE ENERGIA (USD)	30.716.139,78	34.323.606,08	31.739.373,60	28.619.769,24	-3.119.604,36	-9,83
INGRESOS VENTA DE ENERGIA USUAR.F (USD)	21.696.328,35	22.359.864,64	24.083.818,63	26.668.493,11	2.584.674,48	10,73
PRECIO MEDIO USD/KWH	0,0923	0,0889	0,0893	0,0902	0,00088	0,98
COSTO MEDIO USD/KWH	0,0867	0,0888	0,0897	0,1040	0,01422	15,85
UTILIDAD/PERDIDA POR KWH FACTURADO (USD)	0,0057	0,0001	-0,0004	-0,0138	-0,01424	3.170,18

El análisis del cuadro anterior, nos lleva a las siguientes conclusiones:

- Los ingresos por venta de energía a usuario final tuvieron un incremento en el 10,73%, porcentaje que resulta positivo por el incremento en el consumo, más no por la variación de las tarifas.
- La energía facturada ha aumentado en el año 2013, en 26.036 MWH, que representa un 9,65%, debido al comportamiento de los usuarios en el mercado, especialmente en venta de energía al sector privado.
- El precio medio de venta tuvo un incremento del 0,98%, en tanto que el costo medio de producción aumentó a 15,85%, llegando en el año 2013 a tener una pérdida por KWH, situación que no sucedió en años anteriores, es así que de una utilidad de USD. 0,057 en el año 2010 pasa a una utilidad de USD. 0,01 en el 2011, una pérdida de USD 0,005 en el 2012 y pérdida de 0,0138 en el 2013. El precio medio de venta a USD. 0,0990 en



el 2008, a USD. 0,0911 en el 2009, a USD. 0,0923 en el 2010, a USD 0,0889 en el 2011, a USD 0,0893 en el 2012, y a USD. 0,0902 en el 2013.

- En cuanto a los costos medios de producción pasan de USD. 0,0968 en el 2008, a 0,0964 en el 2009, a USD. 0,0867 en el 2010 a 0,0888 en el 2011, a USD. 0,0897 en el 2012, y a USD. 0,1040 en el 2013.
- Como se podrá observar los ingresos por venta de energía a usuario final no lograron cubrir los gastos de operación.

#### **4.3. Análisis de Endeudamiento de la Empresa**

La EERSA en términos generales no ha hecho uso de su capacidad de endeudamiento, en el transcurso del ejercicio económico del 2013 se realizaron todos los ajustes necesarios para que las cuentas de los balances reflejen su situación real. Es conveniente resumir de acuerdo al esquema del informe lo siguiente:

##### **4.3.1. Compra de energía al Mercado Eléctrico Mayorista y a las Generadoras**

En cumplimiento de las leyes y reglamentos que regulan el MEM, en la EERSA al 31 de diciembre de 2013 se encontraban pagos pendientes por USD. 6'089,722.54 que corresponden a saldos por pagar de las últimas emisiones de facturas por parte de los agentes del MEM a deudas de la reliquidación dispuesta por el CENACE que serán canceladas si el Estado reconoce el valor adecuado de déficit tarifario y si se nos transfiere estos valores.

##### **4.3.2. Otras Deudas por Préstamos Internos y Externos**

###### **Préstamos Internos**

No existen préstamos internos, siendo su totalidad deudas a proveedores por la adquisición de materiales, que no fueron canceladas hasta el 31 de diciembre de 2013 y que se efectivizarán en el primer mes del presente año.

###### **Préstamos Externos**

Tampoco existen préstamos externos, la Empresa no ha hecho uso de su capacidad de endeudamiento, sus gastos de operación e inversiones han sido financiados con recursos propios, y con aportes de sus Accionistas, en el pasado la Empresa requirió préstamos externos para financiar principalmente la central Hidroeléctrica Alao y parte del sistema de Subestaciones, que a la presente fecha se encuentran liquidados, por lo tanto la Empresa no mantiene saldos pendientes de pago por préstamos ni deuda externa.

###### **Normas Internacionales de Información Financiera.**

Conforme a disposiciones de la Superintendencia de Compañías, la Empresa adoptó las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIFS) habiendo sido el año 2011 el año de transición, al momento se encuentran concluidas las etapas previas la EERSA lleva su contabilidad cumpliendo con las NIIF'S.

#### **4.4 Análisis de los Resultados Económicos del presente Ejercicio Fiscal**

Los resultados negativos alcanzados en el ejercicio fiscal 2013 fueron la consecuencia de la confluencia de varios factores que se analizan a continuación:

##### **4.4.1 Ingresos por Venta de Generación Propia**



Esta cuenta sufrió una disminución, con respecto al 2012 de USD. 858,222.94 que representa un 30,37% en menos, explicada parcialmente por una disminución en la producción de 13,74% causada por el mantenimiento de las centrales Alao y Nizag.

#### **4.4.2 Compra de Energía**

En este aspecto la Empresa tuvo que cancelar USD. 3'844,252.47 más que en el año 2012, cuando en años anteriores los incrementos no han sobrepasado los USD. 500,000.

Esto se debe a que el costo del KWH para la EERSA se incrementó en el 15,85% con respecto al año anterior y con relación al precio de venta se perdió USD. 0,0138 por cada KWH, lo que en valores globales daría una pérdida de alrededor de 2,5 millones de dólares.

#### **4.4.3 Reconocimiento del Déficit Tarifario por parte del Estado**

El déficit tarifario que el CONELEC ha determinado en años pasados estaba en el rango de más de 4 millones anuales, el valor que se reconoce para el 2013 es de USD. 874,770.02; la diferencia con el año anterior (2012) asciende a USD. 3'387,723.36.

#### **4.4.4 Incremento de las Provisiones Laborales**

El aumento de la pensión jubilar a USD. 120.00 mensuales incide en un incremento de las provisiones para el efecto pasando de USD. 990,675.39 para el 2012 a USD. 2'580,982.16 en el 2013, produciéndose un incremento neto de USD. 1'590,306.77, valor que afectó al gasto y consecuentemente a los resultados del 2013.

Cabe indicar que este gasto no estuvo previsto en el Presupuesto del 2013, por tanto el CONELEC no lo reconoció oportunamente para la determinación del VAD.

### **V ASPECTOS DE COMERCIALIZACION**

En el desarrollo de la **Gestión Comercial** por parte de esta Dirección, el principal objetivo ha sido la comercialización de la energía eléctrica y la prestación del servicio de electricidad a nivel de consumidor final, contemplando los índices de calidad del servicio comercial, en toda el área de concesión de la E.E.R.S.A

#### **5.1 Alcance**

El informe de Gestión Comercial se presenta a través del resumen ejecutivo, considerando el período enero - diciembre del 2013; el mismo que se refiere a los siguientes aspectos: mercado, recaudación, cartera, atención con los diferentes servicios a los clientes, reclamos, novedades y pérdidas no técnicas de energía.

#### **5.2 Gestión Comercial**

Para cumplir con el objetivo arriba descrito, hemos considerado como mercado potencial a nuestra área de concesión:

#### **5.3 Area de Concesión.**

En el año 2013 la Empresa Eléctrica Riobamba S.A., ha mantenido como su área de concesión los 10 cantones de la Provincia de Chimborazo: Riobamba, Alausí, Chunchi, Colta, Cumandá, Chambo, Guano, Guamote, Pallatanga y Penipe; con



una cobertura del 97,38%, es decir, que a diciembre del 2013 se estima que la Empresa tiene una población atendida de 472.436 habitantes.

### Mercado

La E.E.R.S.A a diciembre de 2013 tiene 161.432 clientes, de los cuales el 57,23% se encuentran ubicados en el sector rural, en tanto que el 42,37% se encuentra en el sector urbano. Cabe indicar que como sector urbano está considerada exclusivamente la ciudad de Riobamba.

Respecto a ventas de potencia y energía durante el año 2013, se alcanzó a los siguientes valores:

a) **Energía Facturada Clientes Regulados (MWh):** 295.736,62

b) **Ingresos Facturados (miles de dólares):**

2.1 Ingresos Globales: 31.219,52  
 2.2 Ingresos por venta de energía: 26.963,93  
 2.3 Ingresos ajenos a la explotación: 609,23  
 2.4 Bomberos 3.646,35  
 Precio Medio (U\$/kWh): 0,0911

c) **Consumo medio (kWh/consumidor):** 70,10\*

- Considerado solo clientes residenciales.

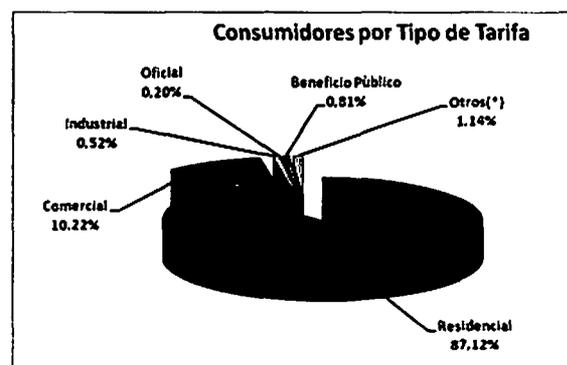
d) **Pérdidas de energía (MWh):**

- Energía Disponible del Sistema: 329.491,27
- Energía Facturada Clientes Regulados: 295.736,62
- Pérdidas Totales del Sistema (MWh): 33.736,65
- Porcentaje : 10,24%

Referente al número de clientes por tipo de tarifa, la Empresa al término del ejercicio económico del año 2013, tiene cubierto al mercado bajo la siguiente estructura:

Número de Consumidores al 31 de diciembre del 2013		
Sector	Consumidores	Porcentaje
Residencial	140.639	87,12%
Comercial	16.497	10,22%
Industrial	839	0,52%
Oficial	321	0,20%
Beneficio Público	1.301	0,81%
Otros(*)	1.835	1,14%
<b>Total</b>	<b>161.432</b>	<b>100,00%</b>

Nota (\*) Incluye Esc. Deportivos, B de Agua, A. Social, Culto Religioso, Autoconsumos





Nota (\*) Incluye Esc. Deportivos, B de Agua, A. Social, Culto Religioso, Autoconsumos

El sector productivo (industrial) está conformado por 839 clientes que representa el 0,52% del total de clientes, de los cuales 698 son artesanales; el sector comercial está conformado por 16.497 consumidores, el cual representa el 10,227% del mercado, de estos clientes apenas 561 clientes son comerciales con demanda, los restante 15.936 clientes son negocios pequeños.

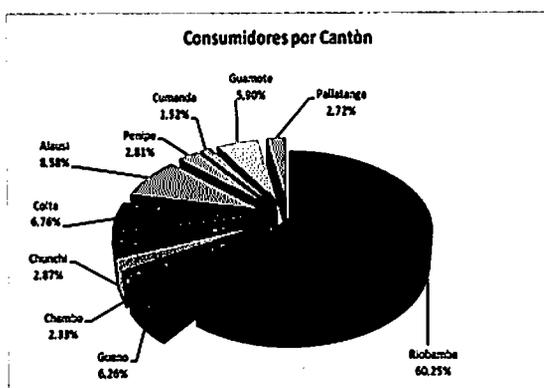
Se debe indicar que Empresa Cemento Chimborazo y Ecuatoriana de Cerámica, son nuestros clientes de mayor consideración y como medianos consumidores tenemos a, Moderna Alimentos, Tubasec, Embutidos la Ibérica, La Prolac, Inmobiliaria Motke y Nuvinat que es nuestro cliente a partir de diciembre. Como se puede observar la empresa tiene un mercado mínimo de consumidores industriales.

El sector residencial representa el 87,12%, en consecuencia el mercado que atiende nuestra Empresa es netamente residencial en términos de número de consumidores, los mismos que en un porcentaje mayor se encuentra ubicados en el sector rural.

Los otros sectores representan el 1,14%.

Se presenta el número de consumidores que la Empresa viene dando el servicio en los diferentes cantones de nuestra área de concesión:

Número de Consumidores por Cantón al 31 de diciembre del 2013		
Cantón	Consumidores	Porcentaje
Riobamba	97.269	60,25%
Guano	10.098	6,26%
Chambo	3.755	2,33%
Chunchi	4.631	2,87%
Colta	10.915	6,76%
Alausi	13.854	8,58%
Penipe	4.530	2,81%
Cumanda	2.455	1,52%
Guamote	9.527	5,90%
Pallatanga	4.398	2,72%
<b>Total</b>	<b>161.432</b>	<b>100,00%</b>





INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA  
EJERCICIO ECONOMICO 2013

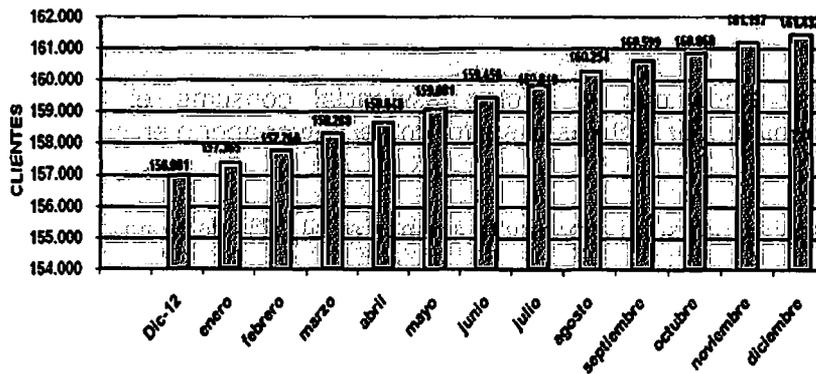
En el cantón Riobamba incluido la ciudad y todas las parroquias tanto urbanas como rurales, se encuentran el mayor porcentaje de consumidores con el 60,25%.

Se presenta el comportamiento de los usuarios, relacionado con el crecimiento en cada uno de los meses:

**COMPORTAMIENTO DE LOS CLIENTES POR MES**

Mes	Consumidores	Incremento	%Incremento
Enero	157.365	384	0,24
Febrero	157.766	401	0,25
Marzo	158.288	522	0,33
Abril	158.648	360	0,23
Mayo	159.081	433	0,27
Junio	159.456	375	0,24
Julio	159.819	363	0,23
Agosto	160.254	435	0,27
Septiembre	160.599	345	0,22
Octubre	160.868	269	0,17
Noviembre	161.197	329	0,20
Diciembre	161.432	235	0,15
<b>Total</b>	<b>161.432</b>	<b>4.451</b>	<b>3,29</b>

**CRECIMIENTO DE CONSUMIDORES**



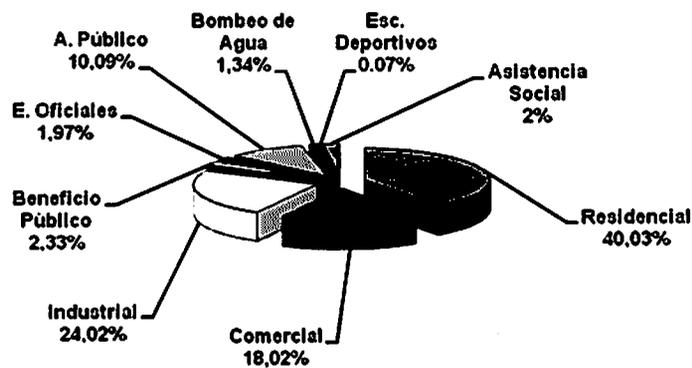
De acuerdo a la estructura tarifaria, la Empresa obtuvo la siguiente composición de consumos:



**Estructura del Consumo Por Tipo de Tarifa**

Tarifa	Consumo (MWh)	Porcentaje
Residencial	118.382,05	40,03%
Comercial	53.290,90	18,02%
Industrial	71.049,64	24,02%
Beneficio Público	6.903,43	2,33%
E. Oficiales	5.815,99	1,97%
A. Público	29.827,64	10,09%
Bombeo de Agua	3.971,14	1,34%
Esc. Deportivos	201,13	0,07%
Asistencia Social	6.312,73	2,13%
<b>Total</b>	<b>295.754,65</b>	<b>100,00%</b>

**Estructura del Consumo por Tipo de Tarifa - 2013**



Observamos que el sector residencial consume el 40,03% de la energía disponible, por tanto es el sector con el mayor aporte en consumo.

El sector industrial representa apenas el 24,02% de la energía disponible.

El consumo de energía del sector productivo (industria y comercio) representa el 42,04%.

### Ingresos Facturados

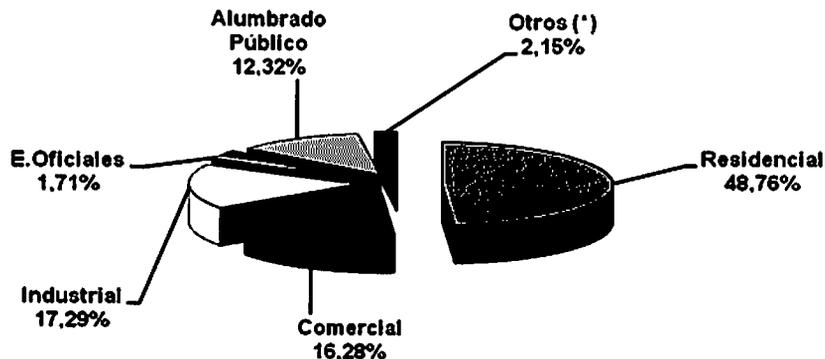
En concordancia a la energía facturada, se obtuvo la siguiente estructura de ingresos facturados por consumo de energía:



Valores Facturados por Tipo de Tarifa		
Tarifa	Dólares (Miles)	Porcentaje
Residencial	13.148,47	48,76%
Comercial	4.388,48	16,28%
Industrial	4.662,11	17,29%
E.Oficiales	460,18	1,71%
Beneficio Publico	403,08	1,49%
Alumbrado Público	3.321,80	12,32%
Otros (*)	579,81	2,15%
<b>Total</b>	<b>26.963,93</b>	<b>100,00%</b>

Nota (\*) Incluye B de Agua, A. Social, autoconsumos y Esc. Deportivos

**Estructura de Ingresos Facturados por Tipo de Tarifa - 2013**



Nota (\*) Incluye B de Agua, A. Social, Autoconsumos y Esc. Deportivos

El sector Industrial, representa el 17.29% y el sector comercial con el 16.28%, significa que entre estos dos sectores aportan con el 33.57%.

Los sectores residencial aporta con el 48.76%. Mientras que el alumbrado público representa el 12.32%.

**Recaudación**

Durante el año 2013 la Empresa recaudó, el valor de 30.874,36 miles de dólares; mismo que representa un ingreso promedio mensual de 2.572,86 miles de dólares.

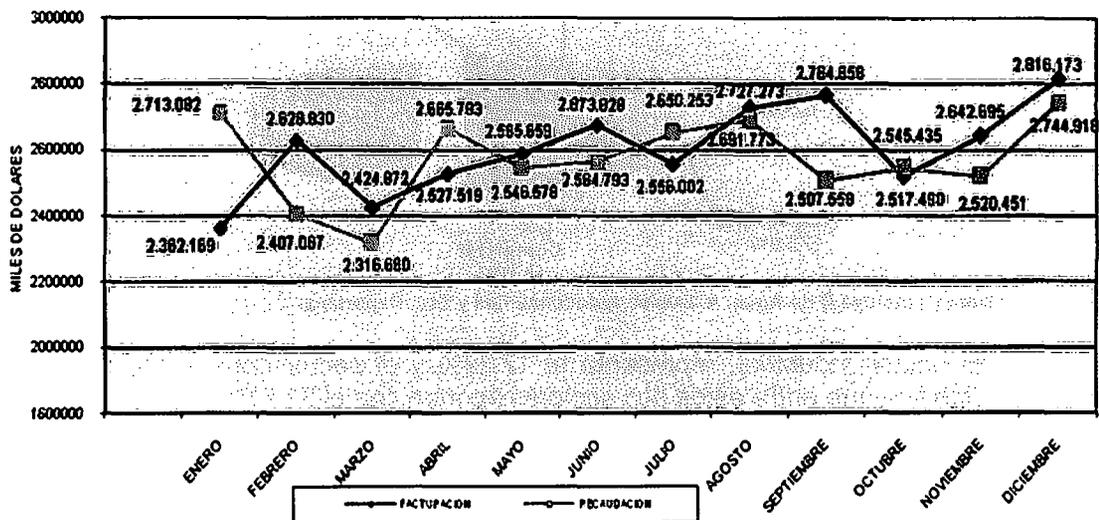
A continuación presentamos la evolución mensual y su comportamiento:





RESULTADOS DE RECAUDACION ENR/13-DIC/13			
MES	FACTURACION	RECAUDACION	INDICE
ENERO	2.362.169	2.713.082	114,86%
FEBRERO	2.628.830	2.407.067	91,56%
MARZO	2.424.872	2.316.660	95,54%
ABRIL	2.527.519	2.665.793	105,47%
MAYO	2.585.659	2.546.578	98,49%
JUNIO	2.673.828	2.564.793	95,92%
JULIO	2.556.002	2.650.253	103,69%
AGOSTO	2.727.273	2.691.773	98,70%
SEPTIEMBRE	2.764.858	2.507.558	90,69%
OCTUBRE	2.517.490	2.545.435	101,11%
NOVIEMBRE	2.642.695	2.520.451	95,37%
DICIEMBRE	2.816.173	2.744.918	97,47%
TOTALES	31.227.368	30.874.361	98,87%

COMPORTAMIENTO DE LA FACTURACION Y RECAUDACION EN EL 2013



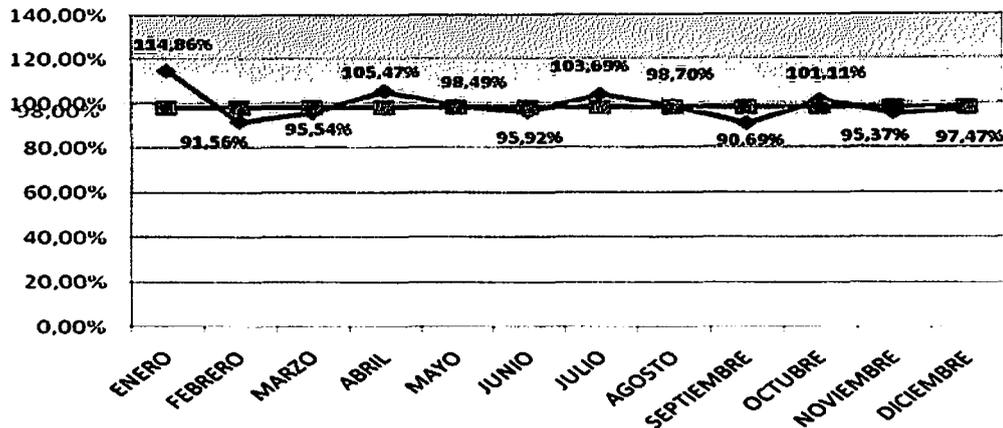
Se tiene meses de recaudación con índices superior al 100%, como es el caso de los meses de enero, abril, junio y octubre, los meses de menor recaudación son los meses de febrero y diciembre y el resto de meses se encuentra sobre el 95%.

Las menores recaudaciones se da en los meses de febrero y septiembre, lo cual se produce por cuanto en estos meses existieron menos días laborables lo cual provoca que el valor de la recaudación disminuya.



Se presenta un cuadro resumen del comportamiento de la recaudación mensual, referente a la meta planteada para este año (98%).

### COMPORTAMIENTO DE RECAUDACION



Se puede ver que en la mayor parte de meses se supera la meta y en el promedio del año el porcentaje de recaudación es mayor al objetivo planteado.

Para cumplir con la gestión de recaudación y lograr un buen resultado, se aplicaron varios programas y políticas, las cuales se detalla en la parte correspondiente al análisis de la Gestión Comercial.

El promedio de recaudación de este año es del 98,87%, superior en 0,36% al porcentaje de recaudación del año 2012 y 0,87% superior al considerado en el presupuesto del año de la empresa, lo cual significa que se recaudo US\$ 271.540,36 más de lo que se tenía previsto, dando mayor liquides a la Empresa.

Se debe indicar que los porcentajes indicados anteriormente corresponden al total de la facturación y recaudación de todos los rubros.

#### Cartera Total

La cartera Total al 31 de diciembre de 2013 es 3.810,38 miles de dólares; en el valor indicado se encuentra los valores de cartera de Bomberos y FERUM, que suman 839,92 miles de dólares, significa que la cartera total que corresponde a la empresa es de 2.970,46 miles de dólares.

#### Cartera Vencida

La cartera vencida total incluido la Cartera vencida por Bomberos y FERUM al 31 de diciembre de 2013, asciende a 2.840,08 miles de dólares; la cartera vencida de los rubros que corresponden a la Empresa sin considerar FERUM (US\$ 0,124) y Bomberos (US\$ 689,42), es de US\$ 2.150,54 miles de dólares.

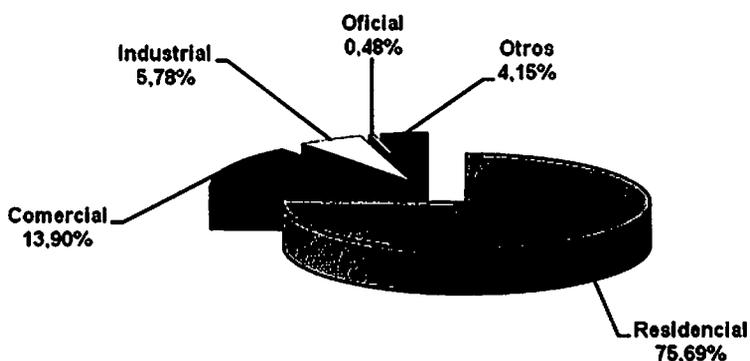
A continuación se presenta la cartera vencida total general por tipo de tarifa:



**CARTERA VENCIDA POR TIPO DE TARIFA**

Sector	Valor (US\$)	Participación
Residencial	1.627,76	75,69%
Comercial	298,90	13,90%
Industrial	124,26	5,78%
Oficial	10,29	0,48%
Otros	89,33	4,15%
<b>Total</b>	<b>2.150,54</b>	<b>100,00%</b>

**CARTERA VENCIDA POR TIPO DE TARIFA AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2013**



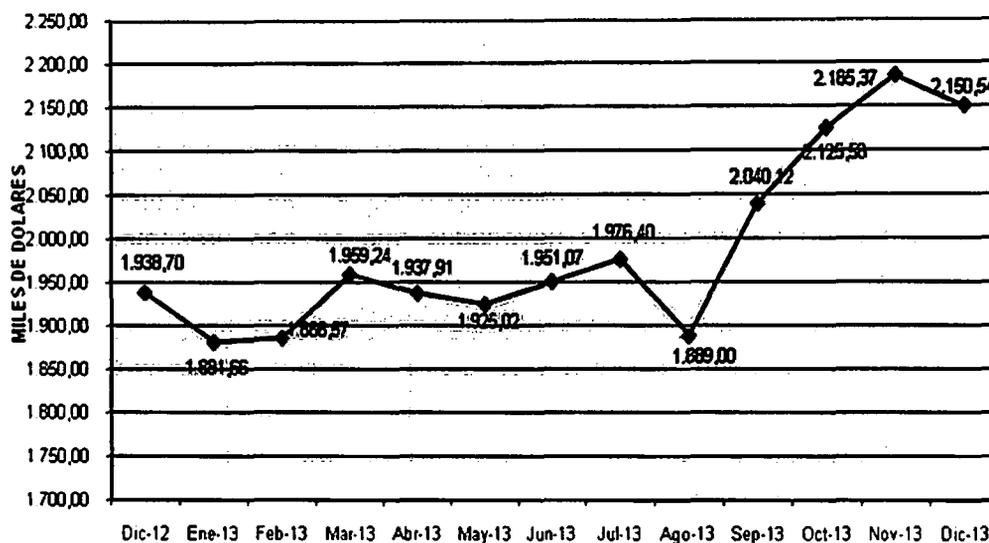
Como se puede observar, el sector residencial representa el 75,69% de la cartera vencida total, seguido del sector comercial con el 13,90%, en el resto de tarifas los valores de la cartera vencida no son representativos.

La cartera vencida mensual ha tenido el siguiente comportamiento:

Mes	(Miles) (US\$)	Variación Mensual	
		(Miles US\$)	Porcentaje
Ene-13	1.881,66	-57,04	-2,9%
Feb-13	1.886,57	4,91	0,3%
Mar-13	1.959,24	72,67	3,9%
Abr-13	1.937,91	-21,33	-1,1%
May-13	1.925,02	-12,90	-0,7%
Jun-13	1.951,07	26,05	1,4%
Jul-13	1.976,40	25,33	1,3%
Ago-13	1.889,00	-87,40	-4,4%
Sep-13	2.040,12	151,12	8,0%
Oct-13	2.125,58	85,46	4,2%
Nov-13	2.185,37	59,79	2,8%
Dic-13	2.150,54	-34,83	-1,6%



**COMPORTAMIENTO DE LA CARTERA VENCIDA PERIODO DIC.12 - DIC/13**



Dic-12 Ene-13 Feb-13 Mar-13 Abr-13 May-13 Jun-13 Jul-13 Ago-13 Sep-13 Oct-13 Nov-13 Dic-13

NOTA: EN ESTOS VALORES NO SE ENCUENTRAN INCLUIDOS LA CARTERA VENCIDA DE LOS BOMBEROS Y FERUM.

**ATENCIÓN A CLIENTES**

**a) Prestaciones de servicios de suministro eléctrico**

Durante el ejercicio económico del 2013 la Empresa de acuerdo a los requerimientos de los clientes y a la disponibilidad de recursos humanos, equipos y materiales atendió en las siguientes prestaciones de servicio:

PRESTACIÓN DE SERVICIOS EN EL AÑO 2013		
SERVICIOS	INSTALACIONES	INSPECCIONES
Nuevos servicios	5.982	7.247
Cambio de Medidores	6.216	7.351
Reubicación de Medidores	1.028	1.252
Retiro de medidores	1.705	1.892
Cambio de materiales	477	614
Cambio de nombre	3.338	3.368
Cambio de domicilio	58	96
Cambio de Tarifa	477	583
Otras modificaciones	389	1.034
<b>Total</b>	<b>19.670</b>	<b>23.437</b>

Como podemos observar, durante el año 2013 se atendió 19.670 eventos relacionados a nuevas instalaciones, cambio y/o reubicación de acometidas y medidores y modificaciones al servicio instalado. Así mismo se atendió a 23.437 inspecciones para diferentes servicios.



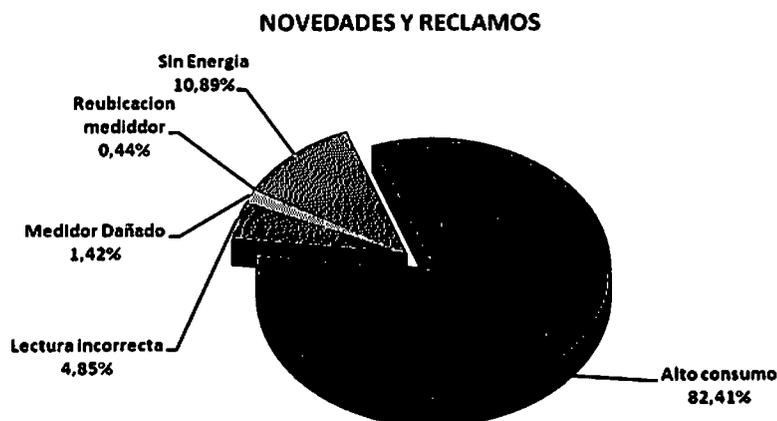
El mayor porcentaje de atención al cliente se relaciona a nuevos servicios y a mantenimiento de los mismos: se atendió 5.982 nuevos servicios, 6.216 cambios de medidores, 1.028 reubicaciones de medidores, así como 1.705 retiros de medidores. De los 6.216 cambios y/o reubicaciones de medidores, 3.442 fueron ejecutados por el departamento de Acometidas y Medidores, las Agencias de Alausí, Chunchi, Cumanda y Pallatanga y 2.774 por la Unidad de Control de Pérdidas.

### b) Reclamos y Novedades

Respecto a la atención de reclamos se tiene que el mayor porcentaje es por reclamos de consumos altos y suman un total de 13.414, lo cual representa apenas el 0,70% de las 1.914.773 facturaciones realizadas en el año 2012. Se presenta un resumen de los reclamos y novedades que se han presentado por diferentes razones:

**TIPOS DE NOVEDADES Y RECLAMOS EN EL 2013**

Novedades	Cantidad	Participación
Alto consumo	11.054	82,41%
Lectura incorrecta	650	4,85%
Medidor Dañado	190	1,42%
Reubicación medidor	59	0,44%
Sin Energía	1.461	10,89%
<b>TOTAL</b>	<b>13.414</b>	<b>100,00%</b>



Para efectos de control de hurto de energía, se creó el módulo de reclamos y novedades dentro del sistema comercial de lo cual se puede determinar que las novedades con mayores porcentajes tienen que ver a clientes con alto consumo, sin energía y lecturas incorrectas.

### Pérdidas de Energía

Al término del ejercicio económico del año 2013, de acuerdo al Balance Energético; mismo que será analizado más adelante, se llegó a obtener el 10,24% de pérdidas de energía eléctrica de todo el sistema, porcentaje que en términos de energía representa 33.736,62 MWh/año.



Cabe indicar que en el porcentaje de pérdidas antes mencionado se encuentra incluido las pérdidas técnicas, mismas que alcanzan al 8,15%; en consecuencia, las pérdidas no técnicas alcanzaron al valor de 2,09%.

## 5.4 Resultados

### 5.4.1 Análisis de Variación Comercial

#### Número de Clientes

Al término del ejercicio económico del 2013, la Empresa obtuvo un crecimiento respecto al año 2012 del 2.84% lo que significa un incremento de 4.451 clientes, se debe indicar que los medidores que realmente se instalaron fueron 5.982, pero como se retiran medidores por diferentes razones, en el catastro de clientes se restan y esa es la razón para que el incremento de clientes sea menor al total de nuevos servicios instalados.

Cabe indicar que el número de consumidores al 31 de diciembre del 2013, es considerado como aquel que ha sido registrado en el archivo maestro de clientes, es decir, que todo aquel servicio instalado, durante los últimos 15 días del año 2013 no está considerado en el archivo en referencia.

#### Facturación.

Comparando los valores facturados por concepto de venta de energía, entre los años 2012 - 2013 observamos que existe un incremento de energía facturada en el valor del, 9,71% cual representa 26.181,09 MWh mas que lo facturado en el año 2012.

Respecto a valores monetarios, la facturación con respecto al año 2012 se ha incrementado en 2.646,05 miles de dólares, que representa el 9,2600%.

#### Recaudación

Se debe indicar que en el año 2013 comparado con lo considerado en el presupuesto del año (98%), se ha recaudado con incremento en 0,87%, que representa una recaudación adicional de 271.540 dólares, lo cual da como resultado una mayor liquidez a la empresa y que se puedan cumplir con todos los programas y proyectos.

#### Cartera Vencida

La cartera vencida de los valores que corresponden a la Empresa, comparado con el año 2012, se incremento en US\$ 211.840,00, pese a que la facturación se incremento en US\$ 2.646.050 y la recaudación se incremento en US\$ 2.717.390.

Existe un incremento de la cartera vencida que no es considerable, pese a las gestiones realizadas y a pesar de tener un índice importante de recaudación (98,87%) superior al estimado en la proforma presupuestaria (98%); uno de los factores más importantes que dificulta mejorar aún más la recaudación y de esta manera poder disminuir la cartera vencida, es el tipo de clientes que tenemos y que en su mayoría son residenciales (140.639) con un porcentaje del total de clientes del 87.12% y de estos clientes 102.337 que representa el 63,39% se encuentran dentro de la tarifa de la dignidad y si consideramos que los pequeños comercios o negocios representan el 10,22%, significa que los clientes tanto residenciales como comerciales representan el 97,34%. Además si consideramos que un número importante de estos clientes se encuentran en el sector rural, la gestión se vuelve



aún más difícil; en todo caso los valores de cartera vencida se mantienen dentro de parámetros manejables, se espera en el 2014 intensificar las gestiones, implementar políticas de recuperación de cartera y poder mejorar más estos índices.

Las emisiones vencidas con respecto al cargo promedio del año, se tiene que para el para el año 2012 fue de 0,89 emisiones vencidas y para el 2013 es de 0,90 emisiones vencidas, concluyendo que en emisiones vencidas la cartera vencida prácticamente se han mantenido.

#### **Pérdidas de Energía.**

En el ejercicio del año económico de 2012, la Empresa Eléctrica Riobamba S.A obtuvo el 12,09% de pérdidas de energía eléctrica total del sistema, en tanto que para el año 2013 se obtiene el índice de pérdidas del 10,24%; por tanto existe un disminución del 1,85% con respecto al año 2012, existen varias razones por las cuales se ha producido este decremento, las mismas que son explicadas ampliamente en el informe del departamento de Control de Pérdidas, el mismo que es parte de este informe.

### **DEPARTAMENTO DE CONTROL DE PERDIDAS**

#### **5.5 Antecedentes**

Al finalizar el año 2012, la Empresa presentó un índice de pérdidas totales del sistema de 12,09%, de los cuales el 8,71% corresponden a pérdidas técnicas y la diferencia, 3,38% son pérdidas no técnicas.

Con el objetivo de disminuir el índice anual de pérdidas no técnicas, se planteó el programa de reducción para el 2013 fijando una meta anual del 10,50% (8,50% pérdidas técnicas y 2,0% pérdidas no técnicas) respecto a la energía total disponible en el sistema. El programa consistió de los siguientes proyectos:

01-13: Control de clientela masiva

02-13: Control de clientes especiales

03-13: Cambio de medidores obsoletos

04-13: Cambio de acometidas y medidores en circuitos readecuados.

05-13: Normalización de consumos ceros

Para elaborar este informe se ha utilizado la información del sistema de Comercialización, Generación, Planificación y Control de Pérdidas.

#### **5.6 Evaluación de resultados:**

La evaluación de resultados de los proyectos implica medir el impacto de la recuperación energética y financiera. Básicamente, los beneficios producidos por el control de pérdidas no técnicas en el año evaluado son dos: (1) refacturación o reliquidación, según el caso, en KWh hacia atrás de la fecha de regulación del servicio y (2) energía recuperada por mes en KWh/mes hacia delante de la normalización. La valoración de estas energías a precio de venta, nos da la recuperación financiera.

##### **5.6.1 Refacturación:**

Durante el año 2013, se normalizó, calculó y tramitó los siguientes valores:



Reliquidaciones y Refacturaciones  
2013

	Energía (KWh)	Valor (USD)
Reliquidación	106,797	9,726.99
Refacturación	1,171,928	96,368.73
<b>Total</b>	<b>1,278,725</b>	<b>106,095.72</b>

Fuente: Estadística de Facturación EERSA

Por este concepto se facturó 1.278.725 KWh lo que representa USD 106.095,72. De este total 106.797 KWh equivalente a USD 9.726,99 corresponde a reliquidaciones, y 1.171.928 KWh valorado en USD 96.368,73 son refacturaciones. Todos estos valores están agregados a la facturación de la Empresa.

5.6.2 Energía Recuperada por mes:

La evaluación de la energía mensual recuperada se la hizo por proyecto utilizando la información disponible y la facturada en el sistema de comercialización. Los resultados de esta evaluación son:

Evaluación de Recuperación Energética y Financiera  
2013

Proyectos	Recuperación		
	MWh	%	USD
Proyecto 01-13	37.08	0.0113	3,318.66
Proyecto 02-13	794.77	0.2412	71,132.27
Proyecto 03-13 (obsoletos)	553.14	0.1679	49,505.94
Proyecto 04-13	202.41	0.0614	18,115.37
Proyecto 05-13 (ceros)	441.97	0.1341	39,556.32
<b>Total</b>	<b>2,029.37</b>	<b>0.6159</b>	<b>181,628.56</b>

Fuente: Estadísticas Control de Pérdidas y EERSA

En total, se recuperó 2.029,37 MWh/año (equivalente a 169,11 MWh/mes) valorado en USD 181.628,56/año (equivalente a USD 15.135,71/mes), cifras que se incorporaron mes a mes a la facturación en el rubro consumo de cada tarifa en la cuenta de cada cliente regulado. La energía recuperada representa el 0,6159% de la energía disponible en el sistema.

5.7 Indicadores de pérdidas no técnicas:

A continuación realizamos una comparación de los principales indicadores de pérdidas no técnicas de los años 2012 y 2013.

Cuadro comparativo de indicadores de Pérdidas no Técnicas

Índice	unidad	2012	2013	Diferencia
Inspecciones realizadas totales	Nº.	13,124	7,527	-42.6%
Novedades encontradas	Nº.	1,529	1,097	-28.3%
Medidores cambiados	Nº.	7,020	6,149	-12.4%
Recuperación Energética	MWh/mes	142.97	169.11	18.3%
Recuperación Financiera	USD/mes	12,796.58	15,135.71	18.3%
Refacturación Energía	MWh	1,010.76	1,278.73	26.5%
Refacturación valores	USD	99,778.08	106,095.72	6.3%
Recuperación Energética total	MWh/año	2,726.40	3,308.05	581.65
Recuperación Financiera Total	USD/año	253,337.04	287,724.24	34,387.20
Pérdidas no Técnicas	MWh/año	10,360.96	6,890.07	-3,470.89
% de pérdidas no técnicas [1]	%	3.38	2.09	-1.29
Pérdidas Técnicas	MWh/año	26,720.80	26,846.55	125.75
% de pérdidas [1]	%	8.71	8.15	-0.56

Fuente: Estadísticas Generación, Comercialización, Control Pérdidas y Planificación.

Nota: [1] el valor porcentual de pérdidas, es respecto a la energía disponible del sistema



El trabajo de campo fue dirigido al sector rural, donde es necesario invertir más tiempo en trasladarse a los sectores y en ubicar a los clientes, además el valor esperado en recuperación de energía y valores monetarios son menores respecto al sector urbano. El beneficio total de la gestión de control de pérdidas fue recuperar para la facturación 3.308,05 MWh lo que equivale a USD 287.724,24. De igual forma, en cuanto al índice de pérdidas no técnicas se observa un importante decremento de -1,29 en porcentaje respecto a la energía disponible en el sistema.

#### **5.8 Actividades Administrativas:**

En la parte administrativa del departamento tratamos todas las infracciones con los clientes en la cual se les explicó sobre las medidas técnicas y económicas que se tomaron para normalizar el servicio.

En lo que respecta a la parte técnica, tendientes a minimizar la posibilidad de alteraciones en los medidores y acometidas, fue necesario realizar para cada cliente todo el trámite de cambio de medidor, egresos y ingresos de materiales, ingresar información de instalación anterior y nueva, y ejecutar el trabajo físico de cambio de medidor.

En las medidas económicas, se realizó el análisis estadístico histórico de consumos, cálculos y emisión de facturas por refacturaciones y reliquidaciones. Para el caso de clientes con demanda se realizó los respectivos estudios de análisis de carga. También, con este grupo colaboramos en la atención de reclamos técnicos de facturación, esto es, factor de potencia y demanda facturable.

También se elaboró las liquidaciones semestrales de incentivo económico que tiene establecido la Empresa por denuncias de infracciones al servicio

#### **5.9 Balance Energético:**

A fin de realizar una evaluación total de pérdidas de energía, hemos procedido a elaborar el balance energético del año 2013 con la información proporcionada por las Direcciones de Operación y Mantenimiento, Comercialización y Planificación.

El balance energético del 2013, señala una disponibilidad neta de energía en el sistema eléctrico de 329.491,27 MWh, de los cuales se facturó a clientes regulados 295.754,65 MWh; existiendo una pérdida total de energía de 33.736,62 MWh lo que representa el 10,24% de la energía disponible del sistema. De este total, 26.853,54 MWh (8,15%) corresponde a la parte técnica (pérdidas operacionales) y 6.883,08MWh (2,09%) a las pérdidas no técnicas (pérdidas comerciales). Comparado con el índice de pérdidas anual del sistema correspondiente al 2012 (12,09%), se tiene una reducción neta de pérdidas de 1,85%.

Las pérdidas técnicas han disminuido -0,56%, en tanto que las pérdidas no técnicas también disminuyen en -1,29%, lo cual significa que la disminución neta de pérdidas totales es de -1,85%.

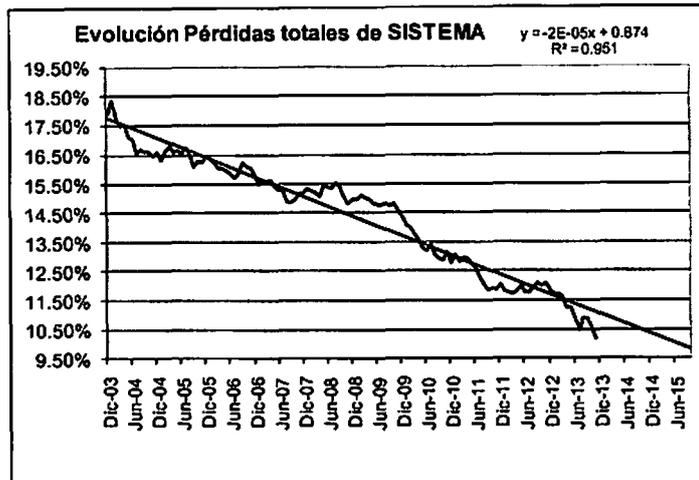
#### **5.10 Análisis de tendencia de pérdidas:**

Es importante realizar un adecuado análisis de tendencia de pérdidas en el tiempo con la finalidad de observar su crecimiento o decremento. Para estudiar el comportamiento y tendencia de las pérdidas, utilizaremos la recomendación del Manual Latinoamericano para el control de pérdidas eléctricas, que dice: "Para el análisis de la tendencia de pérdidas totales, tomaremos los datos acumulados de un



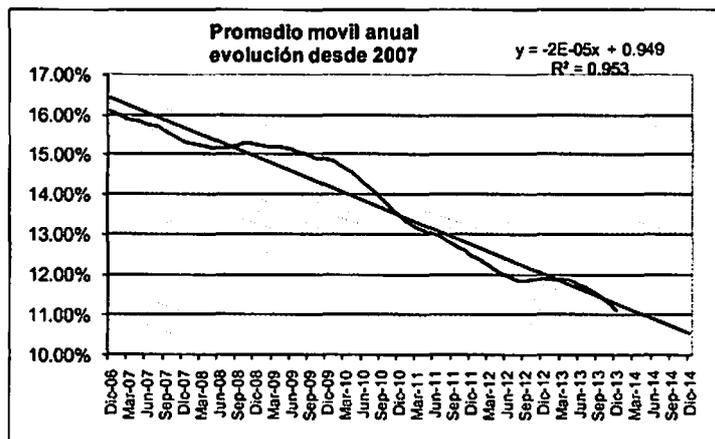
año móvil, con el fin de reducir el efecto de la no simultaneidad de las lecturas. Estos datos son útiles para análisis estadísticos con mínima influencia estacional, la cual sí afecta los análisis efectuados con base en datos mensuales o bimensuales”.

Con esta consideración, la evolución del índice de pérdidas totales acumulado del año móvil desde septiembre de 2003 (dato tomado como línea base), se observa en el siguiente gráfico:



Podemos ver que este indicador conserva una tendencia gradual y sostenida a la baja. Todos los datos se mantienen con una línea de tendencia de -0,02% mensual, a excepción del año 2012 que se mantiene constante.

Dentro del mismo análisis de tendencia hemos graficado la curva promedio móvil anual del sistema desde 2007. Podemos ver que también se mantiene una tendencia gradual y sostenida, cumpliendo con uno de los objetivos estratégicos planteado.



En los dos casos se observa el importante resultado obtenido en el control y reducción de pérdidas de los años 2010, 2011 y 2013. El valor alcanzado en el año 2013 es el mas bajo en el histórico de la Empresa.

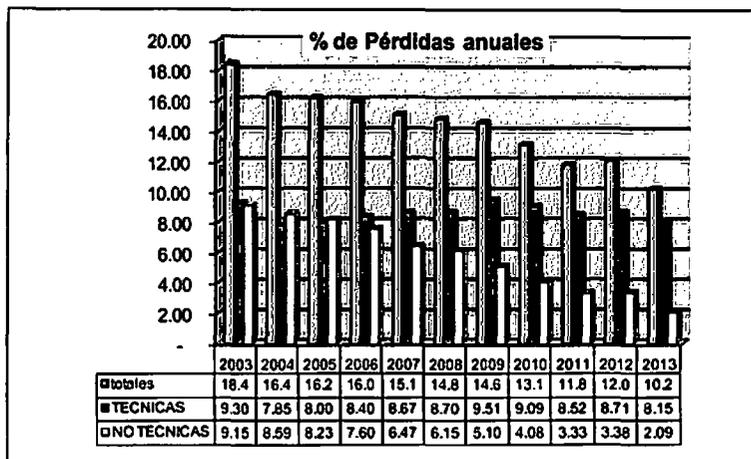
Los valores de pérdidas totales anuales respecto a la energía disponible en el sistema, se resume en el siguiente cuadro:



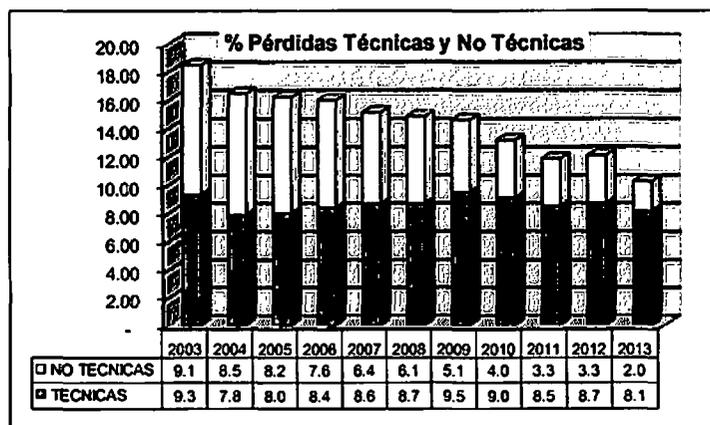
**Pérdidas totales del sistema**

Año	Pérdidas %	Reducción %	Reducción Acumulada %
2003	18.45		
2004	16.45	2.00	2.00
2005	16.22	0.22	2.23
2006	16.01	0.22	2.44
2007	15.13	0.87	3.32
2008	14.85	0.28	3.60
2009	14.61	0.24	3.84
2010	13.17	1.44	5.28
2011	11.88	1.29	6.57
2012	12.09	-0.21	6.36
2013	10.24	1.85	8.21

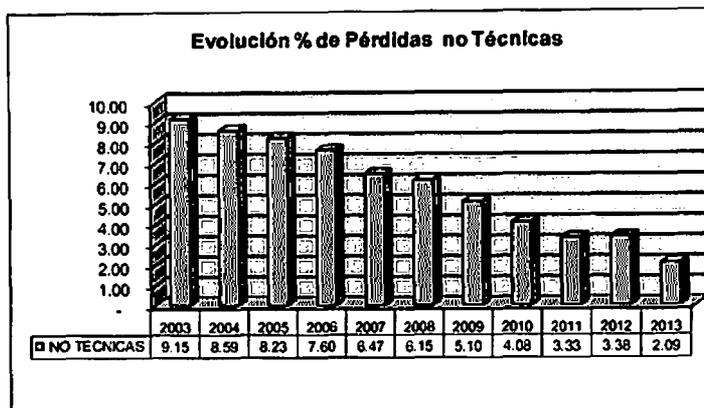
Desde el año base 2003 hasta el 2013 se tiene una reducción acumulada del 8,26%; esto es, existe una reducción, a razón promedio de 0,821% anual. Los índices anuales de pérdidas totales, técnicas y no técnicas se ilustran a continuación.



El peso de las pérdidas no técnicas sobre las pérdidas totales sigue siendo cada año menor, el valor de 2% es considerado como aceptable en los estándares internacionales. Actualmente el componente de pérdidas técnicas es el más significativo. Lo manifestado podemos observar en la siguiente gráfica.



De igual forma, podemos decir que las pérdidas no técnicas de energía han evolucionado del 9,15% en 2003, a un valor de 2,09% logrado en el 2013; de hecho, se ha conseguido una reducción acumulada de 7,06%, tal como se muestra en el siguiente gráfico:



El valor alcanzado de pérdidas no técnicas del 2%, es considerado como aceptable en los estándares internacionales.

### 5.11 Evolución histórica de las pérdidas de energía

Es importante también mantener la visión en el largo plazo sobre la evolución de pérdidas de la empresa para medir el impacto de las acciones que se han tomado en el cumplimiento del objetivo de reducirlas hasta un valor que sea técnica y económicamente aceptable para la empresa. En el siguiente gráfico se puede observar las variaciones anuales de las mismas.

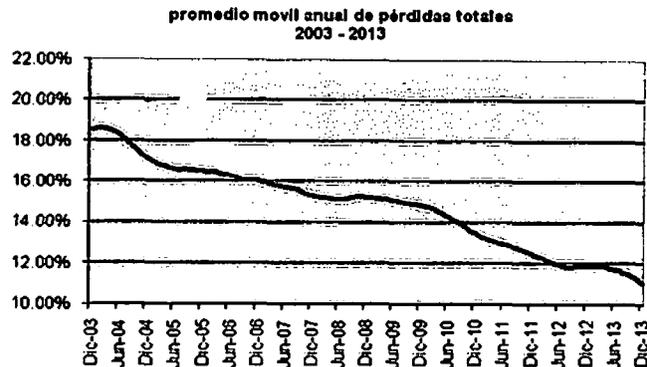


Podemos ver que antes de 2003, la Empresa presentaba pérdidas promedio del 18% con variaciones mensuales muy significativas, lo cual no permitía que los resultados obtenidos sean sostenibles. A partir de 2003 se viene tomando acciones para reducir las pérdidas no técnicas, lo que ha permitido obtener resultados de reducción sostenibles en el tiempo.



### 5.12 Beneficios del programa de control de pérdidas

El beneficio total del programa de control de pérdidas desarrollado desde 2003, podemos estimarlo comparando la situación sin y con medidas de control. Para establecer la situación sin medidas de control, realizamos una proyección del crecimiento de pérdidas en un escenario de aumento moderado, tal como se observa en el siguiente gráfico.



Sin medidas de control, a diciembre de 2013 el nivel de pérdidas estimado hubiese sido de 21,50%, que comparado con el nivel real alcanzado de 10,24% con medidas de control, tenemos que el beneficio logrado es 11,30% menos en pérdidas. El beneficio de controlar y reducir las pérdidas ha permitido que la empresa en 2013 dejó de perder al menos: 37.232,51 MWh lo que representa USD 2'978.000 aproximadamente.

Finalmente, es importante indicar que los resultados logrados fueron obtenidos gracias a la participación de todo el personal que trabajamos en el control de pérdidas, así como los demás departamentos de la Dirección de Comercialización y la Dirección de Ingeniería y Construcción. También es importante resaltar el apoyo de la Dirección de Comercialización y la Gerencia para el cumplimiento del programa planteado.

### 5.13. Análisis de Índices de Gestión Comercial.

Es objetivo de este análisis presentar los índices de Gestión Comercial, como un instrumento de gestión de la Empresa, posibilitando el conocimiento del desempeño, relacionado a la calidad y productividad presentado al Mercado Consumidor.

#### Tasa de Reclamos Comerciales

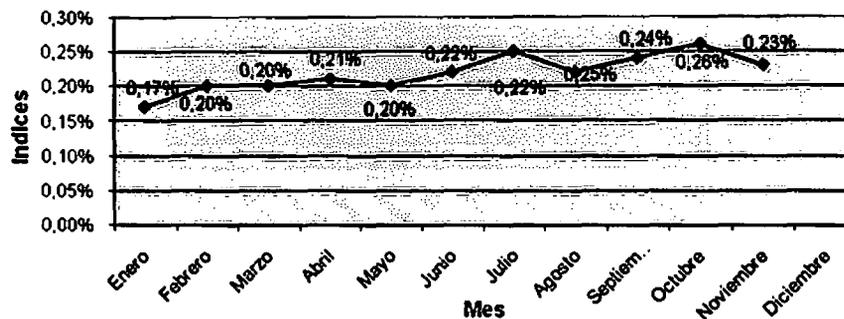
La tasa de reclamos se encuentra dentro del rango aceptable, esto es, menor al 1%.



**Calidad de Facturación**

Índice de Calidad de Facturación			
Mes	Refacturación	Facturación	Índice
Enero	312	157.365	0,20%
Febrero	268	157.766	0,17%
Marzo	311	158.288	0,20%
Abril	332	158.648	0,21%
Mayo	318	159.081	0,20%
Junio	347	159.456	0,22%
Julio	401	159.819	0,25%
Agosto	354	160.254	0,22%
Septiembre	385	160.599	0,24%
Octubre	421	160.868	0,26%
Noviembre	369	161.197	0,23%
Diciembre	372	161.432	0,23%
<b>TOTAL</b>	<b>4.190</b>	<b>1.914.773</b>	<b>0,22%</b>

**Evolución del Índice de Calidad de Facturación en el 2013**



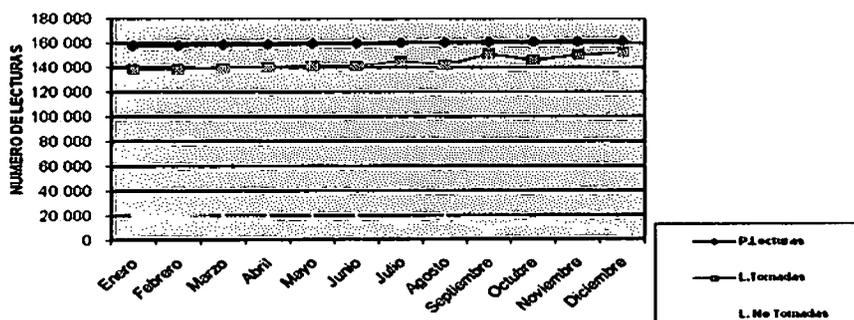
Uno de los índices más importantes dentro del proceso de Comercialización de energía es la calidad de facturación, mismo que se refiere al volumen de planillas refacturadas frente al volumen de planillas emitidas. Como se puede observar en la tabla anterior, este índice alcanza un promedio anual del 0,12%, índice que se encuentra dentro de la meta planteada por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable que es del 1%; las lecturas se vienen tomando con equipos electrónicos (PANDS), esto permite que la descarga de las lecturas se lo realice automáticamente y se evite la digitalización de las mismas, garantizando de una mejor calidad en la facturación; uno de las estrategias que incide en tener un buen índice es la de realizar los cambios de medidores obsoletos y reubicación de los medidores que se encuentran en el interior de las viviendas (Se realizaron 7.244 eventos), para poder fácilmente tener acceso a la toma de lecturas y adicionalmente existe la política de que todos los medidores nuevos sean instalados en la parte exterior de las viviendas.

**Índice de Toma de Lecturas**



LECTURAS AÑO 2013			
	P. Lecturas	L.Tomadas	L. no Tomadas
Enero	157.365	138.602	18.763
Febrero	157.766	138.669	19.097
Marzo	158.288	139.743	18.545
Abril	158.648	140.067	18.581
Mayo	159.081	141.312	17.769
Junio	159.456	141.548	17.908
Julio	159.819	144.823	14.996
Agosto	160.254	142.152	18.102
Septiembre	160.599	150.897	9.702
Octubre	160.868	145.983	14.885
Noviembre	161.197	150.406	10.791
Diciembre	161.432	152.367	9.065
<b>Total</b>	<b>1.914.773</b>	<b>1.726.569</b>	<b>188.204</b>
<b>Promedio/mes</b>	<b>159.564</b>	<b>143.881</b>	<b>15.684</b>

COMPORTAMIENTO DE LECTURAS



Respecto a este índice, la Empresa obtuvo el valor de 90.17%, el cual está dentro del rango aceptable (90 al 95 %) y que está regulado; está dando resultados positivos el cambio y reubicación de medidores que se realizan todos los años., es así que en este año entre cambios y reubicaciones de medidores se han realizado 7.244.

### Período Medio de Cobro

Se tiene un índice de período medio de cobro en el valor de 45 días; si se considera que la Empresa da un plazo de 30 días para el pago de las planillas, se puede concluir que el valor es aceptable.

### Eficiencia de Recaudación

Este índice está relacionado a gestiones realizadas, en cumplimiento a programas de Reducción de Cartera Vencida, tanto del sector urbano como del sector rural; así



la Empresa Eléctrica Riobamba S.A obtiene un índice del 98.87%, mayor en 0.87% al porcentaje que está considerado en el presupuesto del año (98%).

Se debe indicar que por el tipo de clientes que tiene la empresa y por los problemas socio-económicos de una gran parte de nuestros clientes, cada vez se vuelve más difícil la gestión de cobro, sin embargo se ha podido ir controlando gracias a las diferentes gestiones de recuperación de cartera y gracias a la política que tomo la empresa a partir de diciembre del 2006 en el sentido de instalar redes aisladas en aquellos sectores que el porcentaje de pérdidas es alto al igual que la cartera vencida, así como en todas las construcciones nuevas que ejecuta la empresa, política que ha permitido obtener resultados positivos, tanto en recaudación, recuperación de cartera e ir reduciendo las pérdidas de energía.

En base de la disponibilidad de los recursos, se continuará realizando los esfuerzos que sean necesarios para mantener recaudaciones aceptables y de esta manera disminuir la cartera vencida.

#### **Incidencia de Cartera Vencida.**

Índice que se refiere al peso de la Cartera Vencida frente a los ingresos facturados en el ejercicio económico. Cuyo resultado para el 2013 fue del 9,00%, porcentaje que se ha mantenido con respecto al año 2012.

#### **Índice de Cartera Vencida.**

Nos indica el número de emisiones vencidas; que para el presente caso se determinó en 0,90 emisiones; índice técnicamente aceptable y que se ha mantenido con respecto al año 2012, de conformidad con el sistema uniforme de cuentas; mismo que manifiesta sobre el período de vencimiento que debe ser considerado a partir de los 60 días. Podemos manifestar que en valores promedio, la Empresa no tiene problemas de cartera vencida, pese al tipo de clientes con que se cuenta, lo cual se demuestra con los índices anteriores. Sin embargo se deberá seguir fortaleciendo las gestiones de cobro a fin lograr reducir la cartera vencida.

#### **Pérdidas de Energía**

El balance energético del 2013, señala una disponibilidad neta de energía en el sistema eléctrico de 329.491,27 MWh, de los cuales se facturó a clientes regulados 295.754,65 MWh; existiendo una pérdida total de energía de 33.736,62 MWh lo que representa el 10,24% de la energía disponible del sistema. De este total, 26.853,54 MWh (8,15%) corresponde a la parte técnica (pérdidas operacionales) y 6.883,08MWh (2,09%) a las pérdidas no técnicas (pérdidas comerciales). Comparado con el índice de pérdidas anual del sistema correspondiente al 2012 (12,09%), se tiene una reducción neta de pérdidas de 1,85%.



Las pérdidas técnicas han disminuido -0,56%, en tanto que las pérdidas no técnicas también disminuyen en -1,29%.

Es la disminución mayor de los últimos años y se está llegando al valor de pérdidas óptimo para nuestra Empresa, sin embargo se continuaran realizando gestiones y programas tendientes a seguir disminuyendo el porcentaje de pérdidas de energía

Se presenta un resumen general de los parámetros más representativos resultantes de la gestión realizada por Dirección Comercial en los años 2009, 2010, 2011, 2012 y 2013 lo cual permite realizar un análisis comparativo

**RESUMEN GENERAL**

Concepto	2009	2010	2011	2012	2013	Diferencia	Porcentaje
Clientes	140.417,00	147.123,00	152.029,00	156.981,00	161.432,00	4.451,00	2,84%
MWh Facturados	220.073,53	235.601,87	251.497,95	269.719,37	295.754,65	26.035,28	9,65
(Miles US\$) Facturados	22.647,75	23.759,60	25.519,19	28.581,32	31.227,37	2.646,05	9,26%
(Miles US\$) Recaudados	22.379,89	23.586,43	25.189,95	28.156,97	30.874,36	2.717,39	9,65%
% de recaudación	98,82%	99,27%	98,71%	98,52%	98,87%	0,0035	0,36%
* Cartera Total (Miles US\$)	2.112,66	2.210,00	2.449,45	2.713,85	2.976,41	262,56	9,67%
* Cartera Vencida (Miles US\$)	1.621,20	1.653,02	1.869,50	1.938,70	2.150,54	211,84	10,93%
Emissiones vencidas	1,05	1,06	0,98	0,89	0,90	0,01	1,12%
Pérdidas de Energía T. del Sistema	14,61%	13,17%	11,88%	12,09%	10,24%	-1,85	-15,30%
Nuevos servicios	7.517,00	7.837,00	6.400,00	6.859,00	5.982,00	-877,00	-12,79%
Cambio de medidores	5.506,00	6.000,00	7.647,00	7.048,00	6.216,00	-832,00	-11,80%
Reubicación de medidores	2.156,00	2.554,00	3.320,00	1.615,00	1.028,00	-587,00	-36,35%
Retiro de medidores	973,00	1.237,00	1.788,00	2.171,00	1.705,00	-466,00	-21,46%
Total inspecciones realizadas	25.286,00	23.767,00	26.138,00	24.443,00	24.137,00	-306,00	-1,25%
Total de instalaciones realizadas	19.710,00	20.817,00	22.535,00	21.628,00	20.670,00	-958,00	-4,43%
Número de Facturaciones	1.643.798,00	1.728.090,00	1.798.375,00	1.858.289,00	1.914.773,00	56.484,00	3,04%
Número de Refacturaciones	2.022,00	3.240,00	3.826,00	3.222,00	4.190,00	968,00	30,04%
Calidad de facturación	0,12	0,19	0,21	0,17	0,22	0,05	29,41%
Recuperación de Pérdidas (MWh)	1.817,11	3.289,66	2.380,62	2.726,40	3.308,05	581,65	21,33%
Recuperación de Pérdidas (US\$)	215.366,32	366.977,99	259.541,67	253.337,04	287.724,24	34.387,20	13,57%
Lecturas tomadas	1.537.217,00	1.564.673,00	1.672.321,00	1.717.589,00	1.726.569,00	8.980,00	0,52%

\* Valores que no incluyen lo correspondiente a Bomberos y FERUM. Se considera los valores que corresponden a la empresa

Se ha considerado importante presentar este cuadro resumen de los años, 2009, 2010, 2011, 2012 y 2013, con el objeto de ver la evolución de estos índices, pudiendo concluir que en su gran mayoría han mejorado de un año a otro, esto demuestra que la gestión en todas las áreas de la Dirección Comercial ha sido adecuada y se han enmarcado dentro de los objetivos y programas que se plantearon para este año, así como también en base a los Planes Operativos y políticas de la Empresa.



En los valores de cartera vencida, se presenta un incremento de US\$ 211.840,00 comparado con el año 2012, pese a que se incremento los valores facturados en US\$ 2.626.593,00.

Se puede ver que las pérdidas de energía eléctrica total del sistema están en el 10,24%, existiendo una disminución del 1,85% con respecto al año 2012, siendo la mayor disminución de los últimos años.

#### RESUMEN DE OBJETIVOS PLANTEADAS Y CUMPLIMIENTO

Concepto	OBJETIVO	EJECUTADO	Diferencia	Porcentaje
% de Recaudación	98,00%	98,87%	0,87%	0,88%
% Perdidas de energía del sistema	12,09%	10,24%	-1,85%	-15,30%
Instalación de Nuevos Servicios	6.000	5.982	-18,00	-0,30%
Cambio y/o reubicación medidores	6.000,00	6.216,00	216,00	3,60%
Retiro de medidores	1.000,00	1.705,00	1.171,00	70,50%
Inspección de medidores	7.000	7.527	527	7,53%
Calidad de facturación	1	0,22	-0,78	-78,00%

Se debe indicar que año a año se van logrado cada vez mejores resultados, los mismos que se encuentran en valores aceptables a pesar de mantener el personal y los recursos mínimos necesarios, especialmente en los Departamentos de Agencias, Acometidas y Medidores, Control de Pérdidas y para emprender en los programas de recuperación de cartera vencida; adicional a esto los nuevos usuarios del sector rural se encuentran cada vez más alejados lo cual hace que se requiera de más tiempo para ejecutar los trabajos de inspección, instalación, control y mantenimiento.

El problema de pérdidas se ha considerado como una política prioritaria de la Empresa y como tal se han involucrando todas las áreas y todos los trabajadores, es decir como una gestión empresarial, donde todos trabajamos con el objetivo de disminuir las pérdidas de energía a valores aceptables y se ha logrado si se considera que la meta puesta por el CONELEC es del 10%, lo cual permite mejorar las condiciones económicas de la empresa y tener una mayor liquidez ya que si se logra controlar el hurto de energía, también se recupera cartera vencida; es importante indicar que la tendencia de las pérdidas de energía son a disminuir dentro de lo que se tiene previsto en el Plan Estratégico de la Empresa y lo dispuesto por el Ministerio de Electricidad.

Se espera en el 2014 continuar cumpliendo los planes operativos que se tienen diseñados, que sin duda son una herramienta muy importante, con lo cual se espera lograr realizar una mejor gestión especialmente en las áreas críticas y obtener mejores índices de gestión, para lo cual se espera contar con el apoyo de todas las áreas, así como de la Gerencia que deberá asignar los recursos necesarios; se espera también que exista el compromiso de todos quienes hacemos la empresa tendiente a cumplir con los planes operativos e ir cumpliendo con los objetivos y metas planteadas, esto le permitirá a la Empresa ser mas eficiente, rentable y sostenible en el tiempo.



Finalmente debo dejar la constancia de que la gestión y los resultados que se han podido obtener, es gracias al trabajo, al apoyo y a la colaboración de todos y cada uno de los trabajadores de los diferentes departamentos y secciones de la Dirección Comercial, del Departamento de Informática, así como al apoyo y soporte que han dado la Gerencia y los Organismos Directivos a los requerimientos de la Dirección.

## VI. INVERSIONES

En este aspecto se debe señalar que como consecuencia a lo establecido en el Art. 1 del Mandato 15, el Estado dispuso la disminución de la tarifa y se comprometió a entregar el componente de inversiones directamente a las Empresas, en estas circunstancias el MEER a través de sus programas ha entregado los siguientes valores:

- PLAN REP	-	USD.	229,960.00
- PMD		USD.	480,390.00
- FERUM-BID	2012	USD.	<u>1,428,531.25</u>
TOTAL		USD.	2,138,881.25

La ejecución financiera del presupuesto de inversiones se ha cumplido con un valor reformado equivalente a USD. 11'917,987.73.

Por etapas funcionales el comportamiento de ejecución de las inversiones es como sigue: en la etapa funcional de generación hidráulica no se ha dado ejecución de una inversión prevista de USD. 14,000.00.

En subtransmisión las obras programadas se han cumplido en un 63,54%, en esta etapa funcional se ejecutaron obras en las subestaciones : N° 1, Alao, Guamote y Cajabamba.

La etapa de distribución se ha cumplido en el 50%, en la mayoría el cumplimiento de esta etapa funcional corresponde a obras que se han realizado con cargo a utilidades, aportes directos entregados por las instituciones, accionistas, recursos del FERUM y para atender pedidos para alumbrado público; es de indicar que el Programa FERUM BID 2012, en la Provincia de Chimborazo se ejecutó hasta la presente fecha el 100,22..

Las obras de electrificación que no fue posible construir y que cuentan con el financiamiento respectivo, fueron trasladadas y constan en el presupuesto del año 2014.

Para las obras financiadas con utilidades de la EERSA, se programó una asignación de USD. 3'763.997,46 en reforma, de los cuales se ejecutó USD. 1'113,741.69 que corresponde al 29,59%.

En la etapa funcional de instalación a abonados se ha dotado de equipos de medición y acometidas por el valor de USD. 1'519,706.78 de los USD. 2'072,798,00 programados en la reforma presupuestaria, correspondiendo al 73,32% su ejecución, procediendo a instalar 5,982 medidores para nuevos servicios, también se ejecutaron 6,216 cambios, reubicaciones de medidores.



Para cumplir con el plan de inversiones como parte del financiamiento se esperó contar con recursos por un valor de USD. 16'219,339.47, lográndose únicamente USD. 5'499,384.12 de Accionistas, Empresa FERUM y contribuciones de usuarios y Gobierno, que se destinaron para el financiamiento de obras exclusivamente que contaban con el financiamiento total, por lo que la empresa ejecutó obras hasta por los valores recibidos.

Obras financiadas por el Gobierno FERUM 2012, estas obras fueron ejecutadas en el 63,45%, es decir USD. 225.894,55 de los USD 356.035,29.

En el año 2012 se iniciaron los procesos pre contractuales para la adjudicación de los proyectos financiados con fondos FERUM – BID, se esperaba la conclusión en el curso el año 2013. El primer desembolso de recursos a favor de la Empresa se realizó por USD 1'474.175,00, en 2012 y 1'428,531.25 en 2013 a la presente fecha se encuentran concluidos todos los proyectos.

En cuanto al plan de adquisiciones, el cumplimiento es del 34.72% ya que se adquirieron materiales, suministros y equipos por un valor de USD. 6'225,961.67 de los USD. 17'934,154.81 programados, los mismos que fueron utilizados en la operación, mantenimiento del sistema y para el plan de inversiones, manteniendo concordancia con el porcentaje de ejecución y financiamiento.

CUADRO RESUMEN DE EJECUCIÓN FINANCIERA  
DEL PRESUPUESTO DE INVERSIONES  
(VALORES EN DOLARES)

ETAPAS FUNCIONALES	REFORMA PRESUP.	EJECUCIÓN PRESUP.	% E. f(R).
INSTALACIÓN SERVICIO ABONADOS	2,072,798.00	1,519,708.78	73.32
BIENES E INSTALACIONES	5,171,134.89	1,394,488.17	26.97
GENERACIÓN HIDRÁULICA	14,000.00	0.00	0.00
GENERACIÓN A COMBUSTION INTER	0.00	0.00	
SUBTRANSMISIÓN	1,972,309.05	1,253,104.29	63.54
DISTRIBUCION	15,501,158.96	7,750,818.49	50.00
<b>TOTAL</b>	<b>24,731,400.70</b>	<b>11,917,987.73</b>	<b>48.19</b>

## VII. ASPECTOS ADMINISTRATIVOS

### 7.1. Situación Laboral

En este ámbito debo manifestar que, como en años anteriores, a más de constituir una obligación, nuestra gestión y esfuerzo se han encaminado a promover, fundamentalmente, el que se mantengan las buenas relaciones entre la Empresa, la Organización Sindical y los señores Trabajadores, con el objeto de conseguir que las actividades de la Institución se desenvuelvan en un ambiente de paz social, comprensión y respeto mutuos, en base a la unidad, equidad, justicia y diálogo permanentes.

### 7.2. Sesiones de Junta de Accionistas, Directorio e Informes de Comisarios, Auditoría Interna y Auditoría Externa.

Durante el año 2013 se efectuaron 04 Juntas de Accionistas de las cuales se tomaron 21 resoluciones; y, 07 sesiones de Directorio con 43 resoluciones.

### 7.3. Asesoramiento a la alta Dirección



En el presente informe es necesario resaltar el asesoramiento permanente con que cuenta la Gerencia en lo que respecta a las Áreas de Asesoría Jurídica, Auditoría Interna, Centro de Procesamiento de Datos y Planificación.

### **7.3.1. Asesoría Jurídica**

El Departamento de Asesoría Jurídica en cumplimiento a la Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública, como unidad de asesoría y apoyo, durante el ejercicio económico del 2013 ha continuado brindando asesoría en los procesos de contratación que realiza la Institución; así como ha participado en el análisis de documentos cuando las diferentes Comisiones designadas por la Administración han requerido de su intervención y asesoría.

Ha continuado patrocinando la defensa de los procesos ordinarios y verbal sumario que por indemnizaciones de daños y perjuicios plantearon a la Empresa los señores, ex funcionario y ex trabajadores de la Empresa, Dr. Eduardo Landívar Pazmiño, Ezequiel Marchán Sánchez, señor (Luis Paullan) demanda presentada por la señora Inés María Borja Guijarro, al igual que de la Compañía GUGLGER por el incumplimiento de contrato para el suministro y montaje de Equipos Electromecánicos para la Central Nizag, juicios que se seguirán impulsándose hasta conseguir sentencias definitivas.

Durante el año 2013 la Empresa ha sido demandada por los señores Eudoro Correa Brito, juicio No. 073-2013 por ex trabajador de la Empresa, juicio en el cual se ha logrado un acuerdo transaccional de pago de su pensión jubilar patronal, consiguiéndose que el juez lo apruebe en sentencia; de la misma forma se ha presentado en contra de la EERSA el juicio laboral No. 224-2013 por reclamación de jubilación patronal por parte del ex Director de Relaciones Industriales, Dr. José Soria, encontrándose en este momento el juicio para audiencia definitiva a efectuarse el 7 de marzo del 2014, juicio al igual que los demás procesos se patrocinará hasta la etapa definitiva; en el año 2013 también se patrocinó la defensa del juicio ordinario No. 498-2013 que planteó a la EERSA el señor SELSO VALDIVIEZO, por electrocutamiento de su hijo menor JHON BRYAN VALDIVIESO SANCHEZ, proceso en el cual también se llegó a suscribir un acuerdo transaccional de pago indemnizatorio, valores de indemnización que en este caso será cubierto por la Compañía de Seguros Colonial, al amparo de la póliza de responsabilidad civil que la Empresa tiene contratada para este tipo de accidentes.

En el transcurso del año 2013 se realizó 18 juicios coactivos para la recuperación de valores que por consumo de energía eléctrica de usuarios que se encuentran en mora o por convenios de pago ya sea por instalación de transformadores o extensión de líneas y redes, obteniendo resultados favorables con la recuperación del valor de USD5.523.54, quedando únicamente pendientes dos juicios coactivos hasta la obtención definitiva y conseguir resultados favorables para la Empresa.

En el año 2013 el señor RUFO DIDONATO CORDERO presentó un juicio penal en contra de directivos de la Empresa por evitar el cobro de valores que se encuentra adeudando a la Institución, juicio en el que se ordena la desestimación y archivo de la causa.

Durante el ejercicio económico del 2013 se presentaron 7 accidentes de tránsito por daños a postes de propiedad de la Empresa, trámites que dentro de la etapa de indagación previa se obtuvo resultados favorables para la Institución por cuanto se recuperó el valor de USD3.208.91, por los daños causados a la



Institución; de igual manera se gestionó un accidente de tránsito por choque de un vehículo propiedad de la Empresa de placas HBA4670, causado por un servidor de la Empresa, accidente en el cual se presentó la acusación particular en contra el señor SILVIANO FELIPE GUERRERO ZURITA y se comunicó a la Compañía de Seguros para que continúe con el juicio penal correspondiente; de igual manera se presentó dos denuncias por pérdidas de equipos de trabajo ante la Fiscalía de Chimborazo, trámites que se continuarán hasta que se determine responsabilidad.

En el año 2013, se realizó 68 trámites de desahucios ante la Inspección del Trabajo de Chimborazo por terminación de contratos de trabajos.

### 7.3.2. Auditoría Interna

La Unidad de Auditoría Interna siendo el Organismo de Control de la Empresa, viene constituyéndose como un apoyo para la toma de decisiones para la Gerencia, por cuanto se ha venido aplicando una Auditoría moderna y no la tradicional, que como su principal actividad viene realizando Auditorías concurrentes, lo que genera un valor agregado para optimizar los procesos, cuyos informes en su oportunidad fueron conocidos y aprobados por los Organismos Superiores de la Empresa.

### 7.3.3. Centro de Procesamiento de Datos

El Centro de Procesamiento de Datos se viene constituyendo en un apoyo fundamental y frecuente en el desarrollo de las Actividades de la Empresa, siendo su actividad principal la de Asesorar a las diferentes Áreas que componen la Empresa en las innovaciones o adelantos tecnológicos que estamos inmersos en la actualidad, por lo que en el presente año se han realizado actividades y proyectos en el Área tecnológica, en los que el Departamento de Informática ha desempeñado factor importante para la consecución de los objetivos planteados; proyectos y tareas que han permitido el correcto funcionamiento y crecimiento tanto de los Sistemas Informáticos como de la Infraestructura Tecnológica de la Empresa, a fin de brindar servicios a los usuarios internos como externos con alto índice de integridad, disponibilidad, seguridad y eficiencia.

En resumen podemos detallar las siguientes actividades:

#### HARDWARE:

- Adquisición de Equipos informáticos
- Mantenimiento de Equipos Informáticos

#### SOFTWARE

- Debido a la constante evolución tecnológica es necesario el mantenimiento de los Sistemas; así como el desarrollo de nuevos Sistemas, estas actividades de acuerdo a la dimensión del proyecto se la ha realizado in-house con personal de Sistemas de la Empresa y con desarrollo out-house con Empresas dedicadas al desarrollo de software pero con aporte del Centro de Procesamiento de Datos, mismos que han permitido viabilizar la ejecución de los trabajos de todas las Direcciones de la Empresa.

- Renovación de Auto Impresoras para el Sistema Comercial (Desarrollo IN-HOUSE).
- Sistema Comercial (Mantenimiento de Software (Desarrollo IN-HOUSE, OUT.HOUSE).



- Sistema Financiero (Mantenimiento (OUT-HOUSE).
- Sistema de Roles de Pago (Mantenimiento de Software IN-HOUSE).
- Página Web (Mantenimiento de Software IN-HOUSE)
- Módulo de envío de correos (IN-HOUSE)
- Módulo de Contratos RRHH y Asesoría Jurídica (IN-HOUSE)
- Transportes (Mantenimiento de Software IN-HOUSE)
- CONTROL de Viáticos (MANTENIMIENTO DE SOFTWARE IN-HOUSE)
- Plan Renova PLAN RENOVA (SOFTWARE OUT-HOUSE IN-HOUSE)
- Control de contratos (MANTENIMIENTO DE SOFTWARE IN-HOUSE)
- Medidores (MANTENIMIENTO DE SOFTWARE IN-HOUSE)
- Comprobantes de Retención para Fondos Rotativos (MANTENIMIENTO DE SOFTWARE IN-HOUSE)
- Sistema SAR (Mantenimiento de Software IN-HOUSE)
- Telefonía IP
- Videovigilancia
- Business Intelligence, SOA, BPM y documentación digital

#### COMUNICACIONES

- Instalación de Salas de Video conferencia  
Como parte del proyecto SIGDE, se realizó el proceso de adquisición, configuración e instalación de 2 salas de video conferencia (salas de sesiones y capacitación), las cuales se encuentran dentro de WAN con las Empresas de Distribución y el MEER.
- Se realiza la renovación del convenio firmado con TELCONET a fin de mantener e incrementar servicios a nuestra red de datos, voz y video
- Enlaces dedicados de fibra óptica para servicio exclusivo de la EERSA.
- Se encuentran instalados los siguientes enlaces de fibra a los cuales se les realiza un mantenimiento constante
  - ✓ Enlace S/E 1 -> Edificio Matriz (Enlace de 1,5 km de extensión)
  - ✓ Edificio Matriz -> Edificio Antiguo (Enlace de 700 m de extensión)
- Servicio de Internet
- Interconexión de datos de Subestaciones a través de fibra óptica
- Interconexión de datos de las Agencias de Recaudación en toda la Provincia a través de fibra óptica
- Calidad de Servicio de la Red de Datos

#### VIII. Planificación

La Dirección de Planificación realizó estudios y análisis técnicos como económicos referentes a aspectos técnicos-operativos de la EERSA a través de sus tres Jefaturas:

- ✓ Jefatura de Sistemas de Información Geográfica
- ✓ Jefatura de Análisis Técnico
- ✓ Jefatura de Estudios Económicos.
- Con fecha 8 de julio del 2013 se concluyó los trabajos de implementación del Sistema de Información Geográfica, a través del cierre de OT No 202, a partir de



ésta fecha se mantiene una continua actualización de la información en base a los trabajos realizados y enviados a Planificación por la Dirección de Ingeniería y Construcciones, Dirección de Operación y Mantenimiento y por la Dirección de Comercialización.

- Con la finalidad de mantener un inventario de información cartográfica digital y fotográfica básica, se visitó varios GADs Municipales y se acudió al MAGAP, PROYECTO SIG TIERRAS, donde se recopiló la siguiente información: Ortofotos digitales a color de la Provincia de Chimborazo a escala 1: 5.000, un total de 268 ORTOFOTOS CANTON RIOBAMBA AÑO 2009, 1152 DEL RESTO DE LA PROVINCIA AÑO 2011, TOTAL 1420 ORTOFOTOS A COLOR A ESCALA 1: 5.000. Observación: Únicamente no se dispone de ortofotos de la parte occidental del cantón Cumanda.
- El Ministerio de Electricidad y Energías Renovables implementó un nuevo modelo de base de datos nacional SIG, para lo cual se migró la base y se realizó la implementación de requerimientos técnicos para que el Sistema de Información Geográfica interopere con el SCADA. Adicionalmente se implementó de Extended Feeder Manager, Conduit Manager y Semaforización en el SIG.
- En cuanto tiene que ver a Calidad del Producto en el año 2013 se monitorearon 36 barras de salida de las subestaciones de distribución, 189 centros de transformación en baja tensión, 192 clientes de baja tensión, 12 clientes de media tensión; de acuerdo a la regulación de calidad del servicio 004/01 y publicado en el SISDAT mensualmente. Igualmente de acuerdo a las solicitudes realizadas por las diferentes direcciones se ha realizado el análisis de calidad de energía a 46 centros de transformación.
- En relación a calidad del servicio técnico se determinó los índices FAL y TAL mensualmente terminando a diciembre del 2012 en: FAL = 16,98 y TAL =18,78h, existiendo una disminución en el año 2013 con respecto al 2012 de 0,23% en el índice FAL y en lo que respecta al índice TAL una disminución del 17,55%.
- En cuanto tiene que ver a la implementación del sistema de Análisis Técnico (CYMDIST), se realiza el análisis en todos los alimentadores, el análisis que se efectúa es a través de corridas de flujo con el cual obtenemos caídas de voltaje, pérdidas de energía en alimentadores primarios y en transformadores de distribución, el resumen de dichos análisis es enviado mensualmente al CONELEC a través del SISDAT
- Se realizó los estudios con la finalidad de recomendar la ubicación óptima para la instalación de reguladores de voltaje en los alimentadores 1/14, 2/14, 2/4 y 2/7 en los sectores de Pallatanga, Cumandá, Tuntatacto y Tepeyac.
- En base a la proyección de la demanda con la metodología presentada por el Ministerio de Electricidad y Energías Renovables y en base a las encuestas de los hábitos de uso de los sistemas de cocción, se realizaron los análisis preliminares del impacto del ingreso de las cocinas de inducción en los sistemas de subtransmisión y en el sistema de acometidas y medidores, misma que fue enviada al MEER el 13 de febrero del 2014.
- A través de Gerencia se solicitó la participación del Ing. Hugo Loya en la Auditoria del mantenimiento de las centrales de generación de la Empresa, así como de los Ingenieros Luis Pino y Feliza López en la auditoria de los proyectos FERUM 2012.



- En lo que tiene que ver a los programas financiados por el estado esto es PMD, PLANREP, se ha venido reportando mensualmente el avance de los proyectos por pedido del Ministerio de Electricidad través del software GPR.
- De acuerdo al requerimiento establecido en el Reglamento de Suministro de Electricidad, anualmente la Empresa debe realizar una encuesta de satisfacción del cliente. Para lo cual se participó en LA ENCUESTA REGIONAL DE SATISFACCION AL CLIENTE, organizada por la CIER, cuyos resultados fueron presentados y recibidos por la EERSA en el mes de noviembre del 2013 y en donde se puede observar entre otros índices el ISG (Índice de satisfacción general) con un valor de 78,40% en el año 2012 fue de 82,5%, existiendo un disminución del índice de 4,1 puntos.
- En forma mensual se toma los datos de lecturas de medidores, de todas las subestaciones del sistema eléctrico de la EERSA, Con la información recopilada y resumida se elaboran las proyecciones de demanda de potencia y energía a corto y mediano plazo, los mismos que se los presenta en el estudio Tarifario solicitado por el CONELEC, de igual manera dichas proyecciones son utilizadas para la reforma presupuestaria y para la elaboración del presupuesto del año siguiente.
- Se ha venido cumpliendo estrictamente con el envío de información, que como obligación tenemos ante el ente regulador CONELEC, de tal forma de no sobrepasar las fechas señaladas para el envío de cada una de las documentaciones requeridas. En forma mensual se envía información relacionada a estadísticos los mismos que incluyen: estadísticas de generación de energía eléctrica por centrales de generación y por unidades de generación, resúmenes de energía comprada, energía vendida en el MEM, Facturación mensual de clientes regulados y no regulados, cuadros mensuales de distribución de frecuencias, resúmenes mensuales de balance de energía así como de balance de pérdidas, detalle de alimentadores primarios y transformadores de distribución, redes secundarias, descripción de cantidades de acometidas, medidores y luminarias. Anualmente en el mes de enero se envía información relacionada con: descripción de información de centrales de generación, descripción de unidades por centrales de generación, descripción de subestaciones, transformadores de potencia, descripción de información técnica sobre líneas de subtransmisión.
- En el primer trimestre del año se prepara el Plan de Expansión decenal, que involucra la proyección de la demanda a corto y mediano plazo, así como la identificación de los requerimientos del sistema para satisfacer la demanda creciente, el mismo que se lo presenta al CONELEC en base a proyectos de inversión en formato SENPLADES, con la finalidad de obtener recursos provenientes del Presupuesto General del Estado.
- Durante el cuarto trimestre del año se prepara el Estudio Tarifario, el mismo que involucra estudios adicionales de proyección de la demanda, estadística detallada de los elementos del sistema de distribución, análisis de costos de mano de obra, administración y materiales, estudios de requerimientos futuros para operación del sistema.
- Se realiza la actualización de los costos de mano de obra y precios de materiales con una periodicidad anual, los mismos que son utilizados para la elaboración de presupuestos en las direcciones de Ingeniería y Construcciones (DIC), Operación y Mantenimiento (DOM).
- En coordinación con la dirección Financiera, se prepara y presentan los detalles de la reforma presupuestaria y elaboración del presupuesto del año siguiente, el



mismo que incluye la cuenta a la cual debe ser cargada la partida solicitada y el detalle del flujo de gastos previsto en forma mensual.

- De acuerdo a los requerimientos de las Direcciones técnicas se entregan planos actualizados del sistema eléctrico de distribución principalmente a los grupos de mantenimiento y en forma de archivos magnéticos (AutoCad) para los contratistas particulares que realizan modificación o expansión del sistema eléctrico EERSA, requerimiento que es de forma permanente.
- Se capacitó a las Direcciones Técnicas y Comercial en el manejo del Software SIG, así como en el manejo de la información geográfica en el Geoportal que es una herramienta que se puede consultar a través del INTERNET. Dicha capacitación se la dictó también a constructores particulares, a fin de que entreguen la información de nuevas obras y remodelaciones de acuerdo a las especificaciones técnicas necesarias para ingresar en el sistema SIG.

## IX. RELACIONES INDUSTRIALES

La Dirección de Relaciones Industriales resume los principales resultados de las acciones desarrolladas e implementadas por cada una de las áreas que la integran. Todas ellas orientadas en la misión de la Dirección y de la EERSA y en los proyectos planteados en el Plan Estratégico 2012-2015.

Dos de estos proyectos son competencia de la Dirección de Relaciones Industriales, pues responden a las perspectivas de desarrollo humano e interno: El Sistema de Gestión por Procesos y Talento Humano por Competencias; y, Planes de contingencia y Gestión de Riesgos.

Para el cumplimiento de los mismos, las áreas de Recursos Humanos, Trabajo Social, Médico-Odontológico, Servicios Generales, Transportes, Comisariato, Fondos Rotativos y Seguridad e Higiene Industrial, desarrollaron actividades competentes a cada una, las mismas que se plasman en el presente informe, acompañadas de datos relevantes como resultado de la gestión.

En el segundo semestre de 2013, se inició la contratación del Sistema de Gestión por Procesos y Talento Humano por Competencias, pues en la actualidad la EERSA trabaja en función de actividades y tareas. La contratación de los dos Sistemas juntos, responde a una estrategia de optimización de recursos económicos.

La contratación de este Sistema se dividió en dos partes:

- Asesoramiento técnico en la ETAPA PREPARATORIA Y PRECONTRACTUAL PARA LA CONSULTORÍA EN SISTEMAS DE GESTIÓN POR PROCESOS Y TALENTO HUMANO POR COMPETENCIAS, que concluyó en el mes de agosto de 2013.
- Contratación de la consultoría para el DESARROLLO E IMPLEMENTACIÓN DE LOS SISTEMAS DE GESTIÓN POR PROCESOS ORIENTADOS A ANALIZAR, MEJORAR Y SIMPLIFICAR LOS PROCESOS DE LA EERSA Y A LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE GESTIÓN DEL TALENTO HUMANO POR COMPETENCIAS, que inicio el 27 de diciembre de 2013.

Mientras se desarrollan e implementan en el año 2014 estos dos sistemas, la Dirección de Relaciones Industriales, a través de las áreas de Recursos Humanos, Trabajo Social, Servicio Médico-Odontológico y Comisariato han ejecutado





acciones, tendientes a satisfacer los requerimientos de la Empresa, en términos generales y, de los servidores y obreros.

### 9.1 Jefatura de Recursos Humanos

El área de Recursos Humanos de la EEERSA, tiene la responsabilidad de administrar el talento humano que se constituye en el capital más importante que toda organización posee; el mismo que, debe ser manejado de forma técnica, apropiada, dando cumplimiento a las leyes y reglamentos vigentes, enmarcada en los objetivos propuestos en el plan estratégico institucional 2012 – 2015, para lograr los objetivos y metas propuestas.

#### principales acciones desarrolladas y ejecutadas

- Gestión de Nómina
- Formalización de Contratos y Finiquitos
- Gestión de Control de Personal
- Gestión de Horas Extras

### 9.2 Servicios Generales

servicios Generales, administra los contratos para el arrendamiento de las agencias de recaudación, transporte del personal que se traslada a las Centrales de Generación y de otros servicios, como TV Cable y Monitoreo.

También ha ejecutado mantenimientos en las Subestaciones con procesos de fumigación y desratización para prevenir posibles enfermedades.

El mantenimiento de las instalaciones de las agencias de recaudación, en su totalidad, fue realizado conforme las necesidades de cada una de ellas.

### 9.3. Transportes

Esta Jefatura se encarga de:

- Elaboración del presupuesto anual, que permite disponer de los recursos necesarios para la adquisición de Combustibles, Lubricantes, Repuestos y Mantenimiento del Parque Automotor de la Empresa.
- Elaboración, ejecución y seguimiento del Programa de Mantenimiento Preventivo y Correctivo del Parque Automotor.
- Trámites y seguimiento en la aplicación de la póliza de seguro de vehículos.
- Gestión para la adquisición y reencauche de llantas, lubricantes, repuestos y combustibles para el Parque Automotor de la EERSA, a través del Sistema de Compras Públicas.
- Actualización y control de la documentación legal de vehículos y conductores.
- Mantenimiento de la base de datos de conductores.
- Mantenimiento de la base de datos por el uso, consumo, recorrido y daños de cada uno de los vehículos del Parque Automotor.
- Administración del Fondo de Caja Chica.
- Asignación de vehículos para comisiones de servicios dentro y fuera de la Provincia.

### 9.4. Seguridad Industrial

Las actividades más importantes que ejecuta el área de Seguridad e Higiene Industrial están basadas en el Sistema de Administración de la Seguridad y Salud en el Trabajo



(SASST), recomendado por el Instituto Ecuatoriano de seguridad Social, en la Resolución CD N° 390, que integra:

- Gestión Administrativa
- Gestión Técnica
- Gestión del Talento Humano
- Procesos Operativos Básicos

En el presente año se ha emprendido acciones inmediatas tendientes a reducir los índices de accidentes de trabajo como también proponer programas que permitan cumplir con los objetivos del área. Las principales actividades operativas ejecutadas en el año 2013 se describen a continuación:

- Inspecciones a los sitios de trabajo.
- Inspecciones de Equipos e Implementos de protección personal y colectiva a Grupos Operativos.
- Programa de Inducción al personal nuevo de contrato.
- Programa de Inspección de Vehículos
- Análisis de Seguridad en el Trabajo
- Programa de Prevención de Incendios
- Implementación Plan de Emergencia del Edificio Administrativo Principal
- Implementación Plan de Emergencia del Edificio Administrativo Antiguo
- Plan de Salud ocupacional
- Procedimientos para Mantenimiento de Redes
- Procedimientos de Seguridad
- Seguridad Física y Electrónica

#### 9.5. Trabajo Social

Al área de Trabajo Social le compete la comprensión de las estructuras y procesos sociales, el cambio social y el comportamiento humano. Desde esta perspectiva la Trabajadora Social de la EERSA, durante el año 2013, ha ejecutado acciones tendientes a contribuir con el bienestar de los servidores, obreros y sus familias.

principales acciones desarrolladas y ejecutadas

- Administración de los convenios con Farmacias.
- Coordinación con el área Médica-Odontológica, en la ejecución del Plan de Medicina Preventiva.
- Coordinación con el área de Recursos Humanos, en la contratación del personal con discapacidad.
- Administración de la Póliza del Seguro de Vida.
- Coordinación con el área de Seguridad e Higiene Industrial, en la presentación de Avisos de Accidentes Laborales.
- Apoyo a los servidores y obreros, con la presentación de los informes sociales para trámites de anticipos de sobresueldos, bonificaciones y permisos por paternidad; así como también, en atenciones médicas iniciales, de especialidad y el seguimiento correspondiente.
- Coordinación de eventos de capacitación, en el Comité de Capacitación de la EERSA.

#### 9.6. Actividades de Capacitación



La capacitación se ha constituido en una estrategia para mejorar las competencias del Talento Humano de la EERSA. La programación de la misma inició con la determinación de necesidades de capacitación, requerimiento que se cumplió con la colaboración de las áreas: técnica, de salud y seguridad. Éstas fueron analizadas y priorizadas por los miembros del Comité de Capacitación, luego diseñado el Plan Operativo de Capacitación de la Empresa del año 2013 y finalmente fue aprobado por la Gerencia.

A continuación se presenta el Reporte del Personal que asistió a los Eventos de Capacitación. En éste, se puede apreciar que en cinco eventos hay una participación superior al 83%. Solamente en un caso la participación fue del 69%, pues en la fecha prevista para la capacitación, algunos de los participantes tuvieron que atender situaciones laborales urgentes.

#### REPORTE DEL PERSONAL QUE ASISTE A EVENTOS DE CAPACITACIÓN - AÑO 2013

No	NOMBRE DEL EVENTO	TOTAL CONVOCADOS	TOTAL ASISTENTES	%
1	Primeros Auxilios	385	318	83%
2	Combate contra Incendios	385	318	83%
3	Ley de Tránsito y Transporte Terrestre, su Reglamento y Mecánica Básica	127	126	99%
4	Manejo de Equipos Especiales y Descarga	28	28	100%
5	Administración de la Seguridad y Salud en el Trabajo II	42	29	69%
6	Motivación y Atención al Cliente	149	138	93%
	<b>TOTAL</b>	<b>1116</b>	<b>957</b>	<b>86%</b>

Fuente: Informe de labores de Trabajo Social

Además se han capacitado a 85 servidores y obreros en temas de especialidad de cada cargo, por 620 horas. y los cursos relacionados con el tema de Seguridad Industrial que fueron mencionados anteriormente, con un total de 1.570 participantes.

#### 9.7. Servicio Médico

Para la prestación de estos servicios la Empresa contó, durante el año 2013, con relación de dependencia, con un profesional Médico y un Odontólogo, que actualmente laboran a tiempo completo (8 horas diarias), cada uno de ellos y con una Auxiliar de Enfermería, a tiempo completo en los dos casos; y, para atender al personal de la Agencia Alausí, con convenio de servicios profesionales, con pago de honorarios, tenemos 1 Médico y 1 Odontólogo.

Sus principales actividades desarrolladas y ejecutadas son las siguientes:

- Prestación de la atención médica y de emergencia.
- Coordinación y ejecución de los Programas de Medicina Preventiva.
- Supervisión de la elaboración de estadísticas y registros de atención médica.
- Supervisión de las actividades de apoyo del Auxiliar de Enfermería.
- Administración de contratos relacionados con el área médica.
- Elaboración y mantenimiento de historias clínicas.
- Coordinación con el área de Medicina Ocupacional.

#### 9.8. Fondos Rotativos



El área de Fondos Rotativos es una dependencia netamente operativa, que tramita y procesa los gastos de movilización de todo el personal de la EERSA. De la misma manera, lo hace con los Anticipos de Sueldos, contemplados en la cláusula 45 del Contrato Colectivo vigente.

Sus principales actividades desarrolladas y ejecutadas son las siguientes:

- Concesión de anticipos de sueldos al personal.
- Elaboración y procesamiento de comisiones de servicios.
- Administración del Fondo de Caja Chica.
- Presentación del "Informe Mensual de disponibilidad del Fondo de Anticipos"

#### 9.9. Comisariato

El área de Comisariato es responsable de la correcta administración financiera del mismo, en estricto cumplimiento a lo que estipulan las leyes laborales y el contrato colectivo EERSA-CEUTEERSA vigente, en el que establece que la EERSA debe mantener el servicio de Comisariato para los obreros. El comisariato proporciona artículos de primera necesidad.

#### X. OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

La operación y mantenimiento de las Centrales de Generación como también de los sistemas de Subtransmisión y Distribución de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A., con la finalidad de suministrar la energía eléctrica a nuestros usuarios observando las normativas vigentes y parámetros técnicos de calidad y confiabilidad, conservando y desarrollando actividades para un manejo sustentable de los recursos naturales renovables, especialmente en las micro cuencas que abastecen de agua y se encuentran dentro del área de concesión, es la función específica de la Dirección de Operación y Mantenimiento.

Forman parte de la Dirección las áreas de Generación, Subtransmisión, Distribución y la Unidad de Medio Ambiente, a continuación se presenta un resumen de cada una de estas Áreas.

El departamento de Generación conjuntamente con el área de Mantenimiento Mecánico son los responsables de la operación, mantenimiento, elaboración y aplicación de planes de mantenimiento tanto programado y correctivo como del buen funcionamiento de las Centrales de Generación Eléctrica.

Para la producción de energía eléctrica la Empresa Eléctrica Riobamba S.A. dispone de tres Centrales de Generación Hidráulica Central Alao con una potencia efectiva de 10,4 MW, Central Río Blanco con una potencia efectiva 3 MW, Central Nizag con una potencia efectiva de 0,753 MW, generación que a excepción de la generada por la Central Nizag es puesta al Mercado Eléctrico Ecuatoriano, de conformidad con la normativa vigente, la operación y mantenimiento de, las Centrales Hidráulicas se rigen estrictamente al programa previamente enviado al CENACE-

Para cubrir la demanda de energía eléctrica, EERSA lo realiza a través del Sistema Interconectado Nacional, adquiriendo energía a los diferentes Agentes Generadores que participan en el Mercado Eléctrico Ecuatoriano.

Para efectos de comparación con años anteriores consideraremos la energía adquirida del Sistema Interconectado Nacional a la diferencia de la energía total



adquirida a través de compras en el Mercado Eléctrico menos la energía generada por EERSA.

En los siguientes cuadros se expresa lo generado por las centrales y la compra en el Mercado considerando lo antes indicado, y una comparación con la generación de las Centrales de EERSA del año 2012.

#### Generación bruta de las Centrales

CENTRAL	2.012	2.013	Δ(%)
Central Alao (kWh)	82.789.187	71.643.088	-13,46
Central Río Blanco (kWh)	23.097.413	20.988.921	-9,13
Central Nizag (kWh)	4.199.910	2.323.511	-44,68
Total (kWh)	110.086.510	94.955.520	-13,74

Del análisis a los datos obtenidos se desprende que:

La Central Alao disminuyó su producción con relación al año 2012, en 13,46% la razón fundamental está en la disponibilidad del recurso agua, las centrales al no disponer de sistema de embalse y el tener bajas de caudal en las micro cuencas de los ríos, influye directamente en la producción de energía, adicionalmente debido a los deslaves presentados en la zona de Peltetec por donde atraviesa el canal de conducción del agua, obligo a la Central Alao a salir de operación desde el 05 de septiembre al 28 de septiembre de 2013, tiempo que se realizó mantenimientos a las obras civiles del canal.

La Central Hidráulica Río Blanco, presenta un comportamiento en su producción similar al de la Central Alao, la energía eléctrica producida presenta también disminución en el orden del 9,13% la explicación también se basa en la disponibilidad de agua.

En el año 2.013 la Central Nizag presenta una producción de energía con una disminución del 44,68%, la razón principal de esta reducción en la producción se debe a la salida de operación por daños presentados en el rotor del generador y en la excitatriz del mismo, se procedió a rebobinar totalmente ambos elementos del generador y esto obligó a salir de operación desde el mes de junio a noviembre de 2013, adicionalmente se indica que la producción de esta central como de las otras depende de la disponibilidad del recurso hídrico con la particularidad que se encuentran en diferentes cuencas hidrológicas.

El Grupo Térmico General Motors, luego de los respectivos trámites ante los organismos de control del sector eléctrico CONELEC, CENACE y Fuerzas Armadas se consiguió dar de baja la unidad, en virtud de que del análisis de su recuperación se concluyó que no es conveniente para la EERSA la rehabilitación de esta unidad por ser de tecnología muy desactualizada y por los altos costos que implica los repuestos a más de la implementación de un sistema de control del stock y consumo de diesel en línea.

En cumplimiento con la normativa vigente se pone en el Mercado Eléctrico Ecuatoriano toda la producción de energía de las Centrales Alao y Nizag, más no así la producción de la Central Nizag, por cuanto la regulación dispone que la producción de las centrales de generación mayores a 1 MW, sea puesto en el



Mercado Eléctrico, y así mismo que la energía requerida sea adquirida del Mercado Eléctrico.

En el siguiente cuadro se expresa el requerimiento de la Empresa en general, para efectos de comparación separamos la energía eléctrica puesta en el Mercado Eléctrico Ecuatoriano, la energía eléctrica producida por la Central Nizag y la energía que llamamos del SIN adquirida a través de contratos en el Mercado Eléctrico Ecuatoriano necesaria para cubrir la demanda de EERSA.

Energía efectiva adquirida de EERSA al MEM			
DESCRIPCION	2.012	2.013	Δ(%)
Requerimiento (kWh)	306.915.620	329.599.640	7,39
Central Nizag (kWh)	4.199.910	2.323.511	-44,68
Generación puesta en el MEM (kWh)	105.886.600	92.632.009	-12,52
Del SIN	196.829.110	234.644.120	19,21

Basado en los datos antes indicados se desprende que el requerimiento de energía de la EERSA se ha incrementado en 7,39% con relación al año 2012, y por la disminución en la producción de energía eléctrica de las centrales hidráulicas se ha entregado -12,52% al Mercado Eléctrico Ecuatoriano.

De acuerdo a lo indicado, durante el año 2.013, la EERSA ha generado el 28,81% del total de su requerimiento y ha adquirido el 71,19% del Sistema Nacional Interconectado.

La energía que la Empresa adquiere del MEM, lo realiza de los diversos Agentes Generadores y de la importación que realiza el sector eléctrico desde Colombia, entre los Generadores Estatales se encuentran: Hidropaute, Hidroagoyán, Hidronación, EMAAPQ, Elecaustro, Termoesmeraldas, Electroguayas, Termopichincha, Termoguayas y Termogas Machala; entre los Generadores Privados constan: Electroquil, Intervisa, Hidalgo-Hidalgo, Generoca, Ecoluz, Hidroabanico, Larfage y Enermax, además de la energía puesta en el mercado por las Empresas Eléctricas de Distribución y que poseen generación.

Los mantenimientos de carácter preventivo como los de rutina y correctivos son fundamentales para la disponibilidad de los diferentes equipos, estos se realizan de conformidad con la programación previamente presentada al CENACE y contemplan tanto eléctricos como mecánicos, los mismos que son ejecutados por el departamento de Generación apoyándose en el área de Mantenimiento Mecánico, ejecutando en base a la disponibilidad económica presupuestada y con ayuda del programa de mantenimiento SISMAC, en el informe detallado de Generación se indica las actividades programadas y las ejecutadas, como también la ejecución de los planes operativos del plan estratégico.

## 10.2 Subestaciones

Hacia la reducción de los tiempo de interrupción del servicio eléctrico a los abonados que reciben energía desde las diferentes subestaciones, van encaminadas las actividades del área de subestaciones, para conseguir este



objetivo se programa diversas diligencias en mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo, apoyándose en el Software SISMAC.

Bajo el criterio expuesto del mantenimiento preventivo mensual, se tiene como actividades importantes las realizadas a cada uno de los equipos de las diferentes subestaciones, con una frecuencia de cinco semanas cada a una de las subestaciones, cumpliendo actividades de mantenimiento de los diferentes bancos de baterías, de los tableros de 13,8 KV., de los interruptores de 13,8 KV., revisión de parámetros técnicos de transformadores y más equipos, como también la limpieza de los patios de todas las subestaciones.

Dentro del mantenimiento predictivo se realizaron inspecciones termográficas a varias subestaciones detectando puntos calientes y procediendo a realizar los trabajos de eliminación de los mismos.

Las actividades enmarcadas dentro del mantenimiento correctivo se lo realiza como amerite al momento de la ejecución, el detalle de las mismas se adjunto en el informe del área, pero entre las más importantes podemos citar las siguientes.

- Cambios de silicagel en transformadores de potencia.
- Pruebas de apertura y cierre de disyuntores de 69 KV.
- Cambios o llenado de aceite y empaques con su respectivo tratamiento en equipos que contiene aceite dieléctrico.
- Limpieza de relés.
- Pintura de diversos equipos.
- Mantenimiento general de barras de 13.8 KV.

#### **Instalación de equipos nuevos**

Como actividades importantes relacionados con la instalación de equipos nuevos, podemos citar los siguientes.

##### **Subestación N° 1.**

- Se realizó el montaje e instalación del nuevo transformador de potencia de 15 MVA
- Se cambiaron los relés de sobrecorriente digitales en el alimentador principal y salida al transformador de potencia, Central. Alao, S.N.I, SE 3 y el relé diferencial
- Montaje e instalación de tres interruptores de 69 KV.

##### **Subestación N° 3**

- Se habilitó el nuevo alimentador 4/3.
- Se realizó las conexiones del cable subterráneo en el cubículo del nuevo alimentador 4/3, se comprobaron secuencia de fases.
- Se instaló un medidor digital en el nuevo alimentador 4/3.

##### **Subestación N° 4**

- Se realizó el montaje e instalación del nuevo transformador de potencia de 15 MVA
- Se instaló un nuevo medidor digital en el alimentador 4/4.
- Se habilitó el nuevo alimentador 4/4.



#### **Subestación N° 7**

- Se realizó el montaje e instalación del nuevo transformador de potencia de 5 MVA.
- Se cambiaron de transformadores de corriente de medida en el alimentador 1/7.

#### **Subestación N° 8**

- Se realizó el montaje e instalación del interruptor de 69 KV adquirido a la Empresa Eléctrica Ambato.
- Se instalaron relés de sobrecorriente en los alimentadores Principal y Palmira.
- Se instaló la RTU con su respectivo cableado de control y elaboración de planos.

#### **Subestación N° 9**

- Se instaló la RTU con su respectivo cableado de control y elaboración de planos.

#### **Subestación N° 10**

- Se instaló la RTU con su respectivo cableado de control y elaboración de planos.

#### **Subestación N° 13**

- Se cambiaron los transformadores de corriente en el 3/13.
- Se instaló la RTU con su respectivo cableado de control y elaboración de planos.
- Se instalaron los transformadores de corriente en los alimentadores principal y A2/3.
- Se conectaron los medidores digitales en los alimentadores principal y A1/13.

#### **Subestación N° 14**

- Se instaló la RTU con su respectivo cableado de control y elaboración de planos.

#### **Recalibración de las protecciones.**

Para aumentar la confiabilidad en el sistema se han revisado las calibraciones de los relés de sobrecorriente de los Alimentadores del sistema, además se cambió la calibración en los relés de baja frecuencia.

#### **Mantenimiento de Líneas de 69 KV**

Con el objetivo de evitar desconexiones de las líneas, durante todo el año se realizaron varias inspecciones y limpieza de vía de la línea de 69 KV de todo el sistema de la EERSA, ya sea por mantenimiento programado o a su vez por fallas ocurridas, además se realizaron varias inspecciones en lugares que están construyendo viviendas que se encuentran cerca de la línea, como actividades relevantes podemos citar.

- Inspección termográfica del anillo de la línea de 69KV de la ciudad.
- Energización de la línea de 69 KV Alao-Guamote.
- Regulación del hilo de guardia de la línea de 69KV en el sector de Pueblo viejo.
- limpieza de vía, de la línea de 69 KV.
- En la línea de 69 KV de la S/E 1- S/E Alao se presentó un daño ocurrido por la caída de un árbol sobre las líneas en Tunshi en las torres 43,44, 45 y 46, se retiraron dos torres metálicas, se plantan tres postes de hormigón y se procedió a cambiar el cable del tramo afectado.



### **Labores de Mantenimiento Radiocomunicaciones de Voz y Datos.**

- Elaboración de estudio técnico para la renovación del permiso de operación del Sistema de Radio-comunicación de voz; e ingreso a la SENATEL para su tramitación.
- Instalación de nueva repetidora de Voz en Cerro Salarón, por no disponer de redes. eléctricas se utiliza paneles solares como fuente de energía.
- Instalación de nueva repetidora de datos en Cerro Tulabug.
- Nuevos cableados para transmisión de datos y puntos de red en varias subestaciones y centros de atención a clientes.
- Mantenimiento de sistemas de radio comunicación y transmisión de datos.
- Instalación de nuevos equipos de radio para comunicaciones, en bases fijas como en diversos vehículos de la Empresa.
- Instalación y parametrización de PLC Schneider para controlar remotamente (desde el Despacho de Carga) el interruptor de 69 KV que alimenta a la SE14 desde la SE09 (Alausi).
- Elaboración de diagrama unifilar de la EERSA en la que se considera la nomenclatura normalizada. Esto se realiza en Auto CAD, esta nomenclatura se utilizará en el levantamiento de TAGs para el Sistema SCADA.
- Instalación de radios para transmisión de datos en la banda de 900 MHZ, en los reconectores.
- Tendido de cable de Fibra Óptica desde el Antiguo Edificio de la EERSA, hasta el Despacho de carga.
- Levantamiento de información para contratar el ponchado de los terminales de fibra óptica del cable OPGW en la SE08 Y SE14, se realiza este trabajo, no se logra una comunicación entre las subestaciones por posibles fallas intermedias en el cable OPGW.
- Mantenimiento preventivo, del sistema de radio y energía solar en la repetidora de radio de voz ante la presencia de ceniza.

### **10.3 Unidad Medio Ambiente:**

El uso racional de los recursos naturales, el cuidado del entorno ambiental, a través de la educación ambiental son funciones principales de la Unidad de Medio Ambiente de la EERSA, desarrollando actividades tales como.

Clasificar y comercializar a empresas registradas como gestores de desechos ante el Ministerio del Ambiente y que estén especializadas en esta labor, de desechos de la EERSA.

Identificación de transformadores instalados en el sistema de la EERSA, que contengan Bifelinos Policlorados (PCB's).

Preservar el recurso agua por medio de actividades de desarrollo forestal comunal y de agro ecología en el área de influencia de las micro cuencas de Alao, Río Blanco y Nizag, desplegando actividades en las comunidades de las zonas.

Recepción, almacenamiento provisional y valoración de la disposición final de todos los materiales que son dados de baja en las diferentes Direcciones y Departamentos de la EERSA.



Realización de pruebas colorimétricas N-CLOR-OIL de 50 ppm sobre la presencia de PCB'S en aceite dieléctrico de los equipos que son retirados del sistema, transformadores de distribución nuevos y con el inventario definitivo de PCB'S.

Coordinación y Supervisión de la realización de la Auditoría Ambiental Interna (AAI) correspondiente al año 2012 de los sistemas de generación y distribución.

Planificación, coordinación y supervisión de entrega de focos ahorradores del MEER.

Participación en el convenio de identificación de sitios con potencial energético que permitan implementar el Proyecto de Energías Renovables, EERSA- ESPOCH a través de la Facultad de Informática.

Coordinación con el Departamento de Subestaciones y la Unidad de Servicios Generales de trabajos de limpieza de los patios de maniobras de las subestaciones de EERSA.

Realización de inspecciones y coordinación de actividades en sectores en donde existe problemas con la vegetación arbustiva y arbórea que están cercanas a las líneas de energía eléctrica de 13,8 kV y de 69 kV.

Seguimiento y supervisión de la información y actividades descritas dentro de las fichas ambientales de los proyectos BID – FERUM 2012

#### 10.4 Distribución:

La principal actividad del Área de Distribución es velar por la operación del sistema de distribución tendiendo a mantener dentro de los parámetros de continuidad, confiabilidad y calidad de energía a los usuarios de la EERSA.

El Sistema de Distribución de energía eléctrica para servir a la provincia de Chimborazo se encuentra constituido por 38 alimentadores primarios de media tensión (MT), con 108.732 postes de los cuales el 59,77 % son de líneas primarias (MT) y el 40,23% de redes secundarias (BT), con 10.979 centros de transformación de los cuales el 94% son transformadores monofásicos y el 6% transformadores trifásicos, con 2.652 puntos de seccionamiento de los cuales el 61,09 % son monofásicos, el 2,45% son bifásicos y el 36,46 % son trifásicos, es decir en el sistema de distribución de energía existe un total de 4.651 seccionadores, con 30.115 luminarias de las cuales el 97,97% son a vapor de sodio y el 2,03% a vapor de mercurio, según información proporcionada por la Dirección de Planificación.

Para atender los requerimientos de mantenimiento el departamento de Distribución está conformado por 1 Ingeniero Eléctrico, Jefe Departamental; 1 Ingeniero Eléctrico, Ingeniero de Guardia; 1 Ingeniero Eléctrico, Mantenimiento de Primarios y soporte técnico Alausi y Chunchi; 1 Ingeniero Eléctrico, Mantenimiento de Centros de Transformación y soporte técnico Pallatanga Cumandá, 1 Ingeniero Eléctrico, encargado de la gestión de calidad e información para mantenimiento del sistema GIS, 1 Ingeniero de Sistemas de Computación, mejoras en el programa SAR y aplicación de trabajo móvil con el GPS, 2 Tecnólogos; en lo que respecta al personal operativo se dispone de vehículos de mantenimiento con 4 personas, vehículos para atender alumbrado público con 3 personas y carros especiales grúas y canasta, en un total de 12 en la ciudad de Riobamba, cuando se requiere soporte a las agencias se coordina también con este personal y estos vehículos,



normalmente se cuenta en la ciudad de Alausí con 2 vehículos y coordinación de trabajos de mantenimiento con personal de las agencias de Chunchi, Pallatanga y Cumandá.

Entre las principales actividades de esta área podemos citar:

Recepción y ejecución de reclamos presentados por los Clientes, mediante una base de datos y el programa Servicio Atención de Reclamos (SAR) que permite, mejorar la atención, disminuir los tiempos de respuesta, mejorar el control y optimizar los recursos.

Coordinación para la limpieza de vía de líneas primarias y redes secundarias de distribución de energía eléctrica.

Mantenimiento preventivo de redes primarias y secundarias (protección, cruces, puentes, aisladores, crucetas, postes, tensores, herrajes, etc.); programa de mantenimiento de centros de transformación y programa de mantenimiento de redes de media tensión

Mantenimiento correctivo de redes secundarias y líneas primarias principalmente en lo que se refiere a, cruces, puentes, aisladores, crucetas, postes, tensores, herrajes, daños causados por agentes externos, entre otros.

Mejoramiento del servicio de alumbrado público mediante el cambio del tipo de luminarias de mercurio a luminarias de sodio y luminarias de doble potencia, mejorando el nivel de iluminación, disminuyendo la potencia nominal e incremento de puntos de iluminación.

Mantenimiento preventivo y correctivo del sistema de alumbrado público, cambio de bombillas, cambio de auxiliares eléctricos, conexiones y del control de encendido (P/A),.

Cambio de transformadores de distribución dañados, quemados y sobrecargados.

Análisis de circuitos reconfiguración de los mismos en los casos que amerita.

Inspecciones, análisis, estudio y presupuesto – ejecución de trabajos solicitados por los clientes para reubicar estructuras, cambio de tipo de estructuras, protección de líneas secundarias y primarias e instalaciones o servicios temporales.

Identificación de cargas que por su aplicación introducen variaciones de voltaje a la red secundaria, aislándolas del sistema.

Programación, revisión y ejecución de maniobras operativas para actividades de explotación, correctivos, mejoras en el sistema de distribución y reparación de daños ocasionados por terceros.

Pruebas de carga y balance de carga de centros de transformación de distribución de energía eléctrica

Mantener existencias de materiales en bodega, definir especificaciones técnicas, análisis de ofertas y recomendaciones.

Planificación –coordinación - análisis – control - reporte de las labores de mantenimiento para uso interno (DOM / Planificación) y CONELEC.

Realización de inspecciones y presupuestos para instalaciones temporales, en base a los requerimientos de los solicitantes.



Estudios de termografía de las redes de distribución, en 106 Km.

Instalación de reconectores para aislar cargas rurales y cargas urbanas en caso de falla en la zona rural, igualmente se instalaron reconectores en puntos de transferencia de cargas entre las subestaciones, 20 reconectores.

#### XI. DIRECCION DE INGENIERIA Y CONSTRUCCION

La Dirección de Ingeniería y Construcción a través de sus Departamentos y Secciones, durante el año 2012 ha participado en todos los procesos de contratación y construcción, tanto en la normativa técnica y administrativa, que exige la reglamentación vigente de la Empresa. De las Actividades más importantes realizadas podemos detallar, entre otras, las siguientes:

Entre las actividades realizadas por la Dirección de Ingeniería y Construcción durante el año 2013 sobresalen las siguientes:

- Elaboración de diseños para el cambio de calibre de conductor de la línea de subtransmisión a 69 kv Gatazo-Cajabamba-Guamote (33,08 km).
- Topografía e inventario de las estructuras de las líneas a 69 kV Riobamba-Alao; S/1-S/E Riobamba; S/E Riobamba-Gatazo, para planificar y realizar los estudios para la repotenciación de éstas líneas.
- Contratación de los estudios para la elaboración de los diseños para la repotenciación de las líneas de subtransmisión a 69 kV S/E 1-S/E Riobamba cambio de calibre de conductor; instalación de cable OPGW (fibra óptica) y cambio de estructuras; S/E Riobamba-Gatazo
- Elaboración de pliegos y procesos de subasta inversa para la adquisición de los siguientes materiales para el cambio de calibre de conductor de la línea de subtransmisión a 69 kv Gatazo-Cajabamba-Guamote:
  - Conductor ACAR 350 MCM (se firmó contrato y se recibió el conductor)
  - Cable OPGW de 24 fibras ópticas, grapas y accesorios para el montaje. (Se firmó contrato)
  - Grapas y accesorios para cable ACAR 350 MCM (se declaró desierto por tres ocasiones)
- Publicación y administración de los procesos para la contratación de las obras de distribución del Programa FERUM BID, que por exigencia del BID debía realizarse mediante la modalidad "Obra"; programa cuyo monto asciende a US \$ 2.948.618,41

Número proyectos FERUM-BID aprobados.	Costo ( US \$)	Asignado (US \$)
49	2.948.618,41	2.948.618,41

- Ejecución del programa FERUM-BID: De los 49 proyectos aprobados, se ejecutaron 47; dos fueron construidos con fondos propios.

En resumen en el programa FERUM-BID se construyeron 76,01 km en media tensión; 101,87 km en baja tensión; se instalaron 2.365 kva; 986 luminarias de sodio de 100 w; 73 luminarias de 150 w y 8 luminarias de 250 w que representan una potencia total de 192,95 kW, debido a la magnitud y a la exigencia de cumplir la ejecución de los proyectos dentro del cronograma establecido por el MEER, éstos fueron administrados y fiscalizados por los tres Departamentos de la Dirección (Construcciones, Fiscalización e Ingeniería y Diseño). En el cuadro contiguo constan las cantidades de obra que fueron administrados por los diferentes Departamentos:



	Km (MT)	Km (BT)	KVA	100w	150w	250w
Construcciones	60,8	76,18	1.780	761	64	4
Fiscalización	9,6	13,67	330	79	3	-
Ingeniería y Diseño	5,61	12,02	255	146	6	4
Total Ejecutado	76,01	101,87	2.365	986	73	8

Construcciones administró el 77 % de las cantidades de obra ejecutadas; Fiscalización el 13,1% e Ingeniería y Diseño el 9,9%.

Las directrices del MEER fueron que el programa FERUM BID se ejecute con la modalidad de Obra; sin embargo ante la falta de interés de los invitados por el portal del SERCOP, de los cuatro grupos o paquetes (Alausí 1; Alausí 2; Chunchi, Pallatanga y Cumandá) se realizaron mediante la modalidad de contratación de Servicios Técnicos Especializados, la EERSA suministró los materiales.

Durante el año 2013 en total por administración directa y por contrato de servicios técnicos especializados se han construido: 190.53 km de líneas de media tensión, 254.23 km de redes de baja tensión, instalación de 316 transformadores con una potencia de total de 6.445 kVA; instalación de 3.751 luminarias de diferentes capacidades que representa un total de 406,95 kW; a continuación se presenta un cuadro comparativo con lo ejecutado en el año 2.012 y el desglose de lo construido por administración directa y por contrato.

Año	km		Transformadores		Luminarias			
	M. T.	B. T.	No.	kVA	100 w	150 w	250 w	Kw
2012	115.17	140.11	316	3.800	2.016	195	86	262.15
2013	190.53	254.23	568	6.445	3.310	343	98	406.95
2013/2 012	1,65	1,81	1,80	1,70	1,64	1,76	1,14	1,55

Por administración directa se han construido 53,73 km de líneas de media tensión; 77,15 km de redes de baja tensión; instalación de 1.703 luminarias de sodio de 100 W., 144 luminarias de sodio de 150 W., 86 luminarias de sodio 250 W lo que representa una potencia total de 213,4 kW; instalación de 302 transformadores de distribución, los detalles constan en los anexos respectivos.

Por contrato de servicios técnicos especializados que fueron Administrados y fiscalizados por los Departamentos Construcciones Eléctricas, Fiscalización e Ingeniería y Diseño, se construyeron 136,80 km de líneas de media tensión; 177,08 km de redes de baja tensión; instalación de 174 transformadores de distribución con una potencia total de 3.880 kVA.

A continuación se presenta un resumen de las labores realizadas por los diferentes Departamentos y Secciones de la EERSA.

### 11.1 Sección Obras Civiles

Se realizó el mantenimiento de los sistemas de conducción de agua de las centrales Alao, Río Blanco y Nizag.

Administración del Proceso de Emergencia para la limpieza y reparación de los daños ocasionados por la temporada invernal.

- Desalojo de escombros situados sobre la carretera que conduce a las comunidades de Alao, en un volumen aproximado de 40 m<sup>3</sup>.
- Habilitación el acceso y enderezar el lecho de la quebrada a su origen, en un tramo aproximado de 40 m.



- Construcción de una alcantarilla para el cruce de agua en la carretera (Acueducto: ST2-ET3; ST3-ET4; ST4-ET5)
- Desbroce y limpieza manual de los lechos de las quebradas en los sitios de paso de los acueductos.
- Construcción de un muro de hormigón simple en el talud de los desarenadores de la bocatoma, a fin de evitar la caída de los bloques de piedra.
- Reparación y readecuación de las veredas, bodegas y baños de los grupos de construcciones y mantenimiento en la subestación No. 1.

## 11.2 Departamento de Fiscalización

Se han fiscalizado e inventariado 336 obras realizadas ya sea por contrato; administración directa; o, por particulares, con un total de 2.496 postes inventariados.

De las 297 Órdenes de Trabajo abiertas durante el año 2.013 y que corresponden a distribución, se han inventariado y liquidado 251; las restantes se encuentran en proceso de construcción o liquidación.

Por contrato de servicios técnicos especializados y que fueron administrados por este Departamento, se construyeron las obras por un total de: 9,6 km de líneas de media tensión; 13,67 km de redes de baja tensión; instalación de 57 transformadores de distribución con una potencia total de 330 kVA; instalación de 79 luminarias de sodio de 100 w; 3 luminarias de 150 w con una potencia instalada total de 8,35 kw. los detalles constan en los anexos respectivos.

## 11.3 Departamento de Construcciones Eléctricas

Durante el año 2.013 tanto por administración directa como por contrato se construyeron 175,32 km de líneas de media tensión; 228,54 km de redes de baja tensión; instalación de 3.085 luminarias de sodio de 100 W., 334 luminarias de sodio de 150 W, 94 luminarias de sodio 250 W lo que representa una potencia total de 382,1 kW; instalación de 511 transformadores de distribución con una potencia total de 5.860 kVA, los detalles constan en el anexo respectivo.

## 10.4 Departamento de Ingeniería y Diseño

Entre inspecciones, diseños y presupuestos para: comunidades e interesados que no disponen del servicio de energía eléctrica; iluminaciones y alumbrado público solicitados por los Accionistas y público se han realizado 603 proyectos con un total de 374,85 km de líneas de media tensión y 417,76 km de redes de baja tensión; se revisaron y aprobaron 197 diseños presentados por particulares. Inspecciones para certificados de factibilidad de servicio en un número de 558.

Colaboración en la Administración de procesos y contratos para la adquisición de materiales; y en la construcción del Programa FERUM BID (9,9%).

### COMPARACION CON EL AÑO 2012

A continuación se realiza una comparación con respecto a las cantidades de obra y actividades realizadas en el año 2013 con respecto a las del año 2012.



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA  
EJERCICIO ECONOMICO 2013

DESCRIPCION	NÚMERO DE ÓRDENES DE TRABAJO 2012	NÚMERO DE ÓRDENES DE TRABAJO 2013	RELACIÓN 2013/2012
Dirección de Ingeniería y Construcción	289	351	1,21
Dirección de Operación y Mantenimiento	24	59	2,42
Dirección de Comercialización	6	6	1,00
Área de Obras Civiles	7	1	0,14
Dirección de Planificación	1	-	-
Ordenes de Trabajo anuladas		1	n.a
<b>TOTAL VÁLIDAS</b>	<b>327</b>	<b>416</b>	<b>1,27</b>

**DEPARTAMENTO DE FISCALIZACION**

DESCRIPCIÓN	AÑO 2013	AÑO 2012	2013/2012
<b>NÚMERO DE OBRAS FISCALIZADAS</b>	<b>336</b>	<b>318</b>	<b>1,06</b>
Obras por contrato fiscalizadas	20	11	1,82
Obras por administración directa fiscalizadas	253	250	1,01
Obras realizadas por particulares fiscalizadas	63	57	1,11
<b>NÚMERO TOTAL DE POSTES INVENTARIADOS</b>	<b>2.496</b>	<b>2.605</b>	<b>0,96</b>
Postes en Obras por contrato fiscalizadas	685	1.247	0,55
Postes en Obras por administración directa fiscalizadas	1.738	1.215	1,43
Postes en Obras realizadas por particulares fiscalizadas	73	143	0,51
<b>Km. DE LÍNEA INSTALADOS</b>	<b>138,19</b>	<b>164,43</b>	<b>0,84</b>
<i>Obras por contrato fiscalizadas</i>	<i>40,89</i>	<i>71,10</i>	<i>0,58</i>
Km. de líneas de Media Tensión	15,2	46,54	0,33
Km. de líneas de Baja Tensión	25,69	24,56	1,05
<i>Obras por administración directa fiscalizadas</i>	<i>91,96</i>	<i>85,3</i>	<i>1,08</i>
Km. de líneas de Media Tensión	34,81	37,11	0,94
Km. de líneas de Baja Tensión	57,15	48,19	1,19
<i>Obras por particulares fiscalizadas</i>	<i>5,35</i>	<i>8,03</i>	<i>0,67</i>
Km. de líneas de Media Tensión	4,69	5,47	0,86
Km. de líneas de Baja Tensión	0,66	2,56	0,26
<b>Total Km. Líneas de Media Tensión</b>	<b>54,69</b>	<b>89,12</b>	<b>0,61</b>
<b>Total Km. Líneas de Baja Tensión</b>	<b>83,50</b>	<b>75,31</b>	<b>1,11</b>
<b>POTENCIA INSTALADA EN LAS OBRAS FISCALIZADAS (kVA)</b>	<b>4.765</b>	<b>4.907,50</b>	<b>0,98</b>
Obras por contrato fiscalizadas	585	790	0,74
Obras por administración directa fiscalizadas	2.065	2.242,50	0,92
Obras realizadas por particulares fiscalizadas	2.115	1.875	1,13
<b>Total Potencia Monofásica Instalada (kVA)</b>	<b>3.452,5</b>	<b>3.832,50</b>	<b>0,90</b>
<b>Total Potencia Trifásica Instalada (kVA)</b>	<b>1312,5</b>	<b>1.075</b>	<b>1,22</b>
<b>LUMINARIAS TOTALES INSTALADAS</b>	<b>2.013</b>	<b>1.986</b>	<b>1,01</b>
Obras por contrato fiscalizadas	238	376	0,63



Obras por administración directa fiscalizadas	1.824	1.528	1,19
Obras realizadas por particulares fiscalizadas	41	82	0,5
<b>POTENCIA INSTALADA EN LUMINARIAS (KW)</b>	<b>230</b>	<b>231</b>	<b>0,996</b>
Obras por contrato fiscalizadas	24,85	37,60	0,66
Obras por administración directa fiscalizadas	198,78	181,35	1,10
Obras realizadas por particulares fiscalizadas	6,2	11,80	0,53

## DEPARTAMENTO DE CONSTRUCCIONES ELÉCTRICAS

Obras construidas por personal de la EERSA.

DESCRIPCIÓN	2013	2012	2013/2012
Líneas media tensión (Km)	53,73	40,21	1,34
Líneas de baja tensión (Km)	77,15	53,02	1,46
Luminarias 100 W	1703	1.556	1,09
Luminarias 150 W	144	194	0,74
Luminarias 250 W	86	74	1,16
KVA Instalados	2.565	2.605	0,98

## DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA Y DISEÑO

DESCRIPCIÓN	2013	2012	2013/2012
Diseños Comunidades, Barrios,	603 con 374,85 km de líneas de media tensión y 417,76 km de redes de baja tensión	484 con 200,8 km de líneas de media tensión y 218,12 km de redes de baja tensión	1,25 No. Proy. 1,75 (km)
Revisión proyectos	197	213	0,92
Inspecciones varias, factibilidades.	558	497	1,12

## XI. CONCLUSIONES

El compromiso institucional, esta en velar por los intereses empresariales que están enmarcados dentro de la transparencia y objetividad dirigida al mejoramiento del servicio tanto en la calidad y economía.

Mediante las políticas definidas y apoyadas por la Administración a través de cada una de sus Direcciones enmarcadas dentro de la planificación estratégica y en función de las directrices definidas por el MEER, se ha logrado el mejoramiento Institucional, siendo una de las razones principales de la situación de la EERSA en la prestación del servicio de energía a los habitantes de la Provincia y la satisfacción por el servicio entregado. , recalándose que los gastos operativos del período han sido los mínimos necesarios para mantener y mejorar los índices técnico comerciales de la Empresa.

El ejercicio económico 2013, está enmarcado dentro de un manejo y una gestión de control del gasto sin embargo, sin embargo se han presentado perdidas en el ejercicio que de acuerdo al análisis están relacionadas con déficit tarifario, costo de energía en el MEM y provisiones para Jubilación Patronal. El manejo de los recursos ha sido austero en la expectativa de que los gastos administrativos no incidan demasiado en los resultados del período, siendo más bien las variables que no puede manejar la Empresa las que incidieron en los resultados.

En el año 2013 se observa que la estructura de los ingresos operacionales, tienen una relación similar con años anteriores, con una mayor preponderancia de los ingresos por venta de energía que representa el 96.62% al 31 de diciembre del 2010, el 97.34% al 31 de diciembre del 2011; 96.31% al 31 de diciembre del 2012 y 96.23% al 31 de diciembre de 2013, en relación a los ingresos totales de cada año. Cabe indicar que, dentro de este



rubro se encuentra incluida la venta de energía por generación propia que corresponde a un valor de USD. 1,932,362.54 por tanto si descontamos este valor obtendremos un ingreso neto por venta de energía de USD. 26,687,406.70. Si comparamos este valor con el total de kilowatios (295.755 MWh) vendidos y facturados a usuario final en el año 2013, obtenemos un precio medio de venta de USD. 0,0902 por kwh.

Los gastos de operación del período económico 2013, tienen un incremento del 21.9%, con respecto a los gastos de operación del año 2012. De igual forma, si consideramos los gastos totales del período, determinamos un incremento del 20.99%, con relación al año 2012, lo que principalmente es debido a que el costo de la energía superó al precio de venta sin que el reconocimiento del déficit tarifario hubiera cubierto esta diferencia.

En la parte operativa del sistema se ha trabajado bajo los lineamientos del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable apoyando todos los programas emprendidos por esta Cartera de Estado, y uno de los lineamientos claves es el tema de Calidad del Servicio, que sigue siendo uno de los puntos de mayor atención en la operación y atención en la entrega del servicio eléctrico, así como el cumplimiento de los diferentes Planes que lidera el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, como son PLANREP, PMD y FERUM y el proyecto SIGDE en el que la empresa se encuentra participando en la primera etapa de implementación del sistema SCADA para las Empresas Distribuidoras y en el proceso de consolidación el sistema de información Geográfica. Dentro de este contexto, se puede ver que las pérdidas de energía eléctrica total del sistema están en el 10,24%, existiendo una disminución del 1,85% con respecto al año 2012, siendo la mayor disminución de los últimos años.

En el mes de marzo de 2013 se concluyó el levantamiento de información del Sistema de Distribución de la EERSA. Concomitante a este trabajo se realizó la digitalización de la información del Sistema de Distribución, el mismo que se concluyó en el mes de julio de 2013, información fundamental de la base de datos SIG.

De acuerdo al requerimiento establecido en el Reglamento de Suministro de Electricidad, la Empresa participó en LA ENCUESTA REGIONAL DE SATISFACCION AL CLIENTE, organizada por la CIER, cuyos resultados fueron presentados y recibidos por la EERSA en el año 2013 y en donde se puede observar entre otros índices el ISG (Índice de satisfacción general) con un valor de 78,4% en el año 2012, mientras que el IAC (Índice de aprobación del Cliente) tiene un valor de 84,7%.

En distribución el cumplimiento de esta etapa funcional corresponde a obras que se han realizado con cargo a utilidades, aportes directos entregados por las instituciones, accionistas y recursos del FERUM y FERUM BID y para atender pedidos para alumbrado público.

De igual forma en el campo de Subtransmisión, se concluyó con el cambio de transformadores de potencia ( Incremento de Capacidad) de las subestaciones 1 (junto al Cementerio) 4 (sector Riobamba Norte) y 7 (Cajabamba), obras de gran importancia para el mejoramiento de las condiciones de entrega del suministro de energía eléctrica, así como la implementación de equipos de seccionamiento mejorando de esta forma la operatividad del sistema y acorde a los nuevos requerimientos de capacidad requerida.

Es necesario recalcar que las empresas distribuidoras a nivel nacional manejan un único precio de venta al usuario final, que no está en relación con los precios y variabilidad de precios de compra venta de energía en el MEM y la diferencia con el costo real de la tarifa, es cubierto por el Gobierno Nacional, mediante el reconocimiento de déficit tarifario,



tarifa dignidad, ley del anciano y ley del volcán Tungurahua. Es importante indicar que como cuentas por cobrar, están registradas los valores que corresponde a déficit tarifario.

Otro aspecto importante es el impulso y atención que, se ha continuado dando al capital humano que forman parte de la Empresa, a través de la capacitación dirigida, en especial, a promover el desarrollo personal, técnico e institucional y a prestar un mejor y eficiente servicio a nuestros usuarios.

## XII. RECOMENDACIONES

En vista de que la Administración de la Empresa tuvo que insertar en su Contabilidad disposiciones legales que inciden significativamente en los resultados, solicito a ustedes se dignen ratificar los siguientes registros contables:

- Registro Provisión para Jubilación.- En base al análisis del estudio actuarial de actualización de pasivos laborables, se registró en la Contabilidad la cantidad de USD. 2.580.982,16 afectando dicha cantidad a la cuenta de gastos, conforme el siguiente detalle:

501.11	GENERACIÓN HIDRÁULICA	USD	277.852,85
501.31	GENERACIÓN TÉRMICA	USD	
501.66	SUBTRANSMISIÓN	USD	90.411,77
501.77	DISTRIBUCIÓN	USD	379.321,93
501.91	COMERCIALIZACIÓN	USD	190.907,41
501.94	ADMINISTRACIÓN	USD	1.642.488,20
TOTAL PROVISION PARA JUBILACION PATRONAL		USD.	2.580.982,16

12.1.2. El ejercicio económico del año 2013 arroja una pérdida de USD. 5.495.281,77, la misma que de acuerdo a las disposiciones legales es posible compensarlas con cuentas patrimoniales, particularmente conforme lo establecido en el artículo 7 de la resolución de la Superintendencia de Compañías No. 01.Q.IC1.017, publicada en el Registro Oficial No. 483 del 28 de diciembre del 2001 dice "Compensación de pérdidas.- Las Compañías sujetas a la vigilancia y control de la Superintendencia de Compañías que registren pérdidas al cierre de un determinado ejercicio económico, podrán compensar contablemente, las pérdidas de ese ejercicio y las acumuladas de ejercicios anteriores, con el saldo acreedor de la cuenta Reserva de Capital", y en vista de que la normatividad exige que la decisión administrativa de compensar la pérdida, sea aprobada o ratificada por la Junta General de Socios o Accionistas que se reúne para conocer y aprobar los Estados Financieros, en esta ocasión me permito solicitar a los señores Accionistas la ratificación del registro contable realizado con asiento de diario tipo 90 No. 240 de enero 31 de 2014 quedando absorbida la pérdida por la cuenta Reserva de Capital.

12.1.3 Durante el año 2013, se han presentado trascendentales aspectos a considerar, que han incidido directamente en las actividades del Sector Eléctrico del país, sucesos que se han debido a los diferentes normas legales vigentes, definiciones de parte del Ministerio de Relaciones Laborales, sobre los términos para la revisión del Contrato Colectivo, lo que dilato su firma hasta el primer trimestre del 2013, eventos que influyen sobremanera en la actividad administrativa financiera de la Empresa pero que se han manejado dentro del marco Legal que para cada caso corresponde.

12.1.4 Para que los resultados económicos financieros sean favorables a la Compañía en los próximos ejercicios económicos, se deberá continuar observando aspectos y situaciones que inciden directamente en los resultados y que deberán merecer la atención





de la Administración, para tomar decisiones en función del plan estratégico que fue actualizado para el período 2012 – 2015 sobre el cual el MEER ha solicitado la actualización 2014 – 2017 y los planes operativos anuales y sobre manera el reconocimiento del déficit tarifario que es de obligación su reconocimiento por parte del Estado.

**12.1.5** Adicionalmente es importante informar a los Señores Accionistas que el enfoque Global del Sector Eléctrico del país estará sujeto a las políticas del Gobierno Nacional y aplicación de la Ley de Empresas Públicas así como la Ley que deberá ser propuesta sobre el Marco del Sector Eléctrico.

Como representante legal de la Empresa y una vez que los Estados Financieros se encuentran auditados, tanto por los señores Auditores Externos, como por los señores Comisarios, de conformidad con la Ley de Compañías, me permito solicitar la aprobación de los mismos.

El presente Informe Administrativo de Gerencia, correspondiente al año 2013, ha sido preparado en base a los Informes emitidos por las diferentes Direcciones de la Empresa y Finalmente debo dejar constancia de que la gestión y los resultados que se han podido obtener, es gracias al trabajo, al apoyo y a la colaboración de todos y cada uno de los trabajadores que integran la Empresa, así como también hacer extensivo el agradecimiento a los miembros del Directorio y a los Señores Accionistas por el apoyo y la confianza conferida a mi persona.

Por lo expuesto, a través de este informe pongo en conocimiento del Directorio y la Junta General de Accionistas, un detalle completo de la marcha Institucional y de la gestión cumplida durante el año de 2013.

De los señores Accionistas y Directores, me suscribo,

**Muy atentamente,**

Ing. Joe Ruales Parreño  
**GERENTE DE LA EERSA(e)**

JRP/nmcdec.  
19.04.13