



**INFORME ADMINISTRATIVO DEL GERENTE DE LA EMPRESA
ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A., CORRESPONDIENTE
AL EJERCICIO ECONÓMICO DEL 2009**

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 2009.

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

Cumpliendo con el compromiso institucional, que es velar por los intereses empresariales que estén enmarcados dentro de la transparencia y objetividad dirigida al mejoramiento del servicio tanto en la calidad y economía, así como, con miras a presentar resultados que sean favorables tanto para el Accionista como para la Institución, resultados que se reflejen en la eficiencia sinónimo de rentabilidad empresarial.



Una vez que se ha revisados los informes anuales que presentan cada una de las Direcciones de la EERSA, se puede mencionar que como institución se ha trabajado para el mejoramiento, tanto del servicio técnico como comercial, basado ahora en la planificación estratégica y en el plan operativo anual correspondiente. Una vez que se cuenta con una herramienta de administración, como es la planificación estratégica, durante el período 2009, ha permitido que mediante las políticas definidas y apoyadas por la Administración a través de cada una de sus Direcciones se haya logrado el mejoramiento Institucional, siendo una de las razones principales de la situación de la EERSA la de prestación servicio de energía a los habitantes de la Provincia y la satisfacción por el servicio entregado.

Cada una de las Direcciones han proyectado sus actividades, de acuerdo con los objetivos institucionales planteados y que mediante los proyectos definidos coadyuvan al cumplimiento de las mismas. Apoyo importante se ha brindado a todo lo referente en materia tecnológica y de infraestructura, para encontrar soluciones a corto y mediano plazo que permitan cubrir el crecimiento de la demanda, mejoras administrativas y operativas del desarrollo propio de la Institución.

El año 2009, se caracterizó por varios efectos que influyeron de forma significativa en el desarrollo de la Institución, en aspectos importantes dentro de los ámbitos técnico y económico - financiero de la empresa.

Dentro del aspecto técnico, se puede mencionar que se han cumplido las metas en cuanto a la reducción de pérdidas que para el 2009 concluye con el valor del 14,61%, en base a los proyectos planteados y se empiezan a obtener los resultados de la aplicación de cambio de configuraciones técnicas de redes de distribución secundaria, de redes desnudas a redes trenzadas que impiden el hurto de energía y por tanto evitan el incremento de las pérdidas comerciales, proyecto que se inicio en el año 2006 y que se continua como política Institucional. Igualmente en el año 2009 se concluyen proyectos planteados a mediano plazo como es la repotenciación de la central de Generación hidroeléctrica Nizag, finalización de la construcción de la línea de Subtransmisión Alausi - Multitud y la construcción y montaje de la Subestación de Distribución en Multitud; así como el cambio del transformador de la Subestación 2 (vía a Guano), cambio que consiste en el incremento de capacidad de 10 a 15 MVA, proyectos con un valor aproximado de USD 3'000.000, financiado por la EERSA y enfocados al mejoramiento de la calidad del servicio y al 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 y también financiados por los aportes de FERUM que se han concluido en su



mayoría, quedando pendiente la construcción de la línea de Subtransmisión Alao – Guamote, de cuyo proyecto se tienen los materiales para la construcción y está en trámite la contratación de la construcción de la línea de Subtransmisión.

En los aspectos económico - financiero, la EERSA ha tenido efectos negativos producto de la aplicación del Mandato constituyente No. 15, que como consecuencia del cruce de cuentas por compra venta de energía entre los actores del Sector Eléctrico, se vio afectada en su patrimonio en el valor de USD 7'628.313,85 de los cuales han sido reconocidos USD 2'087.048,59, quedando un saldo pendiente y de igual manera como producto del déficit tarifario se tiene una afectación a los Ingresos de la Empresa de USD 4'074.521,97, que de haber sido reconocidos oportunamente significan directamente una utilidad por el monto indicado.

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, sin embargo de haber enfrentado reclamos a nivel de personal contratado, que plantearon un proceso de acción de protección insinuando mala aplicación del Mandato Constituyente No. 8 y que luego del análisis de la autoridad competente, se demostró que la EERSA ha actuado siempre en apego de lo que establecen los diferentes aspectos legales, que para el caso corresponde. De igual forma entre los aspectos laborales, la EERSA afrontó enmarcados dentro de la Ley la revisión del Contrato Colectivo de trabajo, por parte del Ministerio de Trabajo, hoy denominado Ministerio de Relaciones Laborales; que sumado a las disposiciones del Decreto Ejecutivo 1701, llevó a la aplicación de la Unificación salarial, que también tendría su impacto en la economía Institucional.

Un aspecto importante de comentar es lo acontecido durante finales del año 2009, como es la aplicación de los racionamientos de energía, que han dado como resultado varios efectos, como son la reducción de los ingresos por venta de energía, el incremento en el costo de compra de energía (este último reconocido en el déficit tarifario) y el reclamo general de la ciudadanía ante la imposibilidad de tener un suministro continuo, situaciones que afectaron a todo el Sector Eléctrico Ecuatoriano y no en particular de la EERSA.

Sin embargo de lo comentado se ha obtenido resultados positivos dentro del ejercicio económico 2009, confiando que el déficit tarifario remanente que tiene derecho la EERSA sea efectivizado por el Estado, situación que se reflejará en el resultado del ejercicio económico 2010, siempre y cuando las condiciones del Sector se mantengan.

3



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.

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 28 de diciembre del 2009; ante el Notario Dr. Luis Vargas Hinostroza; e inscrita en el Registro Mercantil el 20 de enero del 2010.

4





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

- Fondo de Solidaridad
- H. Consejo Provincial de Chimborazo
- I. Municipio de Riobamba
- I. Municipio de Guano
- I. Municipio de Colta
- I. Municipio de Guamote
- I. Municipio de Alausí
- I. Municipio Chunchi
- I. Municipio de Penipe
- I. Municipio de Chambo
- I. Municipio de Pallatanga.

3.2.2 Directorio

Representantes y período para el cual fueron nombrados

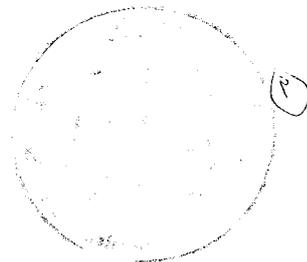
5/3



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2009

DIRECTORIO DE LA EMPRESA ELECTRICA RIOBAMBA S.A.

CARGO/REPRESENTACION	NOMBRE	FECHA NOMBRAIMIENTO	FECHA DE SALIDA	OBSERVACIONES	PERIODO
PRESIDENTE/I. MUN. RIOBBA.	Dr. Vinicio Mejía Ch.	11-abr-07	27-sep-09		
PRESIDENTE/H. CONS. PROVINC.	Abgo. Mariano Curicama G.	28-sep-09		Continua	2 años
GERENTE (e)	Ing. Joe Ruales Parreño	10-mar-06		Continua	
COMISARIOS					
	Ing. Marcelo Noboa (P)	11-dic-06		Continua	
	Dr. Iván Iglesias (P)	09-nov-07		Continua	
	La designación de Comisarios suplentes se encuentra pendiente				
AUDITORIA EXTERNA EJERCICIO ECONOMICO 2009					
	LCD. WILMA MONTALUISA				
	VIVAS	19-nov-09			
MIEMBROS DIRECTORIO					
FONDO DE SOLIDARIDAD	Ing. Silvana Alvarez (P)	11-abr-07	ratificada 28-09-09		
FONDO DE SOLIDARIDAD	Econ. Gustavo Andrade (P)	11-abr-07	ratificado 28-09-09		
	Desde el 02-dic-09 como				
MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGIA RENOVABLE					
I. MUNICIPIO DE RIOBAMBA	Dr. Vinicio Mejía (P)	07-mar-06	27-sep-09		
I. MUNICIPIO DE RIOBAMBA	Ing. Napoleón Cadena (P)	30-jul-07	19-feb-09		
I. MUNICIPIO DE RIOBAMBA	Dr. Vicente Ureña (P)	19-feb-09	27-sep-09		
I. MUNICIPIO DE RIOBAMBA	Ing. Marco Portalanza (P)	28-sep-09		continua	2 años
I. MUNICIPIO DE RIOBAMBA	Dr. José Luis Aldaz (P)	28-sep-09		continua	2 años
I. MUNICIPIO DE RIOBAMBA	Ing. Patricio Arguello (S)	12-mar-05	16-feb-09		
I. MUNICIPIO DE RIOBAMBA	Sr. Luis Lara (S)	12-mar-09	27-sep-09		
I. MUNICIPIO DE RIOBAMBA	Dr. Vicente Ureña(S)	07-mar-05	19-feb-09		
I. MUNICIPIO DE RIOBAMBA	Sr. José Cevallos (S)	19-feb-09	27-sep-09		
H. CONSEJO PROVINCIAL	Arq. Geovanny Paula (P)	12-mar-07	27-sep-09		
H. CONSEJO PROVINCIAL	Ing. Fernando Nuñez (S)	12-mar-07	27-sep-09		
H. CONSEJO PROVINCIAL	Abgo. Mariano Curicama G (P)	28-sep-09		continua	2 años
H. CONSEJO PROVINCIAL	Dr. Patricia Herrera C. (S)	28-sep-09		continua	2 años
I. MUNICIPALIDADES DE	Lcd. Walter Narváez (P)	04-ago-08	27-sep-09		
GUAMOTE, CHUNCHI, ALAUSI	Sr. Germán Naranjo (S)	04-ago-08	27-sep-09		
PALLATANGA, COLTA,	Sr. Juan de Dios Roldán	28-sep-09		continua	1 año
PENIPE, GUANO Y CHAMBO	Lcd. Manuel Guaraca	28-sep-09		continua	1 año
REPRESENTACION LABORAL	Ing. Edgar Zurita	26-may-08		continua	
REPRESENTACION LABORAL	Sr. Enrique Calvopiña	26-may-08		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 durante el 2009 tuvo variación con relación al 2008. El Capital suscrito y pagado fue de USD. 5'481,581.00 al 31 de Diciembre de 2008, en tanto que al 31 de Diciembre del 2009, el Capital Suscrito y Pagado es de USD. 10'993.788,00 dándonos una variación de USD.5'512,207.00, por capitalización de utilidades del 2008.

La estructura del Capital Social al 31 de Diciembre del 2009 es la siguiente:

**CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO
CAPITAL SOCIAL
EN DÓLARES**

ACCIONISTAS	SUSCRITO USD	PAGADO USD	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN ACCIONARIA
MEER *	4.856.744	4.856.744	44,18%
I. MUNICIPIO DE RIOBAMBA	1.235.115	1.235.115	11,23%
H. CONSEJO PROVIN. DE CHIMB.	2.504.029	2.504.029	22,78%
I. MUNICIPIO DE GUANO	423.321	423.321	3,85%
I. MUNICIPIO DE COLTA	243.651	243.651	2,22%
I. MUNICIPIO DE GUAMOTE	572.701	572.701	5,21%
I. MUNICIPIO DE ALAUSI	326.528	326.528	2,97%
I. MUNICIPIO DE CHUNCHI	235.536	235.536	2,14%
I. MUNICIPIO DE PENIPE	240.364	240.364	2,19%
I. MUNICIPIO DE PALLATANGA	213.982	213.982	1,95%
I. MUNICIPIO DE CHAMBO	141.817	141.817	1,29%
TOTAL	10.993.788	10.993.788	100,00%

*Por Liquidación del Fondo de Solidaridad sus acciones fueron transferidas al Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.

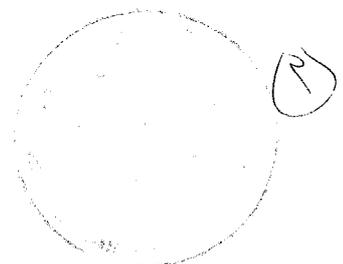
4.1.2. Aportes para Futura capitalización

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.

7/3



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.





APORTES PARA FUTURA CAPITALIZACION AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2009
EN US DOLARES

ENTIDADES	SALDO DE	SALDO DE	APORTES FUTURA	% DE
	APORTES	APORTES	CAP. ENTREGADO	
	FUTURA CAP.	FUTURA CAP.	DURANTE EL AÑO	PARTICI
	AL 31-12-08	AL 31-12-09	2009	PACION
I.MUN.RBBA	1.156.077,98	1.159.607,95	3.529,97	9,51
H.CON.S.PROV.CH.	795.704,77	795.704,77	0,00	6,53
I.MUN.GUANO	555.076,45	557.718,39	2.641,94	4,57
I.MUN.COLTA	178.298,39	178.298,39	0,00	1,46
I.MUN.GUAMOTE	189.003,03	189.003,03	0,00	1,55
I.MUN.ALAUSI	588.995,08	621.037,65	32.042,57	5,09
I.MUN.CHUNCHI	168.069,56	168.069,56	0,00	1,38
I.MUN.PENIPE	63.139,66	63.139,66	0,00	0,52
I.MUN.PALLAT.	96.720,45	96.720,45	0,00	0,79
I.MUN.CHAMBO	170.949,89	172.837,02	1.887,13	1,42
I.MUN.CUMANDA	52.915,20	52.915,20	0,00	0,43
FONDO SOLIDARIDAD	25.232,49		-25.232,49	
FONDO SOLIRAD. OTROS	195.099,28		-195.099,28	0,00
FONDO SOLIRAD. FERUM	3.425.215,19		-3.425.215,19	0,00
F. SOLIRAD.PROG. ENER.G.	3.422.778,04		-3.422.778,04	
	27,03		-27,03	0,00
MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y EN.		8.137.230,80		66,74
SUMAN	11.083.302,49	12.192.282,87	1.108.980,38	100,00

(*) Aportes Accionistas Futura Capitalización más Reconocimiento Déficit Tarifario.

4.2. Resultados Económicos del Período.

Con la finalidad que se tenga una visión global de los resultados del ejercicio económico del año 2009, a continuación se presenta un resumen del Estado de Pérdidas y Ganancias:

9/2



INGRESOS

Venta de Energía	USD	23.838.392,19
Ingresos que no son venta de energía	USD	935.503,69
Subtotal Ingresos de Operación	USD	24.773.895,88

GASTOS

Gastos Directos de Operación	USD	24.605.624,17
Depreciación	USD	3.429.017,04
Costo de Operación que no son por venta de energía	USD	
Subtotal Gastos de Operación	USD	28.034.641,21
Pérdida de Operación	USD	- 3.260.745,33

INGRESOS Y GASTOS AJENOS A LA OPERACION

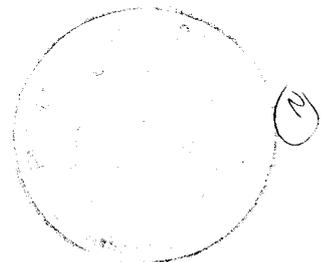
Ingresos Ajenos a la Operación	USD	3.480.524,38
Gastos Ajenos a la Operación	USD	110.562,80
Utilidad Ajena a la Operación	USD	3.369.961,58
Utilidad del Ejercicio Económico		109.216,25

Los resultados del ejercicio económico del año 2009, arrojan una utilidad antes de participaciones, impuestos y reservas de USD 109,216.25.

En cuanto a resultados ajenos a la operación, de igual forma se obtiene superávit, producto de una gestión austera en los gastos en cumplimiento a las resoluciones de la Junta General de Accionistas, y al reconocimiento por parte del estado, del déficit tarifario del 2009 y un valor faltante del 2008.

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

10 / 3





CUENTA		% FRENTE
ACTIVO	USD	AL TOTAL
Activo Corriente y Acumulado	24.649.389,02	27,22
Activo Fijo	63.475.815,01	70,10
	389.862,54	0,43
Activo Diferido	2.030.039,23	2,25
Total Activo	90.545.105,80	100,00

CUENTA		% FRENTE
PASIVO	USD	AL TOTAL
Corriente y Acumulado	2.952.110,74	3,26
Obligaciones a largo Plazo	5.994.208,45	6,62
Pasivos Diferidos	5.794.943,36	6,40
Patrimonio	75.803.843,25	83,72
Total Pasivo y Patrimonio	90.545.105,80	100,00

Para analizar los resultados económicos financieros alcanzados por la Compañía en el ejercicio económico del año 2009, 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:

Con relación al funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista se debe resaltar que no hubo cambios sustanciales con relación a la última regulación No. 002-07 emitida por el CONELEC el 04 de octubre del año 2007, sin embargo, se debe destacar que el CONELEC dispuso la reliquidación de las facturas del MEM a partir de agosto del 2008, aspecto que ya concluyó y cuyos resultados fueron registrados en el año 2009, de la siguiente manera:

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



	2008	2009
ENERGIA REQUERIDA (kWh)	221,729,706.00	257,737,997.00
COSTO CENTAVOS USD/KWH	6,30	6,14
VALOR COMPRA DE ENERGÍA	13,964,682.50	15,827,232.77
DECREMENTO EN EL COSTO DEL KWH		0,06

Como se puede observar la Empresa aumentó los niveles de consumo en el 2009 con relación al 2008, el costo unitario es menor en USD 0.06 centavos, con relación al 2008.

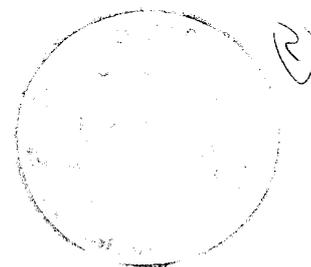
En el informe actuarial preparado para la EERSA, y elaborado en base a principios y normas actuariales generalmente aceptadas, a la normativa legal y reglamentaria del Código del Trabajo, se determina el valor que debe ser cargado al gasto como apropiación contable por concepto de provisión para jubilación patronal en el ejercicio económico del año 2009, el mismo que alcanza a la cantidad de USD. 217,619.20.

En aplicación a lo que expresa la disposición transitoria No. 10.4 de la Ley de Empresas Públicas se revertió la provisión que se mantenía, ante la posibilidad de una sentencia desfavorable de las actas de determinación emitidas por el Servicio de Rentas Internas.

La regulación contable determinó que el gasto de depreciación del año 2009, sea de USD 3'429,017.04, el mismo que guarda concordancia con el volumen de activos y los años transcurridos de su vida útil.

Por el lado de los ingresos, los que corresponden por venta de energía a usuario final ha aumentado en un 11,29%, debido al incremento en el consumo y a la incorporación plena de la Cemento Chimborazo como cliente regulado, mas no a precios que están congelados desde abril de 2004, y más bien disminuyeron para tarifa residencial de bajo consumo, la venta de energía en el mercado eléctrico mayorista de la generación propia tuvo un decremento del 33,95%, lo que determina que el rubro total de venta de energía aumentó con relación al año 2008, en el 0,61% correspondiente a la cantidad de USD 142.453,47.

En cuanto a la compra de energía, la Administración ha realizado gestiones ante las generadoras a fin de realizar PPA, para adquirir un mayor volumen de energía en el mercado de contratos, y así disminuir el monto adquirido en el mercado ocasional que es el que ha afectado considerablemente los niveles de precios, sin embargo las disposiciones de los organismos de





control (CONELEC y CENACE) han limitado las posibilidades de realizar negociaciones más convenientes a los intereses de la Empresa.

Un aspecto importante a destacarse es el hecho de que la Empresa durante el año 2009 ha mantenido al día sus obligaciones con las generadoras, y demás entes del Mercado Eléctrico Mayorista, sus proveedores, trabajadores, impuestos, retenciones a favor de terceros, sin embargo sus pasivos corrientes aumentaron en razón de que por los cambios de esquemas en el MEM dispuestos por el CONELEC e incremento del costo de la energía por la crisis eléctrica de fines del 2009 y principios del 2010, la empresa no pudo cancelar la compra de energía con sus recursos corrientes, sino que se los viene cubriendo con los valores que el estado reconoce por el déficit tarifario, de los meses respectivos.

Es así, que de los pasivos corrientes del año 2008 de USD 2'952,110.74 pasan a USD 13'374,724.97 en el 2009, es decir aumentó más de 4 veces a pesar de estos resultados su solvencia financiera se mantiene alta al pasar del indicador de 8,35 en el año 2008 a 2,17 en el 2009.

Básicamente la incorporación de la Subestación Multitud de la línea de Subtransmisión Alausí – Multitud, el programa de obras de electrificación rural, el mejoramiento tecnológico en diversas áreas y la ejecución de obras utilizando cable preensamblado entre otros, determinó que el activo fijo neto se incremente sustancialmente en este período, 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 y a 67'710,275.54 en el año 2009, por lo que su participación porcentual frente al total de activos se mantiene casi igual, 71.15 en el 2007, 70.10 en el 2008 y 69,17 en el 2009. Se debe destacar que en este año la inversión neta aumentó en el orden de USD 4'234,460.53, cifra importante con relación a años anteriores.

Estos hechos modificaron la estructura financiera de la Compañía mejorando significativamente 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, y a 76'854,160.03 en el 2009, 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 y a 78,51% en el año 2009, observándose que se mantienen casi igual.

Conforme lo establecido en el Mandato 15, la Empresa extinguió las obligaciones que las Distribuidoras mantenían con nosotros, el valor afectado asciende a la suma de USD. 6'006,111.02, mismo que fue afectado al Patrimonio de la Compañía. De igual manera el Mandato 15 estableció que se extingan las deudas de los abonados residenciales de



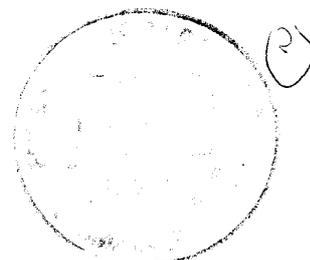
bajos ingresos y la Tarifa de Bombeo de Agua, afectándose al Patrimonio en USD. 1'051,911.89. Durante el año 2009 la Empresa recibió pagos del Fondo de Solidaridad por la suma de USD. 1'516,757.65, quedando un saldo registrado en esta cuenta de USD. 5'541,265.26.

4.2.1 Análisis Comparativo entre los Resultados Presupuestados en Reforma y los obtenidos en el Periodo.

De acuerdo con la información de los Estados Financieros y Liquidación presupuestaria que se presentan para la aprobación del ejercicio económico del año 2009, 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:

CONCEPTOS	PRESUPUESTO* (EN USD.\$)	BALANCE (EN USD.\$)	VARIACION	
			EN VALORES ABSOLUTOS	EN %
INGRESOS DE OPERACION				
- Ventas de energía	25.866.361,00	23.838.392,19	2.027.968,81	7,84
- Otros	766.799,00	935.503,69	-168.704,69	-22,00
TOTAL	26.633.160,00	24.773.895,88	1.859.264,12	6,98
GASTOS DE OPERACION				
- Directos	-26.709.624,00	-24.605.624,17	-2.103.999,83	7,88
- Depreciación	-3.122.514,00	-3.429.017,04	306.503,04	-9,82
TOTAL	-29.832.138,00	-28.034.641,21	-1.797.496,79	6,03
RESULTADOS DE OPERACION	-3.198.978,00	-3.260.745,33	61.767,33	-1,93
INGRESOS AJENOS A LA OPERACION	3.425.981,00	3.480.524,38	-54.543,38	-1,59
GASTOS AJENOS A LA OPERACION	-194.419,00	-110.552,80	-83.866,20	43,13
RESULTADOS AJENOS A LA OPERACION	3.231.562,00	3.369.961,58	-138.399,58	-4,28
RESULTADOS TOTALES	32.584,00	109.216,25		

* Información de Presupuesto Reformado/2009





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 6,98%, que corresponde al valor de USD 1'859,264.12, las diferencias se producen: en la venta de energía al haberse sobrestimado el presupuesto, la estimación presupuestaria de USD 25'866,361.00 por lo que existe una diferencia de USD 2'027,968.81 en ingresos por venta de energía; en otros ingresos que no son por venta de energía la diferencia es de USD 168,704.69, en menos. En conjunto los ingresos operacionales han sido proyectados en exceso, dado que los resultados han sido inferiores a las estimaciones, básicamente porque en el año pasado disminuyó la tarifa para los consumidores residenciales de menor consumo.

En cuanto a los gastos de operación estos arrojan una diferencia en menos del 6,03%, entre lo presupuestado y los gastos del Estado de Pérdidas y Ganancias, correspondiente a USD 1'797,496.79, la diferencia más significativa está en el valor de los gastos directos de operación, el mismo que alcanza a la cantidad de USD 2'103,999.83, esto al igual que en los ingresos se debe a cambios en las liquidaciones del MEM y básicamente a las políticas gubernamentales para el Sector Eléctrico, que han sido coyunturales.

En cuanto a los ingresos ajenos a la operación la variación no es significativa, corresponde a USD 54,543.38, así también en los gastos ajenos a la operación cuya diferencia es de USD. 83,856.20, que corresponde a un 43,13%, en menos esto se debe a que las previsiones presupuestarias se proyectaron en función de registros históricos, en cambio en el balance se encuentran afectados ingresos y gastos ajenos a la operación que son producto de ajustes contables, que son imposibles de predecir, como la provisión para cuentas incobrables, notas de débito y crédito, y otros ajustes de deficiencias de registro de años anteriores, que se van detectando en las revisiones, arquezos, verificaciones físicas de las bodegas etc., consecuentemente las estimaciones de Ingresos y Gastos ajenos a la operación no fueron correctos, por las razones mencionadas.

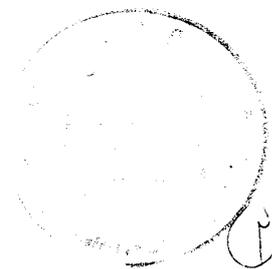
En resumen se puede manifestar que comparados los ingresos con los gastos operacionales, tanto del presupuesto reformado como del balance arrojan un déficit presupuestario de USD 3'198,978.00 y una pérdida operacional de USD. 3'260,745.33, respectivamente, mientras los resultados ajenos a la operación presupuestado y de balance presentan un superávit de USD 3'231,562 y una utilidad de 3'369,961.58 respectivamente, produciéndose como consecuencia resultados económicos para la estimación presupuestaria reformada de un superávit de USD 32,584.00, y para balance una utilidad de USD 109,216.25, las diferencias se explicaron en el párrafo anterior.



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2009

EMPRESA ELECTRICA ROBAMBA S. A.
BALANCE GENERAL

NOMBRE DE LA CUENTA	AÑO 2006	% FRENTE AL TOTAL	AÑO 2007	% FRENTE AL TOTAL	AÑO 2008	% FRENTE AL TOTAL	AÑO 2009	% FRENTE AL TOTAL	VARIACION 2009-2008	% DE CRECIM.
ACTIVO										
Bancos	654.993,12	0,83	5.449.655,67	6,29	9.241.210,71	10,21	2.295.914,40	2,35	-6.945.296,31	-75,16
Inversiones temporales de caja	1.440.830,27	1,82	1.897.970,37	2,19	4.477.464,06	4,95	8.720.139,81	8,91	4.242.675,75	94,76
Fondos Rotativos					1.373,44	0,00	1.498,44	0,00	125,00	9,10
Fideicomiso							2.519.424,31		2.519.424,31	
DISPONIBLE	2.095.823,39	2,65	7.347.626,04	8,48	13.720.048,21	15,15	13.536.976,96	13,83	-183.071,25	-1,33
Documentos por cobrar	10.176,31	0,01	16.728,33	0,02	19.584,32	0,02	18.280,51	0,02	-1.303,81	-6,66
Cuentas por cobrar consumidores	4.998.702,39	6,32	5.098.930,29	5,88	4.067.562,10	4,49	7.107.661,59	7,26	3.040.079,49	74,74
Otras cuentas por cobrar a largo plazo	2.461.770,44	3,11	3.073.650,14	3,55	1.579.491,19	1,74	1.110.018,30	1,13	-469.472,89	-29,72
Provisión acum. Para cuentas incobrables	-630.567,02	-0,80	-616.945,06	-0,71	-359.024,95	-0,40	-188.059,00	-0,19	170.965,95	-47,62
Otras cuentas por cobrar a largo plazo										
DOCUMENTOS POR COBRAR	6.840.062,12	8,65	7.572.363,70	8,73	5.307.632,66	5,86	8.047.901,40	8,22	2.740.268,74	51,63
Bodega	3.105.338,19	3,93	3.129.703,86	3,61	3.482.333,79	3,85	5.594.250,53	5,72	2.111.916,74	60,65
Bodega de combustibles y lubricantes	72.320,92	0,09	17.433,95	0,02	23.433,48	0,03		0,00	-23.433,48	-100,00
Compras en tránsito	0,00	0,00	0,00	0,00	73.771,37	0,08		0,00	73.771,37	
Compras locales	127.748,81	0,16	149.691,90	0,17	2.032.286,83	2,24		0,00	-2.032.286,83	-100,00
Materiales en transformación	13.862,07	0,02	152.776,79	0,18	83.059,46	0,09	74.819,19	0,08	-8.240,27	-9,92
INVENTARIOS	3.319.269,99	4,20	3.449.608,50	3,98	5.621.113,56	6,21	5.742.841,09	5,87	121.727,53	2,17
Otros activos corrientes	584,59	0,00	584,59	0,00	584,59	0,00	1.638.262,64	1,67	1.637.668,05	275428,12
OTROS ACTIVOS CORRIENTES	584,59	0,00	584,59	0,00	584,59	0,00	1.638.262,64	1,67	1.637.668,05	275428,12
Bienes e instalaciones en servicio	132.217.461,09	167,28	135.258.738,61	156,02	138.497.637,36	152,96	142.497.058,70	145,57	3.999.421,34	2,89
Bienes en proceso de retiro	218,40	0,00	218,40	0,00		0,00		0,00		
Obras en construcción	706.165,28	0,89	1.321.381,02	1,52	2.898.467,41	3,20	6.561.144,18	6,70	3.662.676,77	126,37
ACTIVO FIJO DEPRECIABLE	132.923.844,77	168,18	136.580.338,03	157,55	141.396.104,77	156,16	149.058.202,88	152,28	7.662.098,11	5,42
Dep. acum. Bienes e instalaciones en servicio	-72.008.190,76	-91,10	-74.897.925,29	-86,40	-77.920.289,76	-86,06	-81.347.927,34	-83,10	-3.427.637,58	4,40
DEPRECIACIONES ACUMULADAS	-72.008.190,76	-91,10	-74.897.925,29	-86,40	-77.920.289,76	-86,06	-81.347.927,34	-83,10	-3.427.637,58	4,40
Deudores e inversiones a largo plazo	4.313.129,17	5,46	5.294.420,45	6,11	327.743,00	0,36	18.478,74	0,02	-309.264,26	-94,36
Otras inversiones	15.838,92	0,02	15.838,92	0,02	18.478,74	0,02		0,00	-18.478,74	-100,00
DEUDORES E INVERSIONES A LARGO PLAZO	4.328.968,09	5,48	5.310.259,37	6,13	346.221,74	0,38	18.478,74	0,02	-327.743,00	-94,66
Estudios de factibilidad y diseño de obras	53.978,01	0,07	55.322,01	0,06	43.640,80	0,05		0,00	-43.640,80	-100,00
ESTUDIOS Y OBRAS	53.978,01	0,07	55.322,01	0,06	43.640,80	0,05		0,00	-43.640,80	-100,00
Pagos anticipados	908.755,78	1,15	949.350,49	1,10	1.492.029,49	1,65	551.963,66	0,56	-940.045,83	-63,00
Cuentas por liquidar	151.723,46	0,19	129.078,34	0,15	114.920,15	0,13	398.827,00	0,40	271.906,85	236,61
NOMINA										
OTROS DEBITOS DIFERIDOS	423.915,20	0,54	192.686,96	0,22	423.069,59	0,46	209.252,79	0,21	-423.069,59	-100,00
Otros activos no corrientes							44.235,39		44.235,39	
ACTIVO DIFERIDO	1.484.394,44	1,88	1.273.165,79	1,47	2.030.039,23	2,24	1.192.308,84	1,22	-837.730,39	-41,27
TOTAL ACTIVO	79.038,7	100,00	86.691.342,74	100,00	90.545.105,80	100,00	97.887.045,21	100,00	7.652.688,10	8,45





INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2009

EMPRESA ELECTRICA RIOBAMBA S. A.
BALANCE GENERAL

NOMBRE DE LA CUENTA	AÑO 2006	% FRENTE AL TOTAL	AÑO 2007	% FRENTE AL TOTAL	AÑO 2008	% FRENTE AL TOTAL	AÑO 2009	% FRENTE AL TOTAL	VARIACION 2009-2008
PASIVO									
Documentos por pagar	0,00	0,00	-114.846,68	0,87	-213.826,92	1,45	-213.826,92	1,02	0,00
Cuentas por pagar proveedores	-131.841,68	1,14	-257.499,65	1,95	-103.791,93	0,70	-380.252,98	1,81	-276.461,05
Cuentas por pagar acreedores varios	-794.683,24	6,88	-1.429.203,92	10,83	-2.198.942,64	14,92	-1.809.327,49	8,60	389.615,15
Obligaciones patronales y retenciones	-190.925,29	1,65	-251.477,55	1,91	-232.389,56	1,58	-232.389,56	0,00	232.389,56
Otros pasivos corrientes	-192.070,33	1,66	-197.410,35	1,50	-203.159,79	1,38	-180.062,02	0,86	23.077,77
Servicios relacionados al personal							-55.682,49		-55.682,49
Obligaciones con el IESS							-131.374,71		-131.374,71
Valores de terceros por pagar							-70.537,85		-70.537,85
Cuentas por pagar compra de energía							-168.913,69		-168.913,69
Depositos en garantía de consumidores							-6.070.857,46		-6.070.857,46
							-4.293.869,46		-4.293.869,46
PASIVOS CORRIENTES	-1.309.520,54	11,34	-2.250.440,15	17,06	-2.952.110,74	20,03	-13.374.724,97	12,28	-10.422.614,23
Provisión	-5.851.841,71	50,66	-6.040.318,23	45,78	-5.780.381,63	39,21	-33.165,80	0,00	5.780.381,63
Otras obligaciones a largo plazo	-347.305,44	3,01	-6.040.318,23	45,78	-213.826,92	1,45	-33.165,80	0,16	180.661,02
OBLIGACIONES A LARGO PLAZO	-6.199.147,15	53,67	-6.040.318,23	45,78	-5.994.208,45	39,21	-33.165,80	0,16	5.961.042,65
Anticipo para construcciones	-33.006,38	0,29	-50.042,54	0,38	-70.509,15	0,48	-70.509,15	0,00	70.509,15
Otros créditos diferidos	-4.009.131,65	34,71	-4.852.022,52	36,78	-5.724.434,21	38,83	-7.624.994,41	36,25	-1.900.560,20
PASIVOS DIFERIDOS	-4.042.138,03	34,99	-4.902.065,06	37,16	-5.794.943,36	39,31	-7.624.994,41	36,25	-1.830.051,05
TOTAL PASIVO	-11.550.805,72	100,00	-13.192.823,44	100,00	-14.741.262,55	98,55	-21.032.885,18	48,69	-6.291.622,63
PATRIMONIO									
Acciones ordinarias	-2.753.503,04	4,16	-3.390.861,00	4,61	-5.481.581,00	7,23	-10.993.788,00	14,30	-5.512.207,00
CAPITAL SOCIAL	-2.753.503,04	4,16	-3.390.861,00	4,61	-5.481.581,00	7,23	-10.993.788,00	14,30	-5.512.207,00
Aportaciones para futura capitalización	-5.611.957,40	8,48	-5.846.962,49	7,96	-11.083.302,49	14,62	-12.192.282,87	15,86	-1.108.980,38
APORTACIONES Y ASIGNACIONES	-5.611.957,40	8,48	-5.846.962,49	7,96	-11.083.302,49	14,62	-12.192.282,87	15,86	-1.108.980,38
Reserva legal	-308.717,09	0,47	-379.524,46	0,52	-823.207,46	1,09	-823.207,46	0,00	823.207,46
Reserva por revaluación técnica	-14.583.016,31	22,03	-14.583.016,31	19,84	-14.585.656,13	19,24	-14.585.656,13	0,00	14.585.656,13
Superavit por revaluación acciones	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Reserva de capital	-36.646.154,83	55,36	-36.510.882,71	49,68	-36.510.882,71	48,16	-36.510.882,71	0,00	36.510.882,71
Reserva de capital deficit tarifario	-5.240.172,64	7,92	-5.240.172,64	7,13	-5.240.172,64	6,91	-5.240.172,64	0,00	0,00
Mandato Constituyente 15									
RESERVAS	-56.778.060,87	85,77	-56.713.596,12	77,16	-50.101.896,03	75,41	-52.532.201,86	68,35	-2.430.305,83
Mandato Constituyente 15							5.541.265,26	-7,21	5.541.265,26
Acuerdo ministerial 353							-5.240.172,64	6,82	-5.240.172,64
Total otras cuentas patrimoniales							301.092,62	-0,39	301.092,62
Donaciones de capital y contrib. recibidas	-1.052.584,69	1,59	-1.161.618,28	1,58	-1.270.757,98	1,68	-1.327.763,67	1,73	-57.005,69
DONACIONES Y CONTRIBUCIONES	-1.052.584,69	1,59	-1.161.618,28	1,58	-1.270.757,98	1,68	-1.327.763,67	1,73	-57.005,69
RESULTADOS DEL EJERCICIO CORRIENTE									
RESULTADOS									
TOTAL PATRIMONIO	-65.196.106,00	100,00	-73.488.519,30	91,31	-75.803.843,25	98,93	-76.854.160,03	99,86	-1.050.316,78
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO	-77.746.911,72		-86.691.342,74		-90.545.105,80		-97.887.045,21		-7.341.939,41



EMPRESA ELECTRICA RIOBAMBA S. A.
BALANCE GENERAL CONDENSADO

CONCEPTO	AÑO 2006	% FRENTE AL TOTAL	AÑO 2007	% FRENTE AL TOTAL	AÑO 2008	% FRENTE AL TOTAL	AÑO 2009	% FRENTE AL TOTAL	VARIACION 2009-2008	% DE CRECIM.
ACTIVO										
ACTIVO CORRIENTE Y ACUMULADO	12.255.760,09	15,51	18.370.182,83	21,19	24.649.389,02	27,22	28.965.982,09	29,59	4.316.593,07	17,51
Disponibilidades	2.095.823,39	2,65	7.347.626,04	8,48	13.720.048,21	15,15	13.536.976,96	13,83	-183.071,25	-1,33
Documentos y Cuentas por Cobrar	6.840.082,12	8,65	7.572.363,70	8,73	5.307.632,96	5,86	8.047.901,40	8,22	2.740.268,44	51,63
Inventarios	3.319.269,99	4,20	3.449.608,50	3,98	5.621.113,56	6,21	5.742.841,09	5,87	121.727,53	2,17
Otros Activos Corrientes y Acumulados	584,59	0,00	584,59	0,00	594,59	0,00	1.638.262,64	1,67	1.637.668,05	275.428,12
ACTIVO FIJO	60.915.654,01	77,07	61.682.412,74	71,15	63.475.815,91	70,10	61.149.131,36	62,47	-2.326.683,55	-3,67
Bienes e Instalaciones en Servicio	132.217.461,09	167,28	135.258.738,61	156,02	141.396.104,77	156,16	142.497.058,70	145,57	1.100.953,93	0,78
Bienes en Proceso de Retiro	218,40	-0,01	218,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Deprec.Acum.de Bienes en Servicio	-72.008.190,76	-91,10	-74.897.925,29	-86,40	-77.920.289,76	-86,06	-81.347.927,34	-83,10	-3.427.637,58	4,40
Obras en Construcción	706.165,28	0,89	1.321.381,02	1,52	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
DEUDORES E INVERSIONES A LARGO PLAZO	4.328.968,09	5,48	5.310.259,37	6,13	346.221,74	0,38	405.305,74	0,41	59.084,00	17,07
Deudores a Largo Plazo	4.313.129,17	5,46	5.294.420,45	6,11	327.743,00	0,36	405.305,74	0,41	77.562,74	23,67
Otras Inversiones a Largo Plazo	15.838,92	0,02	15.838,92	0,02	18.478,74	0,02	0,00	0,00	-18.478,74	-100,00
DEBITOS DIFERIDOS	1.538.372,45	1,95	1.328.487,80	1,53	2.073.680,03	2,29	7.366.626,02	7,53	5.292.945,99	255,24
Estudios y Obras	53.978,01	0,07	55.322,01	0,06	43.640,80	0,05	0,00	0,00	-43.640,80	-100,00
Otros Débitos Diferidos	1.484.394,44	1,88	1.273.165,79	1,47	2.030.039,23	2,24	7.366.626,02	7,53	5.336.586,79	262,88
TOTAL DEL ACTIVO	79.038.754,64	100,00	86.691.342,74	100,00	90.545.105,80	100,00	97.887.045,21	100,00	7.341.939,41	4,45
PASIVO Y PATRIMONIO										
PASIVOS	-11.550.805,72	18,54	-13.192.823,44	15,22	-14.741.262,55	16,28	-21.032.885,18	21,49	-6.291.622,63	42,68
Pasivos Corrientes y Acumulados	-1.309.520,54	2,10	-2.250.440,15	2,60	-2.952.110,74	3,26	-13.374.724,97	13,66	-10.422.614,23	353,06
Obligaciones a Largo Plazo	-6.199.147,15	9,95	-6.040.318,23	6,97	-5.994.208,45	6,62	-7.658.160,21	7,82	-1.663.951,76	27,76
Pasivos Diferidos	-4.042.138,03	6,49	-4.902.065,06	5,65	-5.794.943,36	6,40	0,00	0,00	5.794.943,36	-100,00
PATRIMONIO	-50.757.028,04	81,46	-73.498.519,30	84,78	-75.803.843,25	83,72	-76.854.160,03	78,51	-1.050.316,78	1,39
Capital Social y Aportaciones	8.365.460,44	-13,43	-9.237.823,49	10,66	-16.564.883,49	18,29	-23.186.070,87	23,69	-6.621.187,38	39,97
Reservas, Donaciones y Resultados	-59.122.488,48	94,89	-64.260.695,81	74,13	-59.238.959,76	65,42	-53.969.181,78	55,13	5.269.777,98	-8,90
Otras cuentas patrimoniales							301.092,62			
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO	-62.307.833,76	100,00	-86.691.342,74	100,00	-90.545.105,80	100,00	-97.887.045,21	100,00	-7.341.939,41	8,11

182

INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2009

EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA
ESTADO DE PERDIDAS Y GANANCIAS



CONCEPTO	AÑO 2006	% FRENTE AL TOTAL	AÑO 2007	% FRENTE AL TOTAL	AÑO 2008	% FRENTE AL TOTAL	AÑO 2009	% FRENTE AL TOTAL	VARIACION 2009-2008	% DE CRECIMIENTO
INGRESOS DE OPERACIÓN										
INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA										
Residencial	6.839.563,06	27,06	7.434.156,60	24,19	7.854.100,02	22,49	9.654.843,40	34,17	2.000.743,38	25,47
Comercial	2.396.874,29	9,48	2.650.282,30	8,63	2.893.269,22	7,88	2.964.996,11	10,49	281.726,89	9,73
Industrial	991.685,77	3,92	841.000,65	2,74	1.116.861,42	3,28	1.875.207,08	6,84	758.345,66	67,93
Industrial Cemento Chimborazo	8.900,49	0,04	22.159,74	0,07	647.907,77	1,90	1.787.759,87	6,33	1.139.851,10	175,85
Alumbrado Público	2.512.504,09	9,94	2.688.503,66	8,75	2.780.619,44	8,17	2.750.323,78	9,73	-30.295,66	-1,09
Comercialización	2.106.956,62	8,34	2.163.129,30	7,04	2.218.921,83	6,52	0,00	0,00	-2.218.921,83	-100,00
VENTA DE ENERGÍA SECTOR PRIVADO	14.855.484,32	58,77	15.799.232,25	51,42	17.101.679,70	50,25	19.033.129,24	67,36	1.931.449,54	11,29
Entidades Oficiales	305.654,68	1,21	316.802,26	1,03	344.880,20	1,01	297.880,99	1,05	-46.999,21	-13,63
Entidades Municipales	95.626,22	0,38	94.264,91	0,31	95.306,02	0,28	0,00	0,00	-95.306,02	-100,00
Bombeo de Agua	178.997,34	0,71	180.314,70	0,59	174.077,81	0,51	137.304,38	0,49	-36.773,43	-21,12
Asistencia Social	63.191,54	0,25	73.267,51	0,24	72.508,02	0,21	91.256,16	0,32	18.748,14	25,86
Entidades Públicas	255.890,31	1,01	274.133,19	0,89	256.710,99	0,75	373.882,07	1,32	117.171,08	45,64
Locales Deportivos y Autoconsumos	91.571,11	0,36	91.845,29	0,30	98.723,76	0,29	69.950,62	0,32	-8.773,14	-8,89
Suministros ocasionales	13.378,63	0,05	16.327,89	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
VENTA DE ENERGÍA ORG. DEL ESTADO	1.004.309,83	3,92	1.046.955,75	3,41	1.042.206,80	3,06	990.274,22	3,50	-51.932,58	-4,98
Suministros Ocasionales	24.480,51	0,10	25.368,81	0,08	17.372,02	0,05	13.565,80	0,05	-3.806,22	-21,91
Venta Generación Propia	7.961.937,24	31,50	6.375.268,00	20,75	5.140.085,02	15,10	3.394.798,45	12,02	-1.745.286,57	-33,95
Corriente usada no facturada							12.029,30		12.029,30	
VENTA ENERGÍA ESPECIALES	7.986.417,75	31,59	6.400.636,81	20,83	5.157.457,04	15,15	3.420.393,55	12,06	-1.737.063,49	-33,68
TOTAL VENTA DE ENERGÍA	23.846.211,90	94,28	23.246.824,81	75,66	23.301.343,54	68,47	23.443.797,01	82,93	142.453,47	0,61
INGRESOS QUE NO SON VENTA ENERGÍA	780.744,22	3,09	789.364,80	2,57	718.274,43	2,11	1.330.098,87	4,71	611.824,44	85,18
TOTAL INGRESOS DE OPERACIÓN	24.626.956,12	97,37	24.036.189,61	78,23	24.019.617,97	70,58	24.773.895,88	87,64	754.277,91	3,14
INGRESOS AJENOS A LA OPERACIÓN	651.397,70	2,58	6.690.201,94	4,09	10.012.273,15	29,42	3.480.524,38	12,32	-6.531.748,77	-65,24
Ingresos Ajenos a la Operación	630.920,53	2,50	1.158.346,32	3,77	876.269,54	2,57	1.030.472,91	3,65	154.203,37	17,60
Ajustes de Periodos Anteriores	20.477,17	0,08	99.586,33	0,32	27.627,66	0,08	0,00	0,00	-27.627,66	-100,00
Ingresos Extraordinarios	-	-	5.432.269,29	17,74	9.108.375,95	26,76	2.450.051,47	8,67	-6.658.324,48	-73,10
TOTAL INGRESOS	25.278.353,82	99,95	30.726.391,55	82,32	34.031.891,12	100,00	28.254.420,26	99,96	-5.777.470,86	-16,98
GASTOS DE OPERACIÓN							0,00			
GASTOS DIRECTOS DE OPERACIÓN	21.665.789,88	87,98	21.045.830,77	87,74	22.897.173,63	87,51	24.605.624,17	87,42	1.708.969,76	7,46
Generación Hidráulica	934.948,95	3,80	879.119,49	3,67	1.456.294,60	5,57	1.156.422,93	4,11	-299.871,67	-20,59
Generación Termeléctrica	167.903,02	0,68	114.776,95	0,48	152.400,17	0,58	233.419,86	0,83	81.019,69	53,16
Energía Comprada al MEM	15.039.981,29	61,07	14.727.681,80	61,40	13.964.682,50	53,37	15.827.232,77	58,23	1.862.550,27	13,34
Subtransmisión	278.584,91	1,13	270.342,84	1,13	450.931,86	1,72	482.928,46	1,72	31.996,60	7,10
Distribución y Alumbrado Público	975.355,02	3,96	1.039.436,73	4,33	1.814.091,41	6,93	1.627.785,75	5,78	-186.305,66	-10,27
Comercialización e Instalación de Abonados	1.204.141,17	4,89	1.104.918,90	4,61	1.624.828,48	6,21	1.603.497,77	5,70	-21.330,71	-1,31
Administración General	3.064.875,52	12,45	2.909.584,06	12,13	3.433.425,39	13,12	3.674.336,63	13,05	240.911,24	7,02
Gastos de oper. que no son por Vta. Energía					519,22					
GASTOS INDIRECTOS DE OPERACIÓN	2.648.152,88	10,75	2.896.252,03	12,07	3.085.526,99	11,79	3.429.017,04	12,18	343.490,05	11,13
Depreciación	2.648.152,88	10,75	2.896.252,03	12,07	3.085.526,99	11,79	3.429.017,04	12,18	343.490,05	11,13
TOTAL GASTOS DE OPERACIÓN	24.313.942,76	98,73	23.942.082,80	99,81	25.982.700,62	99,30	28.034.641,21	99,61	2.052.459,81	7,90
GASTOS AJENOS A LA OPERACIÓN	312.485,66	1,27	44.428,10	0,19	162.584,75	0,70	110.562,80	0,39	-72.464,87	-39,62
Gastos Ajenos a la Operación	46.492,11	0,19	24.979,86	0,10	26.421,29	0,10	57.356,16	0,20	30.934,87	117,06
Ajustes de Periodos Anteriores	259.124,48	1,05	19.448,14	0,08	156.463,46	0,60	53.063,72	0,18	-103.399,74	-66,09
Gastos Extraordinarios	6.869,09	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
TOTAL GASTOS	24.626.428,42	100,00	23.986.510,90	100,00	26.165.585,37	100,00	28.145.204,01	100,00	1.979.994,94	8,04
UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO	651.925,40		6.739.880,65		7.866.305,75		109.216,25			



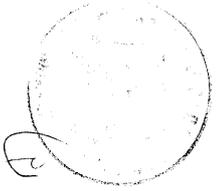
INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2009

EMPRESA ELECTRICA RIOBAMBA
ESTADO DE PERDIDAS Y GANANCIAS

CONCEPTO	AÑO 2006	% FRENTE AL TOTAL	AÑO 2007	% FRENTE AL TOTAL	AÑO 2008	% FRENTE AL TOTAL	AÑO 2009	% FRENTE AL TOTAL	VARIACION	% DE CRECIM.
INGRESOS DE OPERACIÓN	24.626.956,12	100,00	24.036.189,61	100,00	24.019.617,97	100,00	24.773.895,88	100,00	754.277,91	3,14
Venta de energía	23.846.211,90	96,83	23.246.824,81	96,72	23.301.343,54	97,01	23.838.392,19	96,22	537.048,65	2,30
Que no son venta de energía	780.744,22	3,17	789.364,80	3,28	718.274,43	2,99	935.503,69	3,78	217.229,26	30,24
GASTOS	23.942.082,80	100,00	24.287.211,01	100,00	25.982.700,62	100,00	28.034.641,21	100,00	2.051.940,59	7,90
Gastos directos de operación	21.045.830,77	87,90	21.253.021,15	87,51	22.897.173,63	88,12	24.605.624,17	87,77	1.708.450,54	7,46
Depreciación	2.896.252,03	12,10	3.034.189,86	12,49	3.085.526,99	11,88	3.429.017,04	12,23	343.490,05	11,18
UTILIDAD (PÉRDIDA) OPERACIONAL	684.873,32		-251.021,40		-1.963.082,65		-3.260.745,33		-1.297.662,68	66,10
INGRESOS AJENOS A LA OPERACIÓN	651.397,70	100,00	6.690.201,94	100,00	10.012.273,15	100,00	3.480.524,38	100,00	-6.531.748,77	-65,2
GASTOS AJENOS A LA OPERACIÓN	44.428,10	100,00	53.699,13	100,00	182.884,75	100,00	110.562,80	100,00	-72.321,95	-39,5
UTILIDAD (PÉRDIDA) AJENO OPER.	606.969,60		6.636.502,81		9.829.388,40		3.369.961,58		-6.459.426,82	-65,7
UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO	1.291.842,92		6.385.481,41		7.866.305,75		109.216,25		1.480.824,34	247,0

INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
 EJERCICIO ECONOMICO 2009

20





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

Del análisis del cuadro comparativo entre el año 2008 y 2009 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 2009, alcanza a la suma de USD 3'394,798.45, por lo que el total de ingresos por venta de energía del año 2009 tiene un decremento del 0,61%, que corresponde a la cantidad de USD 142,453.47, siendo el total de ingresos por venta de energía de USD 23'443,797.01. Del total de ingresos, la venta de energía a usuario final es de USD 20'048,998.56, los ingresos que no son venta de energía suman USD 1'330,098.87 y los ingresos ajenos a la operación son de USD 3'480,524,38.

Los ingresos por venta de energía a usuario final tienen un incremento del 7,64%, al haberse facturado en el 2009 USD 20'048,998.56 frente a USD. 18'161,258.52 del año 2008, como resultado básicamente del incremento en el consumo más no a incremento en la tarifa, la misma que está congelada desde abril de 2004 y más bien disminuye en aplicación a políticas gubernamentales.

La estructura de los ingresos operacionales tienen una relación diferente al año 2008 con una mayor incidencia de los ingresos por venta de energía que son 82,93% (2009) y 68,47% (2008) en relación al total de ingresos, esto debido a que los ingresos extraordinarios tuvieron un decremento de USD. 6'531,748.77, concentrándose la mayor cantidad de los ingresos está en la venta de energía.

Los gastos totales de operación tienen un incremento del 7,46% y los ingresos un incremento del 3,14%; lo cual ha dado como resultado que en el año 2009 se obtenga pérdida de operación, entre otras causas, debido a que no se incrementaron las tarifas, mas bien estas disminuyeron, así tenemos que el costo medio de compra por primera vez es superior al precio medio de venta, en 0,53 centavos.

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

Los gastos de operación del 2009 con relación al año 2008 tuvieron un incremento de USD 2'052,459.81 que corresponde al (8,33%), de un total de gastos de USD 28'034,641.21, siendo sus gastos de operación netos de USD 24'636,551.94, en todas las etapas funcionales aumentan los gastos de operación en porcentajes que van del 20,47% al 102,12%.



Estos incrementos se deben básicamente a que el año pasado el costo de energía eléctrica se incrementó en el 61,17%, pasando de 13'964,682.50 en el 2008 a USD. 15'827,232.77.

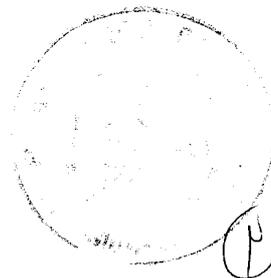
En vista de que en el presente año la Empresa registró la Provisión para Jubilación, es importante demostrar en cuanto inciden estos registros en los gastos en las diferentes etapas funcionales:

ETAPAS FUNCIONALES		VALORES
Generación Hidráulica	USD	1'868,141.85
Generación Térmica	USD	237,970.52
Compra energía al MEM y Contratos	USD	15'827,232.77
Subtransmisión	USD	911,441.46
Distribución	USD	2'728,199.38
Comercialización	USD	2'323,359.50
Administración General	USD	4'138,295.73
TOTALES	USD	24'639,842,76

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.

ETAPAS FUNCIONALES		VALORES
Generación Hidráulica	USD	85,378.48
Generación Térmica	USD	11,519.01
Subtransmisión	USD	58,962.78
Distribución	USD	309,926.08
Comercialización	USD	150,626.12
Administración General	USD	265,937.17
TOTALES	USD	882,349.64

Por lo tanto los gastos directos de operación sin contar la provisión para jubilación son de USD 24'422,223.56, y tomando en cuenta el valor de USD 3'394,798.45 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 21'027,425.11, siendo sus gastos netos como sigue:





INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2009

ETAPAS FUNCIONALES		VALORES			VARIACION	
		2007	2008	2009	VALOR	%
GENERACION HIDRAULICA	USD	1.089.974,46	1.456.294,60	1.847.161,51	390.866,91	26,84
GENERACION TERMICA	USD	203.056,18	152.400,17	235.078,04	82.677,87	54,25
COMPRA DE ENERGIA AL MEM Y CONTRATOS	USD	7.268.086,97	8.824.597,48	12.432.434,32	3.607.836,84	40,88
SUBTRANSMISION	USD	407.903,80	450.931,86	896.742,84	445.810,98	98,86
DISTRIBUCION	USD	1.119.999,39	1.814.091,41	2.652.925,48	838.834,07	46,24
COMERCIALIZACION	USD	1.265.016,64	1.624.828,48	2.286.277,41	661.448,93	40,71
ADMINISTRACION GENERAL	USD	3.081.419,86	3.433.425,39	4.071.603,96	638.178,57	18,59
TOTAL	USD	14.435.457,30	17.756.569,39	24.422.223,56	6.665.654,17	37,54

Realizada esta depuración los gastos directos de operación tienen un incremento del 37,54%, aclarándose que todas las etapas han incrementado en el gasto en porcentajes que van del 18,59% al 98,86%, esto se debe básicamente al incremento de sueldos, como efecto de la suscripción del Contrato Colectivo vigente y a la reparación de las centrales Hidráulicas; cabe indicar que la etapa Generación Térmica sufre una disminución debido a que no se operó la central Térmica en la magnitud del año 2007.

(VALORES EN DOLARES)

CONCEPTO COSTO	DEL	GASTOS OPERACIÓN 2007		GASTOS OPERACIÓN 2008		GASTOS OPERACIÓN 2009		VARIACION	
		VALOR	%	VALOR	%	VALOR	%	VALOR	%
Deprec.Reposición		3.034.189,86	12,49	3.085.526,99	11,88	3.429.017,04	12,18	343.490,05	11,13
Compra Energ.MEM		13.642.724,30	56,17	13.964.682,50	53,75	17.217.075,56	61,17	3.252.393,06	23,29
Mano de Obra		4.809.550,19	19,80	5.569.178,81	21,43	4.569.839,73	16,24	-999.339,08	-17,94
Material, Comb, etc.		925.404,50	3,81	969.410,62	3,73	594.233,10	2,11	-375.177,52	-38,70
Otros		1.875.342,16	7,72	2.393.382,48	9,21	2.335.038,58	8,30	-58.343,90	-2,44
TOTAL		24.287.211,01	100,00	25.982.181,40	100,00	28.145.204,01	100,00	2.163.022,61	8,33

En el cuadro anterior se demuestra la estructura económica de los gastos operacionales de la Empresa, comparados con el año 2008, 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 61,17%, aumentando en el 23,29%, con relación al año anterior, por ello este costo es el factor que más afecta a los resultados, básicamente por financiamiento del valor de la energía por la crisis que hubo a finales del año pasado, la mano de obra disminuyó un 17,94%, esto se debe a que en el año 2008 se registró el pago del



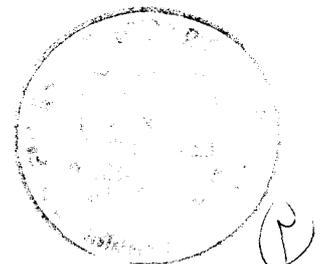
retroactivo por el incremento del Contrato Colectivo. La depreciación tiene una participación del 12,18% con un incremento del 0,30%, los otros gastos tienen una participación del 8,30% y el rubro materiales, combustibles y lubricantes del 2,11%, estos componentes del gasto sufrieron variaciones, en el primer caso un decremento del 2,44% y en el segundo caso un aumento del 38,70%. El total de gastos de operación en el año 2009, tiene un incremento del 8,33%, en relación con el 2008.

En resumen se debe indicar que el ejercicio económico del año 2009, produjo una utilidad antes de participaciones, impuestos y reservas de USD 109,216.25, destacándose nuevamente, que a pesar de no haberse producido incremento en las tarifas, todo lo contrario, se agregaron otros subsidios, se obtienen resultados positivos, mismos que podrían haber sido más altos, si el estado hubiese cancelado el déficit tarifario de todo el año 2009 y lo que faltaba del 2008, en cumplimiento del Mandato No. 15, Art. 2.

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 2009, mejoren los indicadores económico financieros, el índice de liquidez corriente se sitúa en 2,17 veces; indicadores que son excelentes ya que demuestran que la sólida capacidad de pago que existe, inclusive la prueba ácida, que para el 2009 asciende a 1,73 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 y reducir las pérdidas.

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 2008 y 2009 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	AÑO			VARIACION	
	2007	2008	2009	VALOR	%
ENERGIA FACTURADA MWH	159.733	183.438	220.074	36.635,53	19,97
TOTAL GASTOS DE EXPLOTACION (USD)	21.253.021,15	22.896.654,41	24.716.186,97	1.819.532,56	7,95
GASTOS DE EXPLT.USUARIO FINAL	14.877.753,15	17.756.569,39	21.210.825,72	3.454.256,33	19,45
INGRESOS VENTA DE ENERGIA (USD)	23.246.824,81	23.301.343,54	24.773.895,88	1.472.552,34	6,32
INGRESOS VENTA DE ENERGIA USUAR.F (USD)	16.871.556,81	18.161.258,52	20.048.998,56	1.887.740,04	10,39
PRECIO MEDIO USD/KWH	0,1056	0,0990	0,0911	-0,01	-7,98
COSTO MEDIO USD/KWH	0,0931	0,0968	0,0964	-0,0004	-0,43
UTILIDAD/PERDIDA POR KWH FACTURADO (USD)	0,01	0,0022	-0,0053	-0,01	-339,30

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 10.39%, porcentaje que resulta positivo por el incremento en el consumo, más no por la variación de las tarifas. Los valores facturados han aumentado en el año 2009, en 36,636 MWH, que representa un 19,97%, debido al comportamiento de los usuarios en el mercado, especialmente en venta de energía al sector privado, y a la incorporación de la Cemento Chimborazo y Ecuacerámica como usuarios regulados de la Empresa, a partir del mes de septiembre del 2008, es decir que el 2009 se incorporaron todo el año.
- El precio medio de venta tuvo un decremento del 7,98%, en tanto que el costo medio de producción disminuyó a 0,43%, llegando en el año 2009 a tener una pérdida por KWH, situación que no sucedió en años anteriores, es así que de una utilidad de USD. 0.01 en el año 2006 pasa a una utilidad de USD. 0,01 en el 2007, a una utilidad de USD. 0,0022 en el 2008 y a una pérdida de USD: 0,0053. El precio medio de venta de USD 0.1064 en el 2004, pasa a USD 0.1061 en el 2005, a USD. 0.1053 en el 2006, y USD. 0,1056 en el 2007, a USD. 0,0990 en el 2008 y a USD. 0,0911 en el 2009.

En cuanto a los costos medios de producción pasan de USD 0.0962 en el 2006 a USD. 0,0931 en el 2007, a USD. 0,0968 en el 2008, y a 0,0964 en el 2009.

Como se podrá observar los ingresos por venta de energía a usuario final lograron cubrir los gastos de operación, lo que facilitará a la



Empresa para que en el presente año se pueda incluir inversiones en obras de electrificación y otros.

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 2009 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 2009 se encontraban pagos pendientes por USD. 6'069,598.03, 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 con recursos del reconocimiento del déficit tarifario en los primeros meses del 2010.

La EERSA no ha acumulado deudas por combustibles con PETROCOMERCIAL, puesto que las adquisiciones que ha realizado fueron en efectivo o mediante pagos anticipados; descuentos realizados por Fideicomisos.

4.3.2. Otras Deudas por Préstamos Internos y Externos

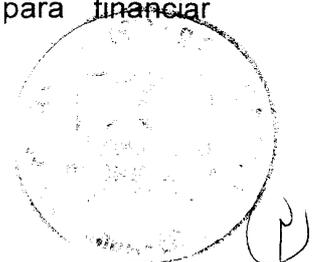
Préstamos Internos

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 2009, y que se efectivizarán en el primer mes del presente año; Por el momento, debido a resultados positivos no sería prudente buscar apalancamiento financiero.

Queda pendiente para solucionarse en el año 2010 el cruce de cuentas que por efecto de reliquidaciones a la compra de energía debe realizarse en el 2010, y el pago de deudas en el MEM

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.

V ASPECTOS DE COMERCIALIZACION

La información que se presenta en los aspectos de Comercialización son netamente del área.

5.1 Resumen Ejecutivo

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

5.2 Alcance

El informe de *Gestión Comercial* se presenta a través del resumen ejecutivo, considerando el período enero - diciembre del 2009; el mismo que se refiere a los siguientes aspectos: mercado, recaudación, cartera, atención con los diferentes servicios a los clientes y pérdidas no técnicas de energía.

5.3 Gestión Comercial

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

Área de Concesión.

En el año 2009 la Empresa Eléctrica Riobamba S.A, tuvo como 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 98.94%, es decir, que a diciembre del 2009 la Empresa tiene una población atendida de 448.028 habitantes.

Mercado

La E.E.R.S.A a diciembre de 2009 tiene 140.417 clientes, de los cuales el 50.55% se encuentran ubicados en el sector rural, en tanto que el 49.45%



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 2009, se alcanzó a los siguientes valores:

a) **Energía Facturada Clientes Regulados (MWh):** 220.073,53

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

2.1 Ingresos Globales:	22.647.75
2.2 Ingresos por venta de energía:	19.986.57
2.3 Ingresos ajenos a la explotación:	530.06
2.4 Bomberos	2.133.12

Precio Medio (US\$/kWh): 0,0908

c) **Consumo medio (kWh/consumidor):** 73.79*

- Considerado solo clientes residenciales.

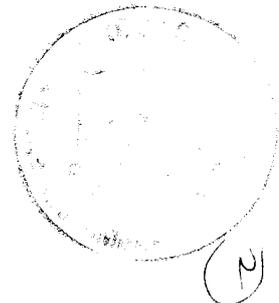
d) **Pérdidas de energía (MWh):**

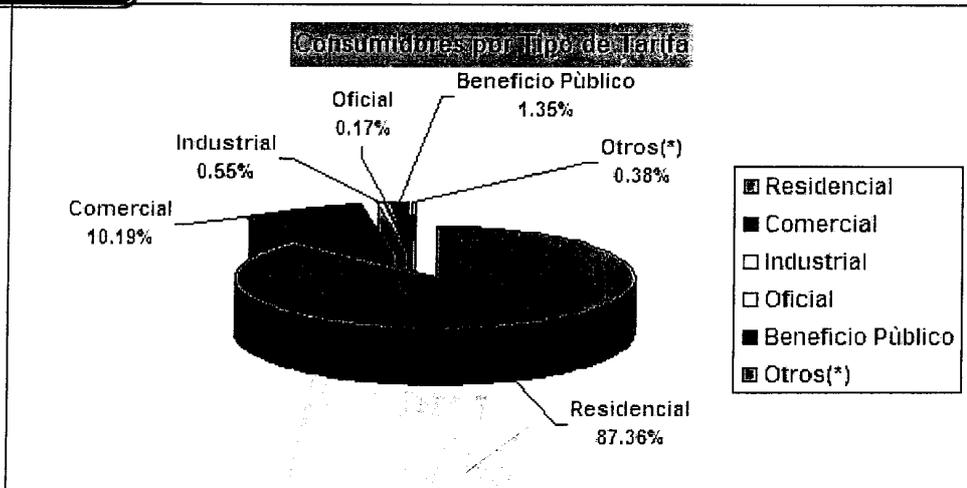
- Energía Disponible del Sistema: 257.737,91
- Energía Facturada Clientes Regulados: 220.073,53
- Pérdidas Totales del Sistema (MWh): 37.664.38
- Porcentaje : 14.61%

Referente al número de clientes por tipo de tarifa, la Empresa al término del ejercicio económico del año 2009, tiene cubierto al mercado bajo la siguiente estructura:

Sector	Consumidores	Porcentaje
Residencial	122,668	87.36%
Comercial	14,315	10.19%
Industrial	766	0.55%
Oficial	233	0.17%
Beneficio Público	1,898	1.35%
Otros(*)	537	0.38%
Total	140,417	100.00%

Nota (*) Incluye Escenarios Deportivos, B de Agua, A. Social, Autoconsumos





Nota (*) Incluye: Bombeo de Agua, A. Social, Autoconsumos

El sector productivo (industrial) está conformado por 766 clientes que representa el 0,55% del total de clientes, de los cuales 610 son artesanales; el sector comercial está conformado por 14.315 consumidores, el cual representa el 10,19% del mercado, de estos clientes apenas 198 clientes son comerciales con demanda, los restante 14.117 clientes son negocios pequeños.

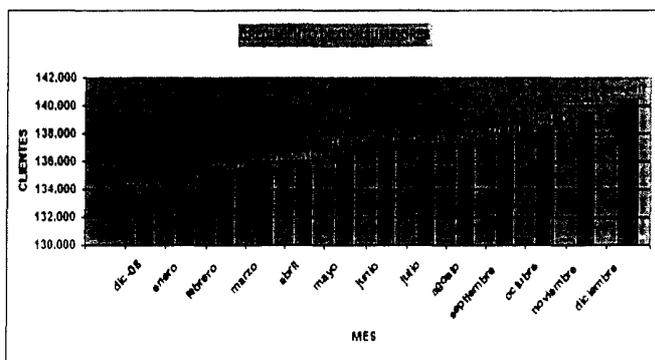
Se debe indicar que las Empresas Cemento Chimborazo y Ecuatoriana de Cerámica, son nuestros clientes de mayor consideración y como medianos consumidores industriales tenemos a: Moderna Alimentos, Tubasec, Embutidos la Iberica, La Prolac y Andifibras. Como se puede observar la empresa tiene un mercado mínimo de consumidores industriales.

El sector residencial representa el 87,36%, en consecuencia el mercado que atiende nuestra Empresa es netamente residencial en términos de número de consumidores, quienes guardan un equilibrio entre los sectores urbano y rural.

Los otros sectores como el oficial, municipal, asistencia social, beneficio público y autoconsumos representan el 0.38%.

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

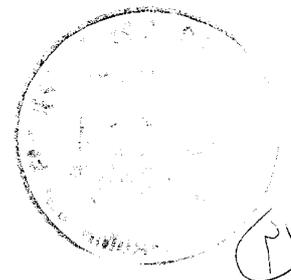
Mes	Consumidores	Incremento	%incremento
dic-08	133,579		
Enero	134,183	604	0.45
Febrero	134,907	724	0.54
Marzo	135,371	464	0.34
Abril	135,663	292	0.22
Mayo	136,556	893	0.66
Junio	136,916	360	0.26
Julio	136,849	-67	-0.05
Agosto	137,025	176	0.13
septiembre	137,834	809	0.59
Octubre	138,608	774	0.56
noviembre	139,469	861	0.62
Diciembre	140,417	948	0.68
Total	140,417	6,838	4.87



Energía Facturada

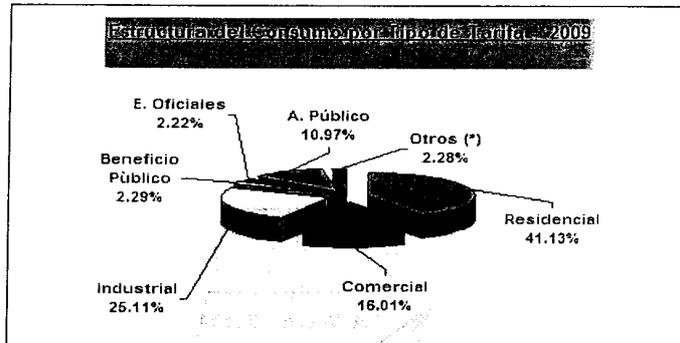
De acuerdo a la estructura tarifaria, la Empresa obtuvo la siguiente composición de consumos:

Tarifa	Consumo (MWh)	Porcentaje
Residencial	90,517.05	41.13%
Comercial	35,241.48	16.01%
Industrial	55,249.56	25.11%
Beneficio Público	5,037.63	2.29%
E. Oficiales	4,878.60	2.22%
A. Público	24,138.34	10.97%
Otros (*)	5,010.87	2.28%
Total	220,073.53	100.00%





Nota (*) Incluye B. De Agua y A. Social, Autoconsumos
Escenarios Deportivos, Pérdidas por transporte.



Nota (*) Incluye, B de Agua y A. Social, Pérdidas por transporte

Observamos que el sector residencial consume el 41.13% de la energía disponible, por tanto es el sector con el mayor aporte en consumo.

El sector industrial representa apenas el 25.11% de la energía disponible; en este sector se tuvo un incremento del 19,00%, por el ingreso como clientes regulados de la Cemento Chimborazo y Ecuatoriana de Cerámica, durante todo el año.

El consumo de energía del sector productivo (industria y comercio) representa el 41.12%; en tanto que la diferencia, perteneciente a los otros sectores y alumbrado público representan el 11.77%.

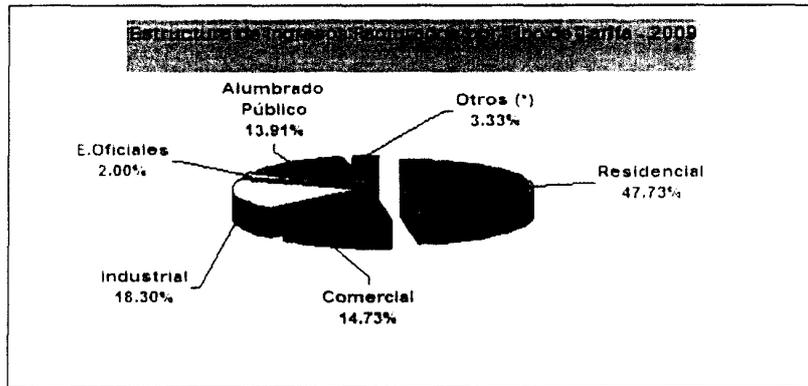
Ingresos Facturados

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

Tarifa	Dólares (Miles)	Porcentaje
Residencial	9,539.42	47.73%
Comercial	2,943.89	14.73%
Industrial	3,657.78	18.30%
E. Oficiales	400.35	2.00%
Alumbrado Público	2,780.14	13.91%
Otros (*)	664.99	3.33%
Total	19,986.57	100.00%

Nota (*) Incluye B. Público, B de Agua, A. Social, autoconsumos





Nota (*) Incluye B. Público, B de Agua, A. Social y Escenarios Deportivos

La industria, representa el 18.32% y el sector comercial con el 14.73%, significa que entre estos dos sectores aportan con el 33.05%.

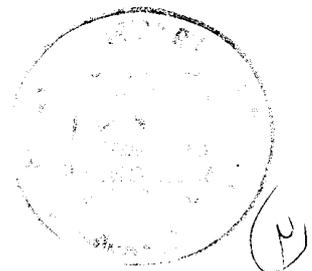
Los sectores residencial aporta con el 47.73%. Mientras que el alumbrado público representa el 13.91%.

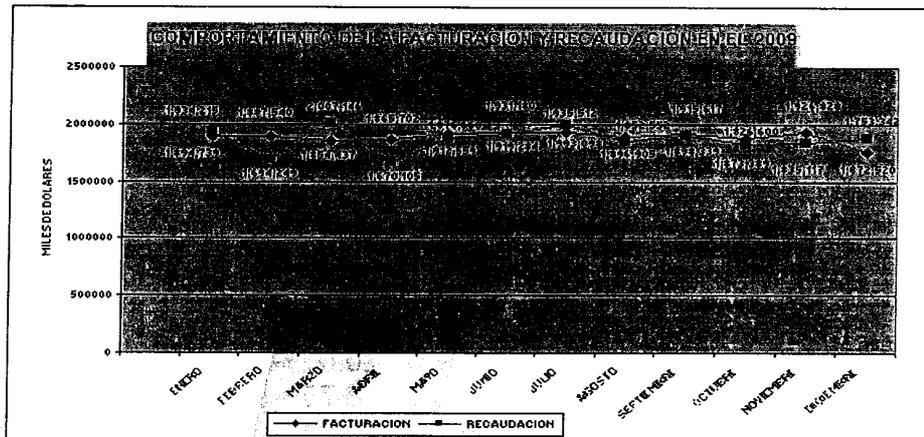
Recaudación

Durante el año 2009 la Empresa recaudó, el valor de 22.480.71 miles de dólares; mismo que representa un ingreso promedio mensual de 1.873.40 miles de dólares.

A continuación presentamos la evolución mensual y su comportamiento:

MES	FACTURACION	RECAUDACION	INDICE
ENERO	1,894,739	1,934,215	102.08%
FEBRERO	1,887,540	1,694,249	89.76%
MARZO	1,854,437	2,007,146	108.23%
ABRIL	1,865,702	1,670,105	89.52%
MAYO	1,912,559	1,876,666	98.12%
JUNIO	1,931,180	1,919,284	99.38%
JULIO	1,935,512	1,993,098	102.98%
AGOSTO	1,896,905	1,852,552	97.66%
SEPTIEMBRE	1,915,617	1,898,339	99.10%
OCTUBRE	1,873,389	1,826,600	97.50%
NOVIEMBRE	1,926,828	1,835,117	95.24%
DICIEMBRE	1,753,342	1,872,520	106.80%
TOTALES	22,647,750	22,379,891	98.82%





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

Las menores recaudaciones se da en los meses de febrero y abril, lo cual se produce por cuanto en los meses de febrero y abril se recaudan menos días.

Para cumplir con la gestión de recaudación la Empresa 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 98,82%, superior en 1.82% al porcentaje de recaudación considerado en el presupuesto del año de 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 2009 es 2.55974 miles de dólares; en el valor indicado se encuentra los valores de cartera de Bomberos y FERUM, que suman 447.08 miles de dólares, significa que la cartera que corresponde a la empresa es de 2.112.66 miles de dólares.

Cartera Vencida

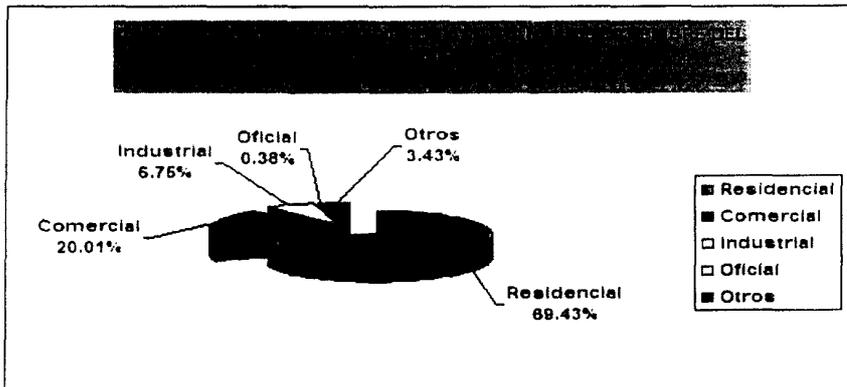
La cartera vencida total incluido la Cartera vencida por Bomberos y FERUM al 31 de diciembre de 2009, asciende a 1.984.24 miles de dólares; la cartera vencida de los rubros que corresponden a la Empresa sin



considerar FERUM y Bomberos (US\$ 363.05), es de US\$ 1.621.20 miles de dólares, como se puede ver e los porcentajes de cartera vencida son similares en ambos sectores. A continuación presentamos la cartera vencida total general por tipo de tarifa:

Cartera Vencida por Tipo de Tarifa

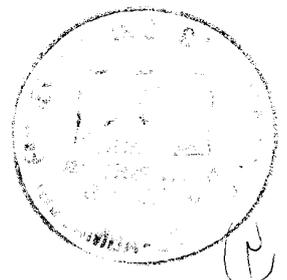
Sector	Valor (US\$)	Participación
Residencial	1,125,673.41	69.43%
Comercial	324,388.64	20.01%
Industrial	109,453.53	6.75%
Oficial	6,158.17	0.38%
Otros	55,526.25	3.43%
Total	1,621,200.00	100.00%



Como se puede observar, el sector residencial representa el 69.88% de la cartera vencida total, seguido del sector comercial con el 21.10% y el sector industrial con el 6.14%.

Se debe indicar que del valor de la cartera vencida, US\$ 260.470.83 corresponde al impuesto que la empresa factura para los diferentes Cuerpos de Bomberos y US\$ 16.377.08, corresponde a los valores del FERUM, significa que US\$ 276.847.91 que representa el 16.55% de la cartera vencida no son dineros de la Empresa; la cartera vencida que corresponde a la empresa es de US\$ 1.621.20.

La cartera vencida a tenido el siguiente comportamiento:





COMPORTAMIENTO DE LA CARTERA VENCIDA PERIODO DIC/08-/DIC/09

Mes	(Miles) (US\$)	Variación Mensual	
		(Miles US\$)	Porcentaje
dic-08	1,395.32		
ene-09	1,415.92	20.60	1.5%
feb-09	1,484.50	68.58	4.8%
mar-09	1,485.56	1.06	0.1%
abr-09	1,548.02	62.46	4.2%
may-09	1,588.21	40.19	2.6%
jun-09	1,602.96	14.75	0.9%
jul-09	1,602.77	-0.19	0.0%
ago-09	1,621.20	18.43	1.1%
sep-09	1,626.85	5.65	0.3%
oct-09	1,659.30	32.45	2.0%
nov-09	1,708.43	49.13	3.0%
dic-09	1,621.20	-87.23	-5.1%



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 2009 la Empresa de acuerdo a sus disponibilidades de recursos humanos y materiales atendió en la instalación de 5.715 nuevos servicios y las siguientes prestaciones de servicio:



PRESENTACION DE SERVICIOS EN EL AÑO 2009		
SERVICIOS	INSTALACIONES	INSPECCIONES
Nuevos servicios	7,517	9,862
Cambio de Medidores	5,506	6,080
Reubicación de Medidores	2,156	3,907
Retiro de medidores	973	1,069
Cambio de materiales	705	705
Cambio de nombre	1,500	1,515
Cambio de domicilio	124	205
Cambio de Tarifa	779	874
Otras modificaciones	1,232	1,943
Total	19,710	25,286

Como podemos observar, durante el año 2009 se atendió 19.710 eventos relacionados a nuevas instalaciones, cambio y/o reubicación de acometidas y medidores y modificaciones al servicio instalado, 1.508 eventos más que los ejecutados en el año 2008. Así mismo se atendió a 25.286 inspecciones para diferentes servicios, 3.826 inspecciones más que el año 2008.

El mayor porcentaje de atención al cliente se relaciona a nuevos servicios y a mantenimiento de los mismos: se atendió 7.517 nuevos servicios, 2.156 reubicaciones de medidores, 5.506 cambios de acometidas y medidores, así como 973 retiro de medidores.

De los 5.843 cambios y/o reubicaciones de medidores, 4.242 fueron ejecutados por el departamento de Acometidas y Medidores, las Agencias de Alausí, Chunchi, Cumanda y Pallatanga y por los contratistas de los proyectos FERUM y 1.601 por la Unidad de Control de Pérdidas.

b) Reclamos y Novedades

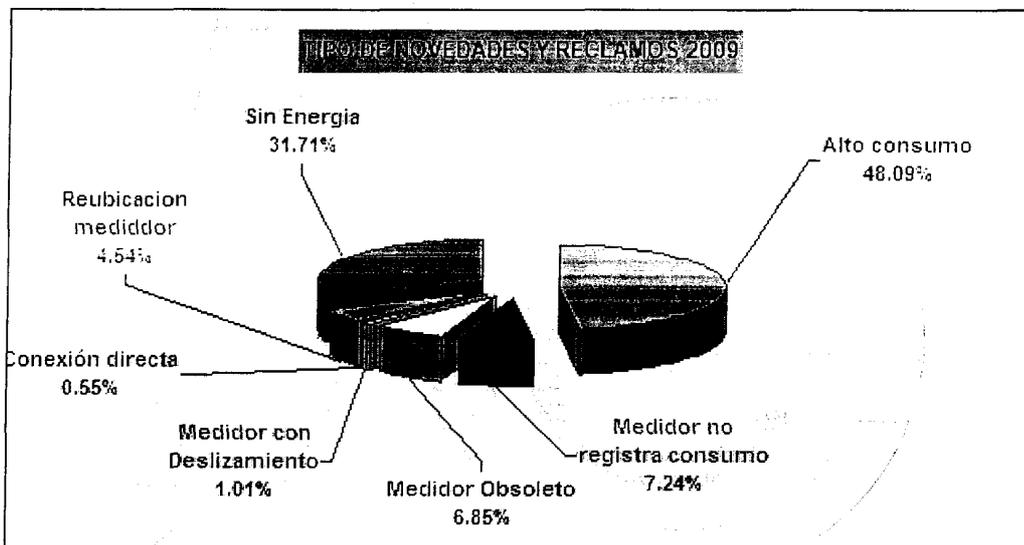
Respecto a la atención de reclamos se tiene que el mayor porcentaje es por reclamos de consumos altos y suman un total de 1.474, lo cual representa apenas el 0,09% de las 1.643.798 facturaciones realizadas en el año 2009. Se presenta un resumen de los reclamos y novedades que se han presentado por diferentes razones:





TIPO DE NOVEDADES Y RECLAMOS EN EL 2009

Novedades Y Reclamos	Cantidad	Participación
Alto consumo	1.474	48.09%
Medidor no registra consumo	222	7.24%
Medidor Obsoleto	210	6.85%
Medidor con Deslizamiento	31	1.01%
Conexión directa	17	0.55%
Reubicación medidor	139	4.54%
Sin Energía	972	31.71%
TOTAL	3.065	100.00%



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 con medidores que no registran consumo, clientes sin energía y a reubicaciones de medidores.

Pérdidas de Energía

Al término del ejercicio económico del año 2009, de acuerdo al Balance Energético; mismo que será analizado más adelante, se llegó a obtener el 14.61% de pérdidas de energía eléctrica de todo el sistema, porcentaje que en términos de energía representa 37.664.39 MWh/año.



Cabe indicar que en el porcentaje de pérdidas antes mencionado se encuentra incluido las pérdidas técnicas, mismas que alcanzan al 9.51%, en consecuencia, las pérdidas no técnicas alcanzaron al valor de 5.10%.

5.4 Resultados

5.4.1 Análisis de Variación Comercial

Número de Clientes

Al término del ejercicio económico del 2009, la Empresa obtuvo un crecimiento respecto al año 2008 del 4.87% lo que significa un incremento de 6.838 clientes, se debe indicar que los medidores que realmente se instalaron fueron 7.517, 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 2009, 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 2009 no están considerados en el archivo en referencia.

Facturación.

Comparando los valores facturados por concepto de venta de energía, entre los años 2008 - 2009 observamos que existe un incremento de energía facturada en el valor del 25.71%, lo cual representa 21.824.35 MWh mas que lo facturado en el año 2008. En la energía disponible (generación + Compra), también existe un incremento del 1.70% que representa 4.316,63 MWh; como se puede ver el incremento en el requerimiento de energía es menor al incremento de lo facturado.

Respecto a valores monetarios, la facturación se ha incrementado en 1.394.79 miles de dólares, que representa el 6.56%.

Recaudación

Comparando los valores recaudados de los años 2.008 y 2009, se tiene un decremento en 0.45% considerando la condonación, que representa un decremento de 100.82 miles de dólares y un incremento en 4.43% sin considerar la condonación, de lo que se recaudó en el año 2008, lo cual representa un incremento de 951.09 miles de dólares.

Se debe indicar que en el año 2009 comparado con lo considerado en el presupuesto del año (98%), se ha recaudado con incremento en 0.82%,





que representa una recaudación adicional de 185.712 dólares, lo cual da como resultado una mayor liquidez a la empresa.

Cartera Vencida

La cartera vencida se incremento en US\$ 225.880, se debe indicar que de la cartera vencida, el 18.00% corresponde a los rubros que factura la Empresa por concepto de impuesto de los Bomberos y del FERUM.

Es importante indicar que en el año 2008 se realizó una condonación por parte del Gobierno a ciertos clientes que se encontraban en mora, lo cual representó un valor de 1.051.91 miles de dólares, lo cual se vio reflejado en una disminución considerable de la cartera vencida en el año 2008, en el año 2009 se tiene un incremento de la cartera vencida pese a las gestiones realizadas y a pesar de tener un índice importante de recaudación (98.82%) superior al estimado en la proforma presupuestaria; uno de los factores más importantes que dificulta mejorar mas 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 con un porcentaje del total de clientes del 87.36% y pequeños comercios o negocios que representan el 10.19%, significa que estos clientes representan el 97.55%. Además si consideramos que la mayor parte 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 mantiene dentro de parámetros manejables, se espera en el 2010 intensificar las gestiones y poder mejorar más estos índices.

Las emisiones vencidas con respecto al cargo promedio del año, se tiene que para el año 2008 fue de 0.79 considerando la condonación y de 1.29 sin considerar la condonación, para el año 2009 se tiene 1.05 emisiones vencidas, concluyendo que en emisiones vencidas la cartera vencida esta dentro de los parámetros normales.

Pérdidas de Energía.

En el ejercicio del año económico de 2008, la Empresa Eléctrica Riobamba S.A obtuvo el 14.85% de pérdidas de energía eléctrica total del sistema, en tanto que para el año 2009 se obtiene el índice de pérdidas del 14.61%; por tanto existe un decremento del 0,24% con respecto al año 2008.; existen varias razones por las cuales se ha producido esta disminución, las mismas que son explicadas ampliamente en una parte del contenido de este informe.



CONTROL DE PÉRDIDAS CORRESPONDIENTE AL AÑO 2009

1. Antecedentes

Al finalizar el año 2008, la Empresa presentó un índice de pérdidas totales del sistema de 14,61%, de los cuales el 9.51% corresponden a pérdidas técnicas y la diferencia, 5.10% son pérdidas no técnicas.

Con el objetivo de disminuir el índice anual de pérdidas no técnicas, se planteó el programa de reducción para el 2009 fijando una meta de reducción anual del 0,63% respecto a la energía total disponible en el sistema. El programa consistió de los siguientes proyectos:

- 01-09: Control de clientela masiva
- 02-09: Control de clientes especiales
- 03-09: Cambio de medidores obsoletos
- 04-09: Blindaje de redes, acometidas y medidores en sectores críticos

Para el cumplimiento de todos los proyectos y sus acciones, se contó con los siguientes recursos:

a. Recursos Humanos:

Es fundamental que estos recursos sean conformados por personal técnicamente calificado, que a más del conocimiento técnico y la experiencia necesaria, tenga idoneidad moral y aptitudes para tratar con la gente. El personal designado en el 2009 para el control de pérdidas fue:

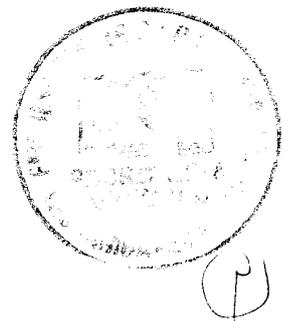
Función	cant.	Profesión	Tipo trabajador
Jefe de programa	1	Ing. Eléctrico	Fijo
Asistente Ingeniería	1	Ing. Eléctrico	Fijo
Auxiliar	1	Tecnólogo eléctrico	Fijo (encargado)
Secretaria	1	Lcda en secretariado	contrato
Chofer-electricista	4	Tecnólogo eléctrico	Contratado 1 año
Electricista	4	Tecnólogo eléctrico	Contratado 1 año
Chofer-electricista	1	electricista	Fijo
Electricista	1	electricista	Fijo

14

b. Recursos materiales:

Se asignaron 5 camionetas debidamente equipadas cada una con: escalera, herramientas de liniero, equipo de seguridad para electricista, taladro, verificador de medidor, multímetro y cargas de prueba. Dos de estas camionetas deben ser ya reemplazadas.

40





Adicionalmente, se facilitó 5.000 medidores entre monofásicos, bifásicos y trifásicos, 5.000 cajas metálicas antihurto, 60.000 m. de conductor blindado antifraude y los accesorios para realizar el cambio de medidores obsoletos y blindaje de medidores.

c. Recursos tecnológicos:

Respecto a los recursos tecnológicos que sirven para realizar los estudios técnicos correspondientes, se contó con: 1 Analizador de carga trifásico, 1 computador portátil, 6 monitores de energía, 5 verificadores de medidor en sitio, 2 GPS, 3 computadores de escritorio con acceso al sistema comercial y 1 con acceso al SPARD y comercial.

2. Resultado de los proyectos:

2.1 Proyecto 01-09: Control de la clientela masiva.

El Manual Latinoamericano para el control de pérdidas manifiesta que: "La revisión de instalaciones de medida y acometidas constituye la herramienta más efectiva para la detección de infractores y para el control de pérdidas no técnicas. La revisión persigue identificar las instalaciones de medida defectuosas, sean producidas por el usuario o por el deterioro natural de los equipos, por daños intencionales o por errores en el registro de las características de los equipos".

En este contexto, la actividad comprende la inspección integral de acometidas y medidores para determinar causas que produzcan consumos irregulares, de tal forma que se pueda tomar acciones correctivas tales como: (1) cambio de medidores o blindajes de instalaciones y (2) externalización de los mismos. Esto implica que debemos realizar dos tipos de eventos inspecciones de campo y normalización de servicios.

Como estrategia para cumplir esta acción dividimos geográficamente al Distrito Riobamba por sectores y realizamos las inspecciones de todos los servicios que corresponde al sector seleccionado, destinando 4 grupos de trabajo. También, atendimos las denuncias presentadas por clientes internos y externos tanto para la ciudad como los sectores rurales.

A principios del año planificamos realizar 9.000 inspecciones de campo que nos permita ubicar 1.200 novedades. El aporte esperado de recuperación anual de pérdidas de este proyecto era de 339,74 MWh ó 0,130%.

Hasta diciembre de 2009, se realizaron 9.492 inspecciones, lo cual trajo como consecuencia cambiar y reubicar 1.601 medidores, 17 cambios de acometidas y 202 reinstalaciones de medidores retirados a mantenimiento.



El control de la clientela masiva estuvo dirigido al sector de Riobamba, y los últimos cinco meses al rural.

2.2 Proyecto 02-09: Control de Clientes Especiales:

Esta acción persigue realizar un control sobre medidores y equipos de medición instalados en Media y Alta Tensión tomando los correctivos necesarios para evitar subfacturaciones importantes, convirtiéndose por tanto en una medida preventiva.

Ejecutar esta acción implica poseer conocimientos técnicos a nivel de ingeniería en cuanto a manejo de equipos de comprobación, software de medidores y pruebas con líneas energizadas para acreditar el correcto funcionamiento de transformadores de medida y medidores electrónicos, para ello se conformó un grupo entre el Ingeniero asistente, el Tecnólogo auxiliar y la jefatura mas el transporte

Se planificaron realizar 200 inspecciones técnicas (150 en el distrito Riobamba y 50 en Agencias), esperando encontrar 15 novedades (10 Riobamba y 5 Agencias). El valor esperado a recuperación anual era de 235,20 MWh ó 0,090%

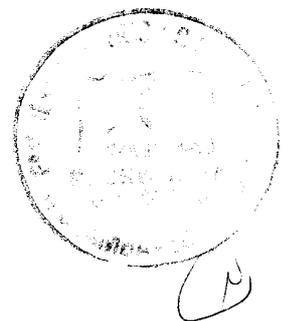
Realizamos 191 inspecciones (146 Riobamba y 45 Agencias), encontrando 20 novedades de las cuales 15 corresponden a Riobamba y 5 a Agencias. La evaluación de beneficios se presenta mas adelante.

2.3 Proyecto 03-09: Cambio de medidores obsoletos

El objetivo de este proyecto es reducir el nivel de pérdidas no técnicas que son causadas por el deterioro o descalibración de medidores que han cumplido su vida útil de funcionamiento.

Planificamos realizar 3.000 cambios de acometidas y medidores que deberían producir una recuperación anual de energía de 747,40 MWh ó 0,286%. En el desarrollo de este proyecto intervinieron los departamentos: Control de pérdidas, Acometidas y medidores y Agencias. Adicionalmente, se aprovechó el cambio de redes que se realizó en los proyectos del FERUM para cambiar medidores y blindar acometidas

En total se realizaron 5.501 cambios de medidores obsoletos. A través del Departamento de Control de pérdidas se ejecutaron 1.601 cambios.





2.4 Proyecto 04-09: Blindaje de redes, acometidas y medidores

Con el propósito de reducir el índice de pérdidas no técnicas que se producen por conexiones ilegales desde las redes de distribución o acometidas, especialmente luego de que han entrado en mora, se ha visto una solución integral de blindaje que incluye la red secundaria, acometida y medidor. La ejecución de este proyecto involucra la participación de la Dirección de Ingeniería y Construcciones en lo que respecta a la reingeniería de circuitos primarios y secundarios, así como en la construcción de los nuevos circuitos con redes aisladas. En lo referente al blindaje de acometidas y medidores se lo realizó con el personal del Departamento de Control de Pérdidas.

El primer paso fue identificar y diagnosticar los circuitos críticos con altos índices de pérdidas y cartera vencida, luego se procedió a la reingeniería de circuitos y por último al blindaje de redes, acometidas y medidores. Este proyecto debería producir una recuperación de 339,70 MWh con una reducción de 0,13%.

Se planificó realizar en el período 80 estudios de circuitos críticos (10 en Riobamba y 70 en Agencias), se lograron ejecutar 54 estudios todos en Agencias. En cuanto al blindaje total planificamos realizarlo en 80 circuitos (10 Riobamba y 70 en Agencias), en total se realizaron en 44 circuitos (todos en Agencias). Los sectores rurales donde se blindó los circuitos secundarios fueron: Calpiloma (2), San Martín (3), Juntus (5), Santiago de Quito (7), Vergel (1), Langos San Alfonso (6), Sicalpa (1), San Miguel (2), Alacao (2), San Gabriel (4), El Rosal (4), El Resen (1) y Loma blanca (6).

Los clientes involucrados en este proyecto fueron 553, con un cambio total de 31,36 Km de red secundaria aislada.

3 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 presente año 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.

3.1.1 Refacturación:

Durante el año 2009, se normalizó, calculó y tramitó los siguientes valores:



**Reliquidaciones y Refacturaciones
2009**

	Energía (KWh)	Valor (USD)
Reliquidación	193.325	30.846,29
Refacturación	599.276	71.824,30
Total	792.601	102.670,59

Fuente: Estadística de Facturación EERSA

Por este concepto se facturó 792.601 KWh lo que representa USD 102.670,59. De los cuales 193.325 KWh equivalente a USD 30.846,29 corresponde a reliquidaciones, y 599.276 KWh valorado en USD 71.824,30 son refacturaciones. Todos estos valores están agregados a la facturación de la Empresa.

3.2 Energía Recuperada por mes:

La evaluación de la energía mensual recuperada se la hizo en forma estratificada, es decir por novedad y distrito. Para el caso de medidores obsoletos, conexiones directas y medidores que ingresaron a laboratorio para revisión, utilizamos un muestreo con un 5% de error y 95% de nivel de confianza; el resto fue evaluado al 100%.

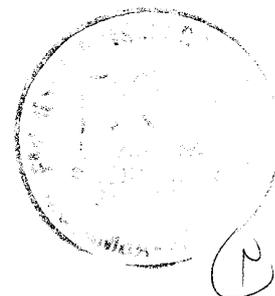
Los resultados de esta evaluación son:

**Evaluación de Recuperación Energética y Financiera
2009**

Proyectos	Recuperación		
	MWh	%	USD
Proyecto 01-09	175,26	0,068	19.278,71
Proyecto 02-09	76,03	0,029	8.363,59
Proyecto 03-09	626,30	0,243	68.893,33
Proyecto 04-09	146,91	0,057	16.160,10
Total	1.024,51	0,3975	112.695,73

Fuente: Estadísticas Control de Pérdidas y EERSA

En total, se recuperó 1.024,51 MWh/año (equivalente a 85,37 MWh/mes) valorado en USD 112.695,73/año (equivalente a USD 9.391,31/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 0,3975% de la energía disponible en el sistema.





La evaluación de recuperación de pérdidas se lo ha hecho de manera anual, por lo que este valor se reflejará en el índice de pérdidas móvil anual durante el 2009. Además se debe considerar que los cambios de medidores realizados por contratistas del proyecto FERUM se lo ejecutó en los meses julio y agosto, por lo que su efecto se verá mas adelante.

4 Indicadores de pérdidas no técnicas:

A continuación realizamos una comparación de los principales indicadores de pérdidas no técnicas de los años 2008 y 2009.

Cuadro comparativo de indicadores de Pérdidas no Técnicas

Indice	unidad	2008	2009	Diferencia
Inspecciones realizadas	Nº	11.647	9.683	-16,9%
Novedades encontradas	Nº	2.482	2.152	-13,3%
Medidores cambiados	Nº	3.841	5.504	43,3%
Medidores reparados	Nº	137	202	47,4%
Recuperación Energética	MWh/mes	161,71	85,38	-47,2%
Recuperación Financiera	USD/mes	17.787,73	9.391,31	-47,2%
Refacturación Energía	MWh	1.232,16	792,60	-35,7%
Refacturación valores	USD	206.272,72	102.670,59	-50,2%
Recuperación Energética total	MWh/año	3.254,32	1.817,11	-1.437,21
Recuperación Financiera Total	USD/año	419.725,52	215.366,32	-204.359,20
Pérdidas no Técnicas	MWh/año	15.592,48	13.153,70	-2.438,78
% de pérdidas no técnicas [1]	%	6,15	5,10	-1,05
Pérdidas Técnicas	MWh/año	22.045,89	24.510,72	2.464,83
% de pérdidas [1]	%	8,70	9,51	0,81

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

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. En este contexto, se puede ver que el número de inspecciones realizadas y la recuperación de energía han disminuido, pero también fue necesario realizar un mayor número de cambios de medidores que en su gran mayoría están obsoletos. El beneficio total fue de 1817,11 MWh lo que equivale a USD 215.366,32. De igual forma, en cuanto al índice de pérdidas no técnicas se observa un decremento de -1,05% en porcentaje respecto a la energía disponible en el sistema.

5. Otros:

Como otros rubros consideramos las pérdidas provocadas por transporte de distribución de los Grandes Consumidores (Cemento Chimborazo)



Ecuacerámica), así como las pérdidas de transformación en clientes medidos en baja tensión. Los valores facturados por estos dos rubros son:

**Pérdidas reconocidas por peaje y en transformador
2009**

	MWh	USD
Pérdidas reconocidas por peaje	0,00	0,00
Pérdidas reconocidas en transformador	383,44	28.274,57
	383,44	28.274,57

Fuente: Estadística de Comercialización

Podemos ver que solo existe el rubro de pérdidas reconocidas en transformador en el que se ha facturado 383,44 MWh que equivale a USD 28.274,57. No existe pérdidas reconocidas en peajes porque los grandes consumidores ahora son clientes de la Empresa.

6. 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.

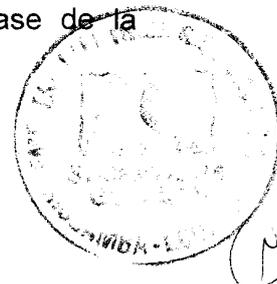
En lo que respecta a la parte técnica, tendientes a minimizar la posibilidad de alteraciones en los medidores y acometidas, fue necesario realizar para cada cliente todo el trámite de cambio de medidor, egresos y reingresos de materiales, ingresar información de instalación anterior y nueva, y ejecutar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

7. Balance Energético:

A fin de realizar una evaluación total de pérdidas de energía, hemos procedido a elaborar el balance energético del año 2009 a base de la





información proporcionada por las Direcciones de Operación y Mantenimiento, Comercialización y el Departamento de Planificación.

El balance energético del 2009, señala una disponibilidad neta de energía en el sistema eléctrico de 257.737,91 MWh, de los cuales se facturó a clientes regulados 220.073,53 MWh; existiendo una pérdida total de energía de 37.664,39 MWh lo que representa el 14,61% de la energía disponible del sistema. De este total, 24.510,72 MWh (9,51%) corresponde a la parte técnica (pérdidas operacionales) y 13.153,70 MWh (5,10%) a las pérdidas no técnicas (pérdidas comerciales). Comparado con el índice de pérdidas anual del sistema correspondiente al 2008 (14,85%), se tiene una reducción neta de pérdidas de 0,24%.

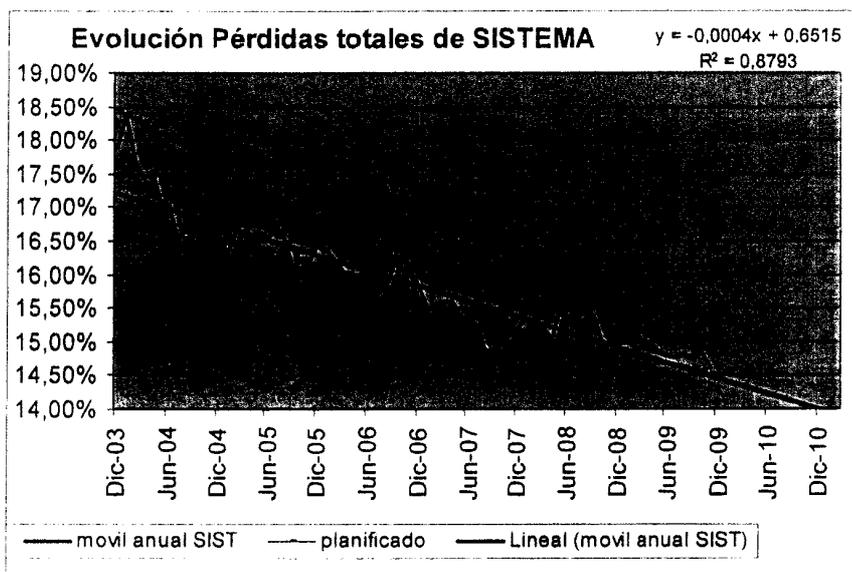
Las pérdidas técnicas presentan un incremento de 0,81%, en tanto que las pérdidas no técnicas se reducen en -1,05%, lo cual significa que la reducción neta de pérdidas totales es de 0,24%.

8. 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".

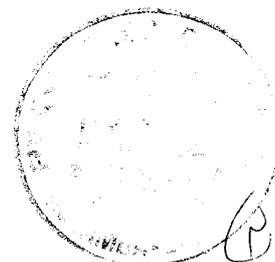
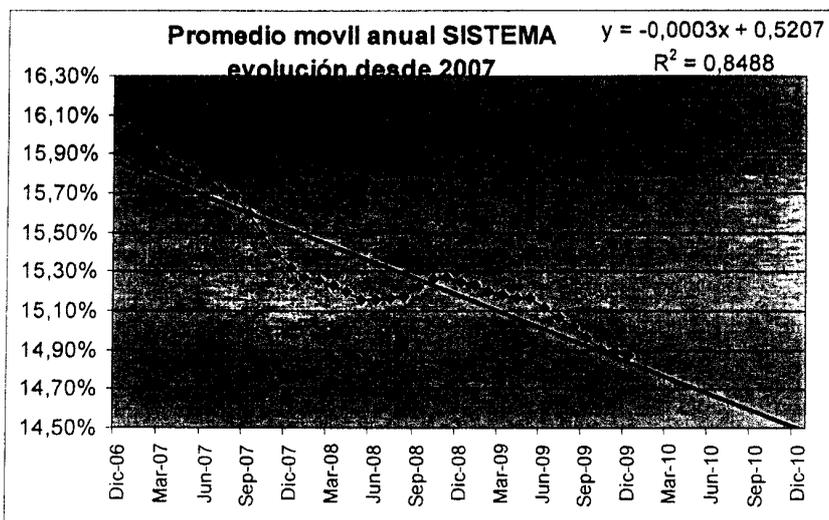
Con esta consideración, la evolución del índice de pérdidas totales acumulado del año móvil desde septiembre de 2003 (línea base) se observa en el siguiente gráfico:





Podemos ver que este indicador mantiene una tendencia gradual y sostenida a la baja. Todos los datos se mantienen con una línea de tendencia de -0.04% mensual con un factor de determinación del 87,93%.

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



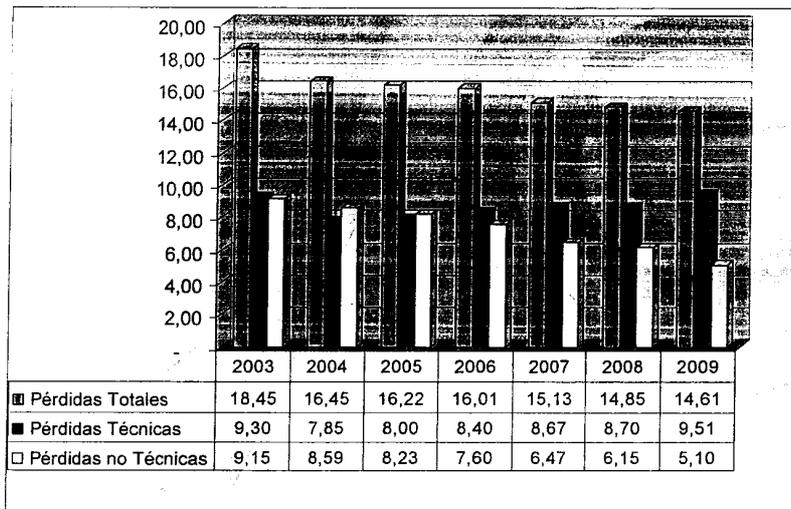


Los valores de pérdidas totales anuales respecto a la energía disponible en el sistema, se resume en el siguiente cuadro:

Pérdidas totales del sistema

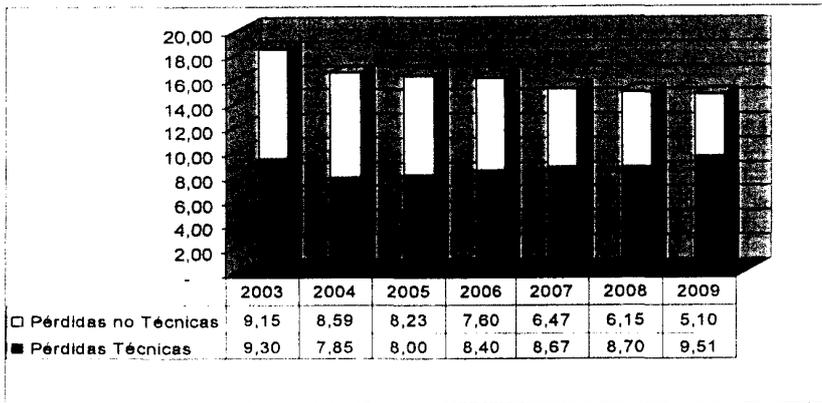
Año	Pérdidas %	Reducción %	Reducción Acumulada %
2003	18,45		
2004	16,45	2,00	2,00
2005	16,22	0,22	2,23
2006	16,01	0,22	2,44
2007	15,13	0,87	3,32
2008	14,85	0,28	3,60
2009	14,61	0,24	3,84

Desde el año base 2003 hasta el 2009 se tiene una reducción acumulada del 3,84%; esto es, existe una reducción a una razón promedio de 0,640% anual. Los índices anuales de pérdidas totales, técnicas y no técnicas se ilustran a continuación.

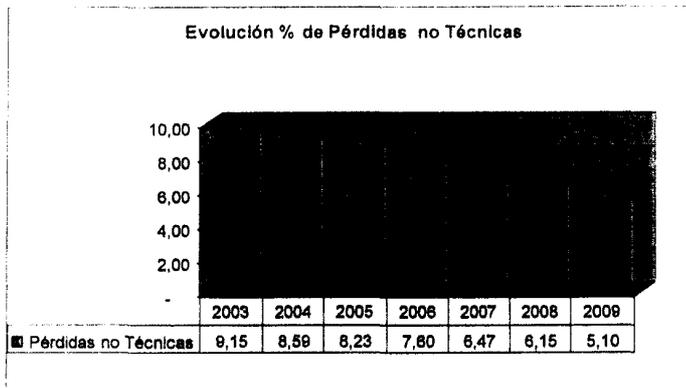


El peso de las pérdidas no técnicas sobre las pérdidas totales sigue siendo cada año menor. Actualmente el componente de pérdidas técnicas es el más significativo. Lo manifestado podemos observar en la siguiente gráfica.



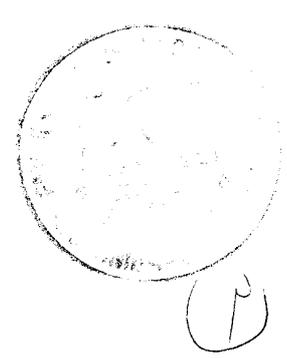
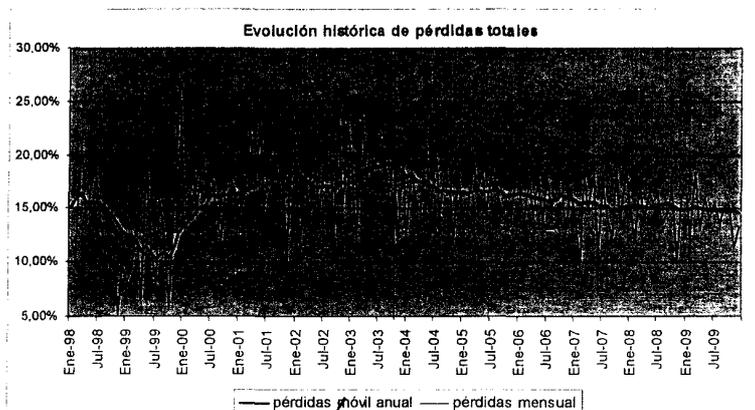


De igual forma, podemos decir que las pérdidas no técnicas de energía han evolucionado del 9,15% en 2003, a un valor de 5,10% logrado en el 2009; es decir, se ha conseguido una reducción acumulada de 4,05%, tal como se muestra en el siguiente gráfico:



9. Evolución histórica de la 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 mensuales y anuales de las mismas.

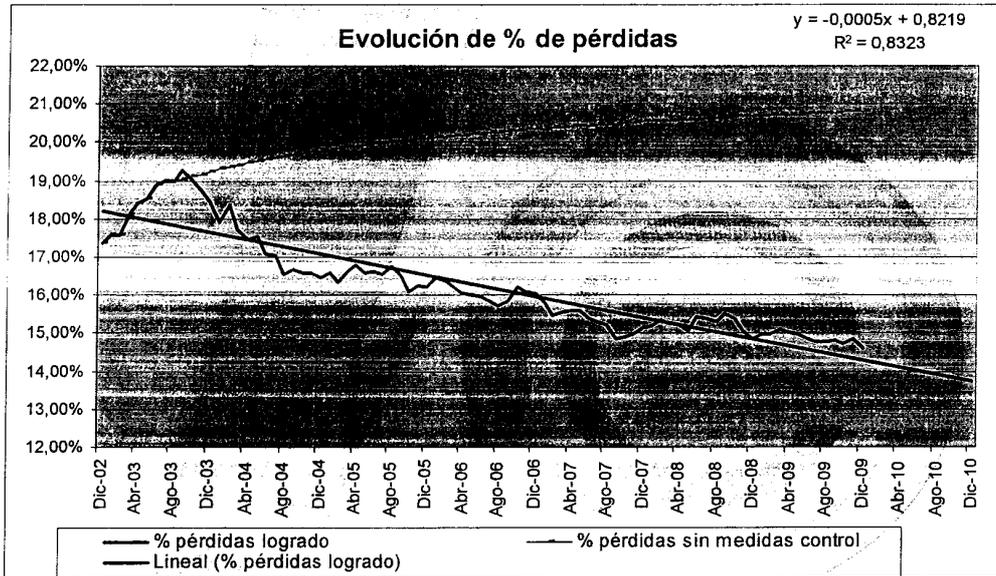




Podemos ver que antes de 2003 la Empresa presentaba pérdidas promedios del 17% y con variaciones mensuales muy significativas, lo cual no permitía que los resultados obtenidos sean sostenibles. A partir de 2003 se viene tomando acciones para reducir las pérdidas no técnicas, podemos observar que las variaciones mensuales son cada vez más pequeñas lo cual ha permitido obtener resultados de reducción sostenible en el tiempo.

10. Beneficios del programa de control de pérdidas

El beneficio total del programa de control de pérdidas desarrollado desde 2003, podemos medirlo 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 2009 el nivel de pérdidas hubiese sido de 20,80%, que comparado con el nivel real alcanzado de 14,61% con medidas de control, tenemos que el beneficio logrado es 6,19% menos en pérdidas. El beneficio de controlar y reducir las pérdidas ha permitido que la empresa en 2009 por lo menos deje de perder: 15.953,98 MWh lo que representa USD 1'276.318,15.

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, los demás departamentos de la Dirección de Comercialización y la Dirección de Ingeniería y Construcción; así como también del apoyo de la Dirección de Comercialización y la Gerencia.

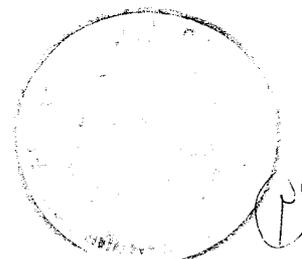


11. Conclusiones:

- Las pérdidas no técnicas de energía han disminuido -1,05% respecto al año anterior y, -4,05% respecto al año base.
- El control de la clientela masiva del Distrito Riobamba ha permitido comprobar que las pérdidas no técnicas están en mayor grado en medidores (fraudes y daños) y luego en acometidas, debido a la facilidad de acceso a las instalaciones de entrada y mecanismos del medidor.
- Para el sector rural, en base a las mediciones realizadas pudimos comprobar que mayoritariamente las pérdidas no técnicas están localizadas en redes secundarias desnudas y luego en acometidas y medidores.
- Los estudios indican que es rentable invertir en redes aéreas preensambladas en los sectores detectados como críticos.
- El blindaje integral de redes, acometidas y medidores, de acuerdo a los resultados obtenidos, es una medida efectiva para controlar las pérdidas no técnicas y cartera vencida.
- La Dirección de Ingeniería y Construcción, participó en el proyecto de blindaje de redes en lo referente al diseño y construcción de las nuevas redes. También participaron los departamentos de acometidas y medidores, agencias y los ingenieros contratistas que ejecutaron los proyectos FERUM en cambios y reubicación de medidores.
- Las pérdidas técnicas en sus componentes de redes secundarias continúan sin ser evaluados correctamente, es decir, se sigue utilizando valores estimados. Además las simulaciones del sistema en alta y media tensión se lo hace como un sistema completamente balanceado. Todos estos factores influyen el error del cálculo de pérdidas técnicas e indirectamente en las no técnicas.

12 Recomendaciones:

- Para el caso del sector urbano se debe intensificar los programas de cambio de medidores que han cumplido su vida útil así como el de reubicación y blindaje de acometidas y medidores. Se debe blindar redes secundarias en aquellos sectores que sean necesarios.
- En el sector rural conviene seguir trabajando en una solución integral, esto es blindar redes, acometidas y medidores, además de cambio de medidores que han cumplido su vida útil.





- Continuar con el control en la Clientela con Demanda, cambiando medidores a electrónicos y cambio o reemplazo de transformadores de medida en toda la provincia.
- Es recomendable continuar como política de la Empresa el empleo de redes preensambladas especialmente en el sector rural, ya que el beneficio no solo es por el lado de las pérdidas sino también por recuperación de cartera y disminución de quejas por mantenimiento.
- Mantener la participación de la Dirección de Ingeniería y Construcción en los proyectos de cambios de redes abiertas por aisladas, así como los demás departamentos de la Dirección Comercial.
- El Departamento de Planificación deberá cumplir con la medición y balances por alimentadores para guiar el trabajo del 2010 en el sector rural. Además, se debe actualizar los estudios de pérdidas técnicas y considerar los desbalances en cada nivel de tensión, esto permitirá determinar niveles de pérdidas técnicas y no técnicas más reales y a su vez fijar el nivel de pérdidas óptimo de la EERSA.

5.4.2. 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.

Estos índices son informaciones que se refieren al área Comercial, que en forma general representan la situación actual y que están enfocados a lo siguiente:

Tabla de Indices de Gestión Comercial

Concepto	2008	2009
Tasa de Reclamos Comerciales	0.38%	0.15%
Pérdidas de Energía	14.85%	14.61%
Calidad de Facturación	0.14%	0.12%
Calidad de lecturas	94.94%	93.51%
Período Medio de Cobro (días)	39	41
Eficiencia de Recaudación	105.78%	98.82%
Incidencia de Cartera Vencida	7.87%	8.76%
Índice de Cartera Vencida (emisiones vencidas)	0.94	1.05
* Número de Clientes por Trabajador	647	665
Producción de Fuerza de Trabajo (MWh/trabajador)	1.062	1.043

*Se ha considerado solo a los trabajadores de planta.

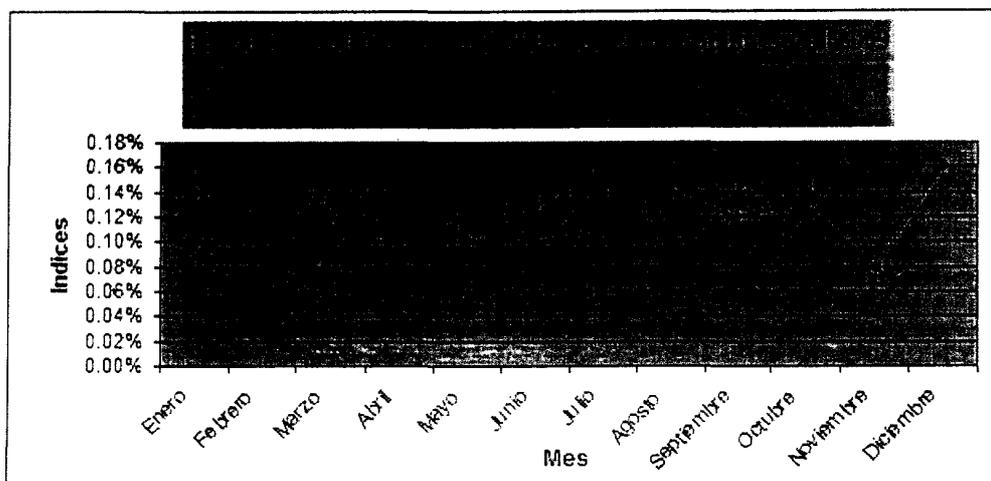


Tasa de Reclamos Comerciales

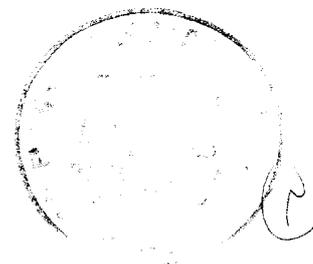
La tasa de reclamos se encuentra dentro del rango aceptable, esto es, menor al 1%; esta tasa disminuyó con respecto al 2008 (0,38%), en 0,23%, significa que los reclamos han disminuido.

Calidad de Facturación

Índice de Calidad de Facturación			
Mes	Refacturación	Facturación	Índice
Enero	187	134,183	0.14%
Febrero	161	134,907	0.12%
Marzo	158	135,371	0.12%
Abril	133	135,663	0.10%
Mayo	143	136,556	0.10%
Junio	176	136,916	0.13%
Julio	198	136,849	0.14%
Agosto	185	137,025	0.14%
Septiembre	163	137,834	0.12%
Octubre	179	138,608	0.13%
Noviembre	114	139,469	0.08%
Diciembre	225	140,417	0.16%
TOTAL	2,022	1,643,798	0.12%



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 del rango normal de aceptación





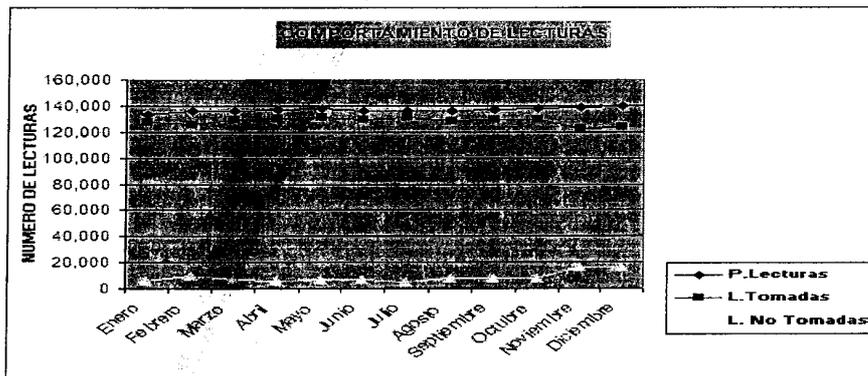
referencial (< al 0,5%). El índice obtenido en el 2008 fue del 0,14%, el cual ha disminuido en el 2009 a 0.12% en el número de planillas refacturadas, esto permite concluir que las políticas encaminadas para mejorar tanto, la toma de lecturas como los procesos de lecturas y facturación se están mejorado y se encuentran dentro de los parámetros técnicos aceptables; una de las estrategias que incide en esta mejora es la de realizar la reubicación de los medidores que se encuentran en el interior de las viviendas, para poder acceder fácilmente a la toma de lecturas y la política de instalar todos los medidores nuevos en la parte exterior de las viviendas.

Índice de Toma de Lecturas

LECTURAS AÑO 2009

	P. Lecturas	L.Tomadas	P.Cerradas
Enero	133,183	127,458	5,725
Febrero	135,907	125,875	10,032
Marzo	136,371	129,706	6,665
Abril	136,663	130,502	6,161
Mayo	137,556	130,947	6,609
Junio	135,916	129,166	6,750
Julio	135,849	131,083	4,766
Agosto	136,025	128,162	7,863
Septiembre	136,834	129,116	7,718
Octubre	137,608	129,708	7,900
Noviembre	138,469	122,374	16,095
Diciembre	139,417	123,120	16,297
Total	1,639,798	1,537,217	102,581
Promedio/mes	136,650	128,101	8,548

0.93744



Respecto a este índice, la Empresa obtuvo el valor de 93.74%; el cual está dentro del rango aceptable (90 al 95 %) y que está regulado, se tiene un índice bueno; una de las razones principales para no poder tomar las lecturas es por cuanto un porcentaje de los medidores se encuentran en el interior de la vivienda, pese a que se lleva adelante el programa de reubicación de medidores todos los años, lo cual permite que se tenga acceso a tomar lecturas de un mayor número de medidores, es así que en este año, entre cambios y reubicaciones de medidores se han realizado 7.662; otra de las razones que no permitió tomar lecturas en ciertos sectores, especialmente en los meses de noviembre y diciembre, es que se terminaron los contratos de varios lectores del sector rural y mientras se termina el contrato del resto de lectores no es posible realizar el proceso de contratación para la toma de lecturas de todo el sector rural, es decir debemos esperar que concluyan todos los contratos para oportunamente, y considerando la nueva política de Compras Públicas, proceder a contratar todo el sistema de toma de lecturas.

Período Medio de Cobro

A pesar del incremento de cartera vencida, se ha obtenido un índice de período medio de cobro en el valor de 41 días; mismo que si comparamos con el del año anterior, se observa que existe un incremento de 2 días, prácticamente se ha mantenido; 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 98,82%; mismo que refleja una buena gestión de cobro, porcentaje que esta sobre lo 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 y peor aun si se considera que no existe una ley que respalde las acciones a seguir a quienes hurtan energía, esto trae como consecuencia que exista un número significativo de clientes que se encuentran cortados el servicio por falta de pago que





proceden a hurtar energía y no cancelan, esto se ha podido ir controlando gracias a las diferentes gestiones de recuperación de cartera y gracias a la política que adoptó 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 ejecute 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 2009 fue del 8.76%.

Índice de Cartera Vencida.

Nos indica el número de emisiones vencidas; que para el presente caso se determinó en 1.05 emisiones; índice técnicamente aceptable, 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 que se tiene, lo cual se demuestra con los índices anteriores. Sin embargo se deberá seguir con las gestiones de recaudación a fin reducir la cartera vencida y se deberá ejecutar el proceso de incautación de planillas incobrables.

Se presenta un resumen general de los parámetros más representativos resultantes de la gestión realizada por Dirección Comercial en los años 2006, 2007, 2008 y 2009 lo cual permite realizar un análisis comparativo



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2009

RESUMEN GENERAL

Concepto	2006	2007	2008	2009	Diferencia	Porcentaje
Clientes	126,210.00	128,969.00	133,579.00	140,417.00	6,838.00	5.12%
MWh Facturados	150,558.25	159,732.54	198,249.18	220,073.53	21,824.35	11.01%
(Miles US\$) Facturados	18,909.11	20,029.85	21,252.96	22,647.75	1,394.79	6.56%
(Miles US\$) Recaudados	18,608.11	19,861.84	22,480.71	22,379.89	-100.82	-0.45%
% de recaudación	98.41%	99.16%	105.78%	98.82%	-6.96%	-6.58%
* Cartera Total (Miles US\$)	2,955.21	3,039.77	1,947.81	2,112.66	164.85	8.46%
* Cartera Vencida (Miles US\$)	2,351.00	2,469.02	1,395.32	1,621.20	225.88	16.19%
Emissiones vencidas	1.64	1.71	0.79	1.05	0.26	32.91%
Pérdidas de Energía Total del Sistema	16.01%	15.16%	14.85%	14.61%	-0.24	-1.72%
Nuevos servicios	4,727.00	4,265.00	5,715.00	7,517.00	1,802.00	31.53%
Cambio de medidores	1,742.00	1,964.00	3,846.00	5,506.00	1,660.00	43.16%
Reubicación de medidores	2,795.00	4,631.00	3,966.00	2,156.00	-1,810.00	-45.64
Retiro de medidores	1,173.00	1,836.00	1,253.00	973.00	-280.00	-22.35%
Total inspecciones realizadas	15,713.00	19,117.00	21,462.00	25,286.00	3,824.00	17.82%
Total de instalaciones realizadas	13,072.00	15,698.00	18,202.00	19,710.00	1,508.00	8.28%
Número de Facturaciones	1,494,926.00	1,534,665.00	1,577,300.00	1,643,798.00	66,498.00	4.22%
Número de Refacturaciones	2,755.00	2,751.00	2,182.00	2,022.00	-160.00	-7.33%
% de Refacturaciones	0.18	0.18	0.14	0.12	-0.02	-14.29%
Recuperación de Pérdidas (MWh)	2,184.10	2,174.05	3,254.32	1,817.11	-1,437.21	-44.16%
Recuperación de Pérdidas (US\$)	255,303.62	239,145.50	419,725.52	215,366.32	-204,359.20	-48.69%
Lecturas tomadas	1,423,856.00	1,450,993.00	1,450,993.00	1,537,217.00	86,224.00	5.94%

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

NOTA: En los valores del 2008, de recaudación, cartera vencida, cartera total, emisiones vencidas, se encuentra considerado la condonación de 1,091.91 miles de dólares que realizó el Gobierno Nacional.

Se ha considerado importante presentar este cuadro resumen de los años 2006, 2007, 2008 y 2009, 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 comparado con el año 2008, este incremento ocurre por cuanto el Gobierno Nacional mediante el Mandato Constituyente 15, condono las deudas a los consumidores que tenían un consumo mensual de 110Kwh/mes y que se beneficiaban con la tarifa de la Dignidad con corte al 31 de diciembre del 2007, lo cual fue aplicado por la Empresa en agosto del 2008 lo que representó 1,091.91 miles de dólares, valor que se vio reflejado en la disminución de la cartera vencida y en el porcentaje de recaudación, de no haber existido esta condonación los índices de recaudación y de Cartera





Vencida con respecto al 2008 hubiesen mejorado, en todo caso los índices obtenidos son superiores a los establecidos en la pro forma del año 2009; en recaudación se consideró el 98% y se obtuvo el 98.82%, esto dio mayor liquidez a la empresa.

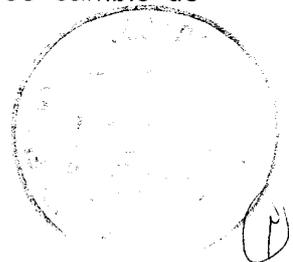
Lograr una disminución considerable en el porcentaje de pérdidas, es difícil considerando que nuestros clientes en su mayoría son residenciales y de estos el mayor porcentaje son rurales; esto lógicamente dificulta enormemente realizar un control global de todos los clientes, es necesario realizar un trabajo en un número considerable de comunidades a un costo alto para poder lograr una disminución de un valor representativo, en todo caso se ha logrado disminuir un porcentaje importante de pérdidas del sistema en 0,24%; se debe indicar también que mientras más bajo es el porcentaje de pérdidas, más difícil es disminuirlo; como se puede ver en el cuadro resumen año a año se ha logrado ir disminuyendo el valor de las pérdidas de energía.

- El % de recaudación como se puede observar en el cuadro resumen, se mantiene en niveles aceptable y superiores a los previstos en los presupuestos de cada uno de los años, es decir se va cumpliendo las metas planteadas, lo cual es posible gracias al cumplimiento de las aplicaciones de los diferentes programas que se realizaron en las diferentes áreas de la Dirección.
- La cartera vencida se ha incrementado en este año con respecto al 2008, por la condonación que se realizó por mandato de la Presidencia de la República, sin considerar esta condonación, se tiene una disminución de la cartera vencida, significa que se estaba controlando la cartera.
- Para cumplir con la gestión de recaudación y lograr controlar la cartera vencida, se aplicaron las siguientes políticas:
 - Se ha logrado mantener las fechas en las cuales se realiza la facturación del sector rural en los primeros 8 días de cada mes, lo cual ha permitido tener más tiempo para poder recaudar.
 - Se han realizado 80.000 cortes del servicio por mora de los clientes de los sectores urbano, mediante tercerización de servicios y con grupos propios en el sector rural.
 - Se continuo con la gestión de cobro en el sector Industrial con un grupo propio de la Empresa, priorizando los montos de las deudas y el número de meses adeudados, esto ha permitido tener controlado a este sector.



- A los clientes que pese a las gestiones anteriormente indicadas no cancelan, se procede a retirarles el medidor y se pasa a Asesoría Jurídica para que se sigan las acciones legales que correspondan.
 - Se realizó el retiro de medidores abandonados o sin uso en base a los informes de los contratistas que tiene la empresa para realizar los trabajos de cortes y reconexiones y de lecturas o de aquellos clientes que tienen un número considerable de meses vencidos o se encuentran los medidores abandonados.
 - Con la continuación de la aplicación de la política que adoptó la empresa de aislar las redes en aquellos sectores identificados como conflictivos y que presentan un porcentaje alto de pérdidas de energía y una cartera vencida elevada, se ha seguido logrando cobrar deudas altas y de varios meses de deuda, anteriormente se les cortaba el servicio pero procedían a hurtar energía y no cancelaban, con este sistema se ha logrado mediante convenios de pago recuperar esa cartera y crear en el cliente una cultura de pago.
 - En este año se ha logrado disminuir las pérdidas de energía no técnicas, como resultados de las acciones que se vienen ejecutando, pese a la dificultad que representa controlar al tipo de clientes que tenemos, para esto también ha dado resultados positivos el ir aislando las redes.
 - Se están llevando adelante programas permanentes dirigidos a controlar la cartera vencida, así como las pérdidas de energía, programas que fueron descritos en la parte pertinente de este informe, esto ha permitido la recuperación de energía y valores para la Empresa.
- El problema de pérdidas debe ser una política de Empresa, en la cual deben involucrarse todas las áreas, también me permito recomendar que de ser posible se trabaje a través de los señores Accionistas para en su calidad de representantes de la Empresa y de la ciudadanía, se pueda realizar un trabajo en conjunto para lograr concientizar a los clientes en cuanto a la cultura de pago y en el no hurto de la energía eléctrica; será necesario que exista el soporte legal, que sería un mecanismo efectivo con el que se podrá tener resultados positivos.
- La política que se tomó a partir del año 2007, de utilizar medidores electrónicos en lugar de electromecánicos, también ha ayudado a ir disminuyendo las pérdidas de energía ya que estos medidores tienen pérdidas propias mucho menores a los medidores electromecánicos, esto no representa ningún costo para la Empresa ya que solo se cambió de

60 / 3





tecnología y al contrario estos medidores se están adquiriendo a menor precio.

- En este año, se continuó actualizando aquellos transformadores que son de uso exclusivo para clientes particulares, sean estos propios o arrendados y se les aplicó el 2% por pérdidas en estos transformadores, como establece el pliego tarifario, lo cual permitió incrementar la facturación tanto en energía como en valores, esto también aportó para la disminución de las pérdidas de energía, con un costo mínimo para la Empresa.
- Una de las preocupaciones permanentes de esta Dirección es la atención a nuestros clientes, por lo que con el objeto de mejorar y de dar mayores facilidades para el pago de las planillas a los clientes de las parroquias San Juan y Licto y del cantón Pallatanga, se implementó el sistema de recaudación en línea, con lo cual se suma a las Agencias de Alausí, Chunchi, Cumanda, Guamote, Cajabamba, Guano y Chambo; en este año se analizará la implementación de recaudación en línea de otras Agencias que justifique su implementación, esto ha permitido evitar el cierre de estas agencias en las fechas de facturación y cierre de mes; así como el traslado de vehículos y personal, disminuyendo los costos que esto representaba, se ha logrado tener más días al mes para poder recaudar. Los clientes de estas agencias pueden realizar sus pagos indistintamente en cualquiera de estas agencias o en las ventanillas y agencias de la ciudad de Riobamba, ha permitido tener un mejor control sobre los valores diarios recaudados y depositados. Con este sistema se tiene que 113.313 clientes cuentan con el servicio de recaudación en línea que representa el 81% del total de clientes.
- Se ha trabajado en concienciar, capacitar y dotar de herramientas que presten mayor facilidad al personal, de tal forma que su trabajo sea más eficiente y comprometido tanto con la empresa, como con el cliente considerando que es lo más importante para la Empresa y que merece un trato adecuado, se ha obtenido por parte del personal una respuesta positiva y esto se refleja en la disminución de quejas que se tiene en este sentido.

Se debe indicar que año a año se va logrado cada vez mejores resultados, los mismos que se encuentran en valores aceptables, a pesar de no haber incrementado personal ni los recursos con los que se dispone, especialmente en los Departamentos de Acometidas y Medidores, Control de Pérdidas y para emprender en los programas de recuperación de cartera vencida; si se considera que el número de consumidores se incrementan todos los años, no así los recursos que se han incrementado, pero no en la misma proporción; 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 ha empezado a ser considerado como una política prioritaria de la Empresa y como tal se están involucrando todas las áreas y todos los trabajadores, es decir debe ser una gestión empresarial, donde todos trabajemos con el objetivo de disminuir las pérdidas de energía a valores aceptables, lo cual permitirá 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.

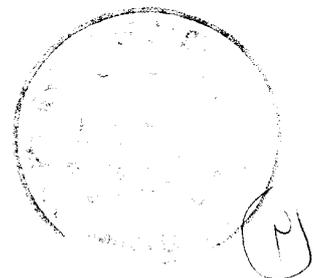
Se espera en el 2010 continuar cumpliendo con el Plan Estratégico y los planes operativos que se tienen diseñados, que sin duda son una herramienta muy importante, con lo cual se logrará realizar una mejor gestión especialmente en las áreas críticas y obtener mejores índices de gestión, para lo cual se contará 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 en la Planificación Estratégica, esto le permitirá a la Empresa ser más eficiente, rentable y sostenible en el tiempo.

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 de los diferentes departamentos y secciones de la Dirección Comercial, del Departamento de Informática, así como al apoyo que ha dado la Gerencia.

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, sin embargo a la EERSA se han entregado recursos por este concepto, por un valor de USD. 1'065,004.00, de los USD. 6'678,258.00, comprometidos inicialmente por lo cual la mayoría de obras financiadas con estos recursos no fueron ejecutadas, excepto aquellas consideradas prioritarias, para cuya consecución aportaron la Empresa y sus Accionistas.

La ejecución financiera del presupuesto de inversiones se ha cumplido en un 51,34% del valor reformado equivalente a USD. 5'441,869.47 de un total programado de USD. 10'599,307.75, se debe indicar que en valores





monetarios se ha superado la ejecución del 2008, año en el que se invirtió la suma de USD. 4'994,928.12.

Por etapas funcionales el comportamiento de ejecución de las inversiones es como sigue: en la etapa funcional de generación hidráulica se ha dado una ejecución del 20,30%.

En subtransmisión las obras programadas se han cumplido en un 162,75%, en esta etapa funcional se ejecutaron las siguientes obras: Concluyó la construcción de la línea Alausí – Multitud a 69 KV, de igual manera concluyó la instalación del transformador de 15 MVA en la Subestación No. 2; igualmente se terminó la construcción del muro de contención en la Subestación No. 2; de igual forma se concluye con el montaje del disyuntor de 69 KV; la ejecución de la instalación de relés de sobrecorriente cableado, que tiene un avance del 68,01%; y, finalmente se debe destacar que concluyó el montaje de la Subestación Multitud y a la presente fecha se encuentra en funcionamiento.

La etapa de distribución se ha cumplido en el 15,66%, 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 y recursos del FERUM y para atender pedidos para alumbrado público; es de indicar que el Programa FERUM 2009 Inicial, en la Provincia de Chimborazo se ejecutó hasta la presente fecha el 2%, debido a que el Gobierno no entregó recursos por este concepto sin embargo el programa FERUM 2008 Ampliatorio en la actualidad tiene un avance del 42.50%. El total del monto asignado para obras FERUM tanto Inicial como Ampliatorio es de USD 5'237,988.47.

Es de señalar que las obras más importantes que se han ejecutado en el Cantón Riobamba corresponde a obras de electrificación financiadas con utilidades, recursos de usuarios y del FERUM, por un monto de USD. 153,263.06 de los USD. 887,522.72 regulados en la reforma, la ejecución corresponde a un 17,27% de lo programado en la reforma presupuestaria.

En el Cantón Guano se han realizado 2 obras de electrificación con una inversión total de USD. 68,678.80, de los USD 281,790.61 programados correspondiendo a un 24% de ejecución.

En el Cantón Penipe se han ejecutado obras de electrificación por un valor de USD. 40,601.93 que corresponde al 21% con relación a la reforma presupuestaria.

En el Cantón Guamote prácticamente no se ejecutó ninguna obra, la asignación regulada fue de USD 555,979.99.



En el Cantón Colta se programó realizar 4 obras de electrificación por la suma de USD. 262,422.43, ejecutándose obras por un monto de USD. 71,568.18, que corresponde al 27% de cumplimiento.

Para el Cantón Alausí se ejecutaron 8 obras por un valor de USD. 17,714.69 de los USD. 385,022.28 programados, que corresponde al 4,60% de ejecución.

En el Cantón Chunchi se ejecutaron 2 obras de electrificación por la suma de USD. 65,731.44 de un valor programado de USD. 166,368.96.

En el Cantón Chambo se ejecutó 1 obra por un valor de USD. 14,931.18 de los USD. 112,485.69 programados, correspondiéndole el 13% de ejecución.

En el Cantón Pallatanga se realizaron 3 obras por un valor de USD. 21,473.85 de los USD. 182,056.85 programados, correspondiéndole el 12% de ejecución.

En el Cantón Cumandá se ejecutó 1 obra por USD 67,474.73, de los USD 47,223.66 asignados, correspondiéndole una ejecución del 143%.

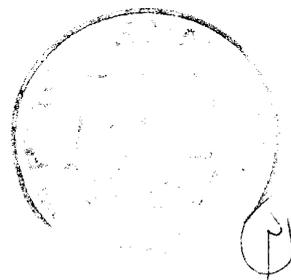
Para readecuación de redes e incremento de transformadores se programó una partida regulada de USD. 410,971.01, utilizándose USD. 110,971.01, por lo que su ejecución llega al 27%.

Para mejoramiento y readecuación de alumbrado público se programó una partida regulada de USD. 7,955.78 siendo su ejecución de USD. 7.955.78, lo que equivale a un 100% de ejecución.

El valor reformado para atender pequeñas extensiones de líneas y redes a usuarios particulares fue de USD. 100,000.00, ejecutándose esta partida en USD. 80,249.92, correspondiéndole un 80% de ejecución. Esta partida es pagada con recursos propios de los solicitantes.

Las obras de distribución programadas con las utilidades y recursos propios entregados por el H. Consejo Provincial de Chimborazo se han ejecutado por USD. 173,612.55 de los USD. 2'083,760.36 regulados en la reforma, correspondiéndole un 8% de ejecución.

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 2010.





En otros casos existen obras que han concluido su ejecución y que su costo real es inferior al presupuestado, pero aparece la ejecución con un porcentaje inferior al 100%, por cuanto no se completó el uso de los recursos económicos ya que estaba sobre estimado el valor de la obra.

En la etapa funcional de instalación a abonados se ha dotado de equipos de medición y acometidas por el valor de USD. 1'659,656.73 de los USD. 1'761.004.00 programados en la reforma presupuestaria, correspondiendo al 94,24% su ejecución, procediendo a instalar 7.517 medidores para nuevos servicios de los 5.000 programados, también se ejecutaron 5.501 cambios, reubicaciones de medidores de los cuales, control de pérdidas realizó un total de 1.601 eventos.

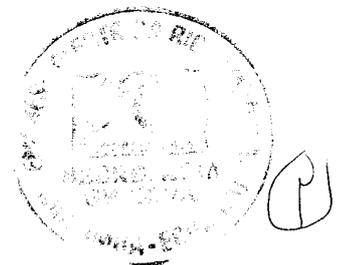
En la etapa funcional de bienes e instalaciones en servicio se programó inversiones por USD. 1'469,911.07, de los cuales se ejecutó USD. 1'310,488.18, que corresponde al 89,15% de ejecución, así se destinaron recursos para mobiliario y equipo de oficina por USD. 18,876.18, que representa el 85.28% del programado, equipo de transporte se adquirieron 26 vehículos por USD. 1'109,260.70, de los USD. 765'000.00 asignados, dando una ejecución del 145%; herramientas y equipo de taller por USD. 16,769.94 de los USD. 113,503.50 programados, en equipos de laboratorio e ingeniería por USD. 38,700.89 se ejecutó el 47,33%, en equipos de comunicaciones USD. 37,825.67, en equipos de computación USD. 47,767.04 de los USD. 197,689.46 programados, y en equipos de bodega y diversos USD. 9,970.67.

Como podrá observarse el cumplimiento de la ejecución de obras de las diferentes etapas funcionales han sido las adecuadas, el no cumplimiento de algunas de ellas han sido por las razones ya indicadas.

Para cumplir con el plan de inversiones como parte del financiamiento se esperó contar con recursos por un valor de USD. 13'928,539.11, lográndose únicamente USD. 10'599,307.75 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, estas obras fueron ejecutadas en el 42.50%, es decir USD. 2'226,048.01 de los USD 5'237,988.47.

En cuanto al plan de adquisiciones, el cumplimiento es del 51% ya que se adquirieron materiales, suministros y equipos por un valor de USD. 6'299,918.01 de los USD. 12'353,288.07 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	2.014.600,00	1.659.656,73	82,38
BIENES E INSTALACIONES	2.507.911,07	1.310.488,18	52,25
GENERACIÓN HIDRÁULICA	939.000,00	143.924,82	15,33
GENERACIÓN A COMBUSTION INTER	0,00		
SUBTRANSMISIÓN	1.295.600,00	1.421.812,88	109,74
DISTRIBUCIÓN	7.171.428,04	905.986,86	12,63
TOTAL	13.928.539,11	5.441.869,47	39,07

*Valor Presupuestado Reformado

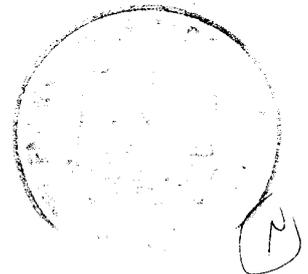
VII. ASPECTOS ADMINISTRATIVOS

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. Esto fue factible obtenerlo, durante el año de 2009 gracias a la madurez y apertura demostrada por los señores representantes de la Organización Sindical, al eficiente y en general a la colaboración de los señores trabajadores de la Empresa; así como también para quienes han participado dentro del Directorio y de la Junta de Accionistas, para quienes deo constancia de mi reconocimiento,

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

Durante el año 2009 se efectuaron 06 Juntas de Accionistas de las cuales se tomaron 25 resoluciones; y, 15 sesiones de Directorio con 62 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.

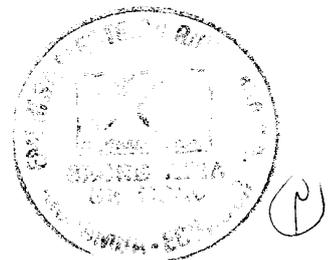
7.3.1. Asesoría Jurídica

Como efecto de la aplicación del Mandato 8 que eliminó la tercerización, la intermediación y la contratación por horas, la Empresa se vio avocada a reclamaciones del personal que aspiraba a tener una relación con el carácter de estable en la Empresa, por lo que a través de la Organización Sindical creada por los trabajadores ocasionales y que tenían contratos por horas, se realizó reclamaciones tendientes a obtener derechos que nos les consagraba el Mandato 8. Se debió afrontar recursos constitucionales de protección, obteniendo resultados favorables para la Empresa, y confirmando que la Empresa actuó dentro del marco jurídico permitido y con el respeto a los derechos de los señores trabajadores.

Igualmente como efecto de la vigencia de los Mandatos Constituyentes 2, 4 y 8, personal de la Empresa optó por renunciar para hacerse acreedores en unos casos a las indemnizaciones que contemplaba el Contrato Colectivo, y en otros los contemplados en los Mandatos Constituyentes antes referidos, generando expectativas en el personal jubilado, que les impulsó a plantear juicios laborales solicitando reliquidaciones de sus indemnizaciones, que a juicio de la Empresa se encuentran debidamente realizadas, fueron 12 juicios laborales, adicionales a los existentes que tuvo que afrontar la Compañía, logrando que sean declarados nulos por errores de procedencia, que se puede considerar como resultado favorable pero no definitivo, toda vez que la nulidad declarada no extingue el derecho a presentar nuevamente la demanda por parte del trabajador.

El Aumento de Capital resuelto por la Compañía, por la capitalización de dividendos de ejercicios económicos anteriores, se encuentran ejecutados en su totalidad, por lo que no existe trámite pendiente sobre este particular.

La recuperación de cartera vencida se ha realizado en respuesta a los requerimientos hechos por las áreas involucradas en este proceso, debiendo puntualizar que la Empresa cuenta con el Reglamento para la aplicación de la acción Coactiva que la Ley de Empresas Públicas le otorga.



Como hecho relevante también se debe establecer que la Empresa está afrontando en la actualidad dos juicios adicionales, como nuevos procedimientos de reclamaciones extracontractuales o conocida como indemnización de daños y perjuicios o daño moral, por accidentes que han sufrido terceros en líneas eléctricas de propiedad de la Compañía, debiendo contestar la demanda en el Tribunal Contencioso Administrativo.

La asistencia y participación en la elaboración de Pliegos y procedimientos contractuales ha sido permanente, considerando los inconvenientes múltiples que implica ingresar a un nuevo sistema de contratación.

Adicionalmente se ha participado en los múltiples requerimientos en los que la Empresa se ha visto involucrada, en reclamos administrativos en la Defensoría del Pueblo o por efecto de aplicación de la Ley de Defensa del consumidor; así como en reclamaciones administrativas tributarias, procedimientos civiles, penales y demás trámites internos administrativos.

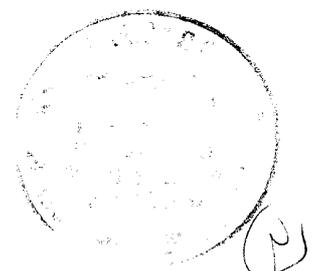
7.3.2. Auditoría Interna

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 ha realizado varias tareas 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 permiten el correcto funcionamiento, mantenimiento y crecimiento tanto de los Sistemas Informáticos como de la Infraestructura Tecnológica de la Empresa, lo que permite brindar servicios de diversa índole a los usuarios con un alto índice de calidad y eficiencia.

Estas actividades serán detalladas brevemente, además de informar el estado en que se encuentran en la actualidad, de acuerdo a tres áreas de trabajo:





- Hardware
- Software
- Comunicaciones

En resumen podemos detallar las siguientes actividades:

HARDWARE:

- Adquisición de Equipos informáticos
- Mantenimiento de Equipos Informáticos

SOFTWARE

- Desarrollo de varios módulos, programas para viabilizar la ejecución de los trabajos de todas las Direcciones de la Empresa.

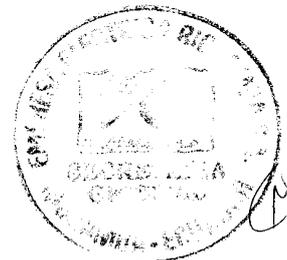
Sistema Financiero
Sistema de Documentación
Aplicación para gestión de útiles de Aseo
Renovación de auto impresoras para el sistema comercial

- Para mantener operativos los sistemas informáticos en todas las Áreas de la Empresa, a través del personal de informática se ha procedido al Mantenimiento, administración y actualización de Sistemas Informáticos.

Sistema Comercial
Roles
Transportes
Control de Viáticos
Medidores dados de baja
Presupuestos de Proyectos
Control de Estiaje
Control de Contratos
Medidores
Comprobantes de Retención para Fondos Rotativos

COMUNICACIONES

- A través del Convenio firmado entre la Empresa y Telconet S.A., se ha provisto a la empresa de un Sistema Redundante de Comunicaciones que ha permitido interconectar a la red de datos e la



Empresa a Subestaciones y Agencias de Recaudación. Entre otros obtenemos los siguientes beneficios sin ningún costo para la Empresa.

Enlaces dedicados de fibra óptica para servicio exclusivo de la EERSA.

Servicio de Internet de la oficina Matriz.

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.

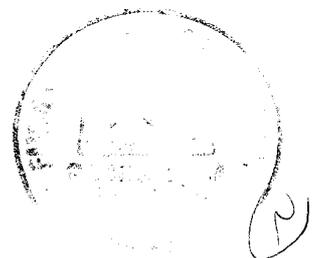
También se ha procedido a:

- Implementación de Calidad de Servicio a la Red de Datos
- Gestión y Control de Sistema de nivel de presión Central Alao.
- Incremento de puntos de red en la red corporativa del edificio matriz.
- Mantenimiento y Administración de Servicios de Red: Iternet, Correo Electrónico, FTP.

7.3.4. Planificación

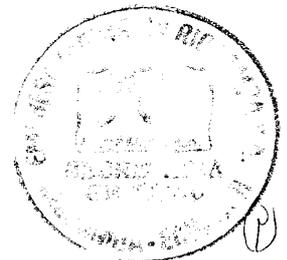
- Se realizó el estudio de flujos de carga y posibles reconfiguraciones de los alimentadores de las subestaciones S/E 4, S/E2, S/E 3, S/E 1, a fin de mejorar las condiciones operativas y disminuir en ciertos casos las pérdidas técnicas en dichos alimentadores, mismo que fue entregado a la Gerencia con copia al DIC y al DOM, con memorandum 71-PLA-10 del 5 de enero del 2010 **Dando cumplimiento al OBJETIVO 3 del Plan Operativo cuyo Proyecto es Analizar los circuitos primarios para readecuación de red.**
- En lo relacionado al **Objetivo 10 del Plan Operativo** que tiene que ver con la implantación de un programa de fortalecimiento institucional, se verá cumplida con la contratación y ejecución del Estudio para el Nuevo Esquema Operativo Administrativo, luego de dicho estudio se podrá implantar los tableros de comando, con indicadores de gestión y productividad a nivel estratégico, administrativo y operativo.

70





- De acuerdo al requerimiento establecido en el Reglamento de Suministro de Electricidad, anualmente la Empresa debe realizar una encuesta de satisfacción del cliente. Por lo que 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 septiembre del 2009. **En cumplimiento del Objetivo 8 del Plan Operativo.**
- 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 del VAD, y se lo actualiza para la reforma presupuestaria y para la elaboración del presupuesto del año siguiente. **En cumplimiento al objetivo 11 del Plan operativo.**
- Se realiza el control del Mercado Eléctrico diariamente, constatando que la información publicada por el CENACE se encuentre correcta, a fin de evitar problemas que ocurrían anteriormente. De esta manera se tiene un conocimiento adecuado de como se están ejecutando las transacciones de energía, dicha actividad se ejecutó hasta el mes de diciembre del 2009.
- 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. 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, detalle de alimentadores primarios y transformadores de distribución, redes secundarias, descripción de cantidades de acometidas, medidores y luminarias.
- En el tema de Calidad del Servicio durante todo el año 2009 y en forma mensual se ha venido llevando a cabo las campañas de medición, de acuerdo a lo establecido en la Regulación CONELEC 004/01, información que es remitida igualmente en forma mensual al CONELEC.

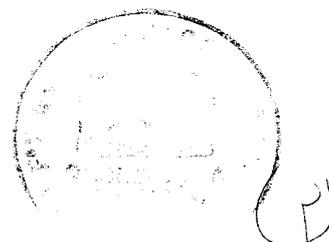


- Mediante el sistema Spard, se mantiene actualizada la información enviada por las Direcciones de Ingeniería y Diseño y de Operación y Mantenimiento, información que se remite al CONELEC en informes mensuales y de acuerdo a los requerimientos.
- Durante el primer trimestre del año se prepara el estudio del Valor Agregado de Distribución VAD, el mismo que involucra estudios adicionales de proyección de la demanda, estimación de costos de energía eléctrica, estadística detallada de los elementos del sistema de distribución, análisis de costos de mano de obra, estudios de requerimientos futuros para operación del sistema.
- 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.
- Al igual que en otros años, se presentó estudios actualizados de precios de materiales, Presentados en el mes de julio del año 2009.

VIII. RELACIONES INDUSTRIALES

En este ámbito debe resaltarse que la Empresa ha cumplido, con todas las obligaciones patronales para con sus trabajadores, habiendo ejercido igualmente los derechos que le competen, establecidos en las leyes laborales, sociales y, en especial, en la Contratación Colectiva.

Como en años anteriores, debemos señalar que a más de constituir una obligación, nuestra gestión y esfuerzo se encaminaron a promover 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, con base a la unidad, equidad, justicia y diálogo permanentes. Esto fue factible, durante el año 2009, gracias a la dirección y apoyo de la Administración de la Empresa, a la madurez y





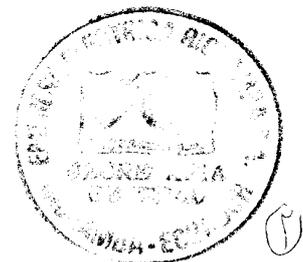
apertura demostradas por los señores representantes de la Organización Sindical, al eficiente y responsable desempeño del personal que integra esta Dirección y, en general, a la colaboración de los señores Trabajadores de la Empresa, para todos quienes dejo constancia de mi reconocimiento.

Debe resaltarse, en este ámbito, que la Empresa ha cumplido con todas las obligaciones patronales para con sus trabajadores, habiendo ejercido igualmente los derechos que le competen, establecidos en las leyes laborales, sociales y, en especial, en la contratación colectiva.

Es necesario informar que el 27 de marzo de 2009, en la Dirección Regional de Trabajo y Empleo de Ambato, se reunió la Comisión para la Jurisdicción de la Sierra y Amazonía, designada por el entonces Ministro de Trabajo y Empleo, con la presencia de los representantes legales de la Administración de la Empresa y de la Organización Sindical, para proceder a la revisión del Contrato Colectivo de Trabajo Indefinido suscrito entre la Empresa Eléctrica Riobamba S. A. y el Comité de Empresa Único de los Trabajadores de la EERSA, por el período 2008 y 2009, en cumplimiento a lo dispuesto en la Tercera Disposición Transitoria del Mandato Constituyente No. 8, de 30 de abril de 2008 y en el Decreto Ejecutivo No. 1396 de 16 de octubre de 2008, expedido por el señor Presidente Constitucional de la República. En la mencionada diligencia se procedió a la revisión integral del contrato colectivo de trabajo de la EERSA, declarando nulas o modificando el contenido de varias cláusulas, de acuerdo al criterio de la Comisión Revisora. Concluido el proceso se realizó la codificación de las cláusulas revisadas habiéndose suscrito el Acta pertinente. La Administración de la Empresa ha dado fiel cumplimiento al nuevo contrato colectivo revisado.

En el mes de julio de 2009, dentro del plazo establecido y en cumplimiento a lo dispuesto en la Primera Disposición Transitoria del Decreto Ejecutivo 1701 expedido el 30 de abril de 2009 por el señor Presidente Constitucional de la República, la EERSA remitió a la Secretaría Nacional Técnica de Desarrollo de Recursos Humanos y Remuneraciones del Sector Público – SENRES-, la nómina de todo el personal de la EERSA, con la descripción de las responsabilidades y actividades que desempeña, instrucción formal, etc., para que la mencionada Institución proceda a la calificación de regímenes laborales en el sector público. Hasta la presente fecha no hemos sido informados del resultado de la mencionada calificación.

En lo relacionado con la Gestión del Talento Humano hemos iniciado, la aplicación, en lo pertinente, de las normas establecidas en la nueva Ley Orgánica de Empresas Públicas, publicada en el Registro Oficial No. 48 de 16 de octubre de 2009.



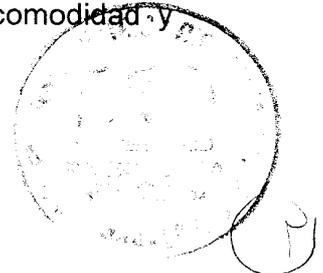
Se ha coordinado el cumplimiento del mandato constitucional (Art. 231), en virtud del cual todo el personal de la Empresa debe presentar a la Contraloría General del Estado, la declaración patrimonial juramentada, al inicio y al finalizar sus funciones y actualizarla cada dos años.

La Administración de la Empresa, en cumplimiento de las disposiciones emitidas por el señor Presidente de la República, en el Decreto Ejecutivo 1701 de 30 de abril de 2009, constituyó la nueva Comisión que se encargará de los procesos de Reclutamiento y Selección de Personal para la Empresa, integrada por: el señor Gerente, Director de Relaciones Industriales, Auditor Interno Jefe y por el Director del Área solicitante o por sus respectivos delegados. Igualmente, aprobó un nuevo Instructivo para el Reclutamiento y Selección de Personal, en concursos internos y externos, instrumento que ha permitido una adecuada calificación de los participantes.

Es necesario señalar el especial impulso y atención que, con el apoyo de la Gerencia, se ha continuado dando a los recursos humanos 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, cursos a los que asistieron un número significativo de trabajadores. Es importante destacar, la labor que ha continuado cumpliendo el Comité de Capacitación, Organismo que, con base al Reglamento correspondiente, ha planificado, organizado y coordinado la ejecución de los eventos, tratando de optimizar las actividades, programas y recursos que se invierten en capacitación, para disponer, en un futuro inmediato, de personal calificado y entrenado. En este campo y con la colaboración del Colegio de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos de Chimborazo, la Unidad de Seguridad Industrial de la Empresa, en los meses de marzo y abril de 2009, ha coordinado eventos de capacitación de personal que potencialmente pueden prestar sus servicios en la Empresa, en labores de carácter técnico.

Se ha continuado realizado una permanente e importante inversión económica en la adquisición de equipos y herramientas de seguridad industrial, acorde con el avance tecnológico, con el afán de precautelar la salud e integridad física de nuestros trabajadores.

La Empresa realizó una importante adquisición de nuevos vehículos: veinte (20) camionetas MAZDA BT 50, 4 X 4, doble cabina y dos (2) vehículos Chevrolet Grand Vitara, en el mes de diciembre de 2008; y, veinte y seis (26) camionetas MAZDA BT 50, 4 X 4, doble cabina y de cuatro (4) Chevrolet Grand Vitara, en diciembre de 2009 y enero de 2010. La renovación de un alto porcentaje del parque automotor de la Empresa, son acciones que, a no dudarlo, contribuirán a brindar mayor comodidad y



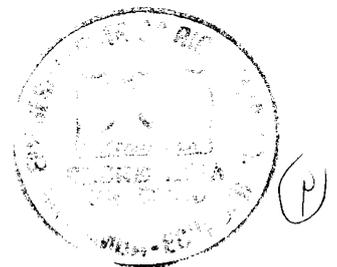


seguridad al personal y a bajar los costos de mantenimiento preventivo y correctivo y el consumo de combustibles del parque automotor de la Institución. Por otra parte se dio de baja e ingresaron a Bodega un total de once (11) vehículos, para su posterior remate.

En la Reforma Presupuestaria del año 2009, se crearon **43 nuevos puestos de trabajo y se cambió la denominación de cinco (5) puestos.** En consecuencia, **el número de puestos de trabajo que constan en el Distributivo de Sueldos, vigente al 31 de diciembre de 2009 son de 378 partidas presupuestarias.**

Durante el año 2009, se ha continuado con la política de llenar únicamente las vacantes indispensables y necesarias para la buena marcha institucional, con nuevos trabajadores permanentes. Lo indicado, se puede evidenciar con la siguiente información, de los diez últimos años:

- Número de trabajadores estables de la Empresa al 31 de diciembre de 2000: 273 trabajadores.
- Número de trabajadores estables de la Empresa al 31 de diciembre de 2001: 265 trabajadores.
- Número de trabajadores estables de la Empresa al 31 de diciembre de 2002: 258 trabajadores.
- Número de trabajadores estables de la Empresa al 31 de diciembre de 2003: 248 trabajadores.
- Número de trabajadores estables de la Empresa al 31 de diciembre de 2004: 247 trabajadores.
- Número de trabajadores estables de la Empresa al 31 de diciembre de 2005: 247 trabajadores.
- Número de trabajadores estables de la Empresa al 31 de diciembre de 2006: 238 trabajadores.
- Número de trabajadores estables de la Empresa al 31 de diciembre de 2007: 237 trabajadores.
- Número de trabajadores estables de la Empresa al 31 de diciembre de 2008: 203 trabajadores.



- Número de trabajadores estables de la Empresa al 31 de diciembre de 2009: 211 trabajadores.

Durante el año 2000, dejaron de pertenecer a la Empresa 9 trabajadores: 4 por jubilación, 4 por fallecimiento y 1 por renuncia voluntaria.

En el año 2001, salieron de la Empresa 11 trabajadores: 5 por jubilación, 5 por renuncia voluntaria y 1 por visto bueno concedido por la Autoridad del Trabajo, ha pedido de la Empresa. Ingresaron 3 trabajadores: 2 en la nueva Unidad de Medio Ambiente y 1 como Ingeniero de Mantenimiento en el Departamento de Generación.

En el año 2002, se retiraron de la Empresa 9 trabajadores: 2 por jubilación y 7 por renuncia voluntaria. Ingresaron 2 trabajadores: 1 como Auxiliar de Ingeniería Eléctrica en el Departamento de Subestaciones y 1 como Planificador Técnico en el Departamento de Planificación.

En el año 2003, dejaron de prestar servicios en la Empresa 11 trabajadores: 6 por jubilación, 4 por renuncia voluntaria y 1 por visto bueno. Ingresó un trabajador como Asistente del Departamento de Planificación.

En el año 2004, presentaron su renuncia, para acogerse a la jubilación, 5 trabajadores. Ingresaron 4 trabajadores para ocupar los cargos de: Ingeniero de Guardia de la Dirección de Operación y Mantenimiento, Ingeniero Eléctrico de la Dirección de Ingeniería y Construcción, Administrador de la Agencia Pallatanga y Electricista de la Agencia Cumandá.

En el año 2005, dejó de prestar servicios, para acogerse a la jubilación, 1 trabajador. Ingresó igualmente 1 trabajadora, para ocupar el cargo de Secretaria 1 del Departamento de Control de Pérdidas de la Dirección de Comercialización.

En el año 2006, salieron de la Empresa 10 trabajadores: 3 por renuncia voluntaria, 3 por jubilación, 2 por fallecimiento y 2 por visto bueno. Ingresó un trabajador como Electricista de la Agencia Chunchi.

En el año 2007, se retiraron de la Empresa 5 trabajadores: 3 por jubilación y 2 por fallecimiento. Ingresaron 4 trabajadores para ocupar los cargos de: Administrador 2 de Agencia, en Cumandá; Auxiliar 2 – Recaudador de Agencia, en Alausí; Operador de Central Eléctrica, en Nízag y Auxiliar 1 de Servicios de la Central Alao – Operación.

En el año 2008, terminaron su relación laboral con la Empresa 36 trabajadores: 34 por renuncia para acogerse a la jubilación y 2 por



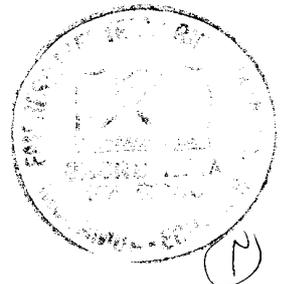


fallecimiento. Ingresaron 2 trabajadores para ocupar los cargos de: Asistente de Control de Pérdidas de Energía y Auxiliar 1 de Agencias (Bodeguero) de la Agencia Alausí.

En el año 2009, salieron de la Empresa 13 trabajadores: 12 por renuncia para acogerse a la jubilación y 1 por fallecimiento. Ingresaron 21 trabajadores para ocupar los cargos de: 7 Electricistas de Acometidas y Medidores; 1 Asistente de Planificación; 1 Planificador Técnico; 3 Operadores de Central Eléctrica (Nízag); 2 Auxiliares de Información; 1 Electricista de Agencia (Cumandá) y 6 Linieros 1 para la Dirección de Operación y Mantenimiento.

A continuación, en forma resumida y general, indico las principales actividades desarrolladas:

- Planificación, organización, coordinación y control de las actividades relacionadas con la administración de los recursos humanos, seguridad industrial, transportes y servicios generales.
- Dirección, coordinación y supervisión de las actividades y programas desarrollados por las diferentes Áreas que integran esta Dirección: Recursos Humanos, Servicios Generales, Transportes, Seguridad Industrial, Servicio Social, Servicio Médico y Odontológico, Fondos Rotativos y Comisariato.
- Administración del contrato colectivo de trabajo.
- Administración de los sistemas de clasificación, valoración y jerarquización de puestos del personal.
- Administración de las pólizas de seguros contratadas por la Empresa, en los ramos Vehículos y Fidelidad Colectiva.
- Se ha intervenido en las reuniones del Comité Obrero Patronal, Consejo Administrativo del Comisariato y Comité de Capacitación.
- **Asesoramiento a la Administración y a los señores trabajadores, en asuntos de carácter laboral y manejo de recursos humanos.**



- Se ha dado cumplimiento a las resoluciones y recomendaciones emitidas por los Organismos de cogestión administrativa, así como, en el ámbito que nos corresponde, con las resoluciones y recomendaciones adoptadas por la Junta General de Accionistas, Directorio y demás Organismos de Control, internos y externos.
- Coordinación con las demás Direcciones y Áreas de la Empresa, en actividades propias de la Institución.
- Se ha cumplido y se ha hecho cumplir las normas y disposiciones constantes en la Legislación Laboral y Social, Contrato Colectivo, Reglamento Interno y las demás establecidas y vigentes en la Empresa.

Las labores y actividades específicas, de mayor importancia, realizadas por cada una de las Áreas que integran esta Dirección, son las siguientes:

8.1 Jefatura de Recursos Humanos

- **BANCO DE DATOS DE RECURSOS HUMANOS:** Actualización permanente del Banco de Datos de Recursos Humanos. Al finalizar el año 2009 el Banco de Datos contiene más de 1.230 expedientes, clasificados de acuerdo a la formación académica y a la experiencia de los postulantes, lo que nos ha permitido contar con personal idóneo para satisfacer, oportunamente, los requerimientos de recursos humanos de las diferentes Direcciones y Áreas de la Empresa.
- **RECLUTAMIENTO, SELECCIÓN E INDUCCIÓN:** Se han administrado los procesos de reclutamiento y selección del personal eventual y ocasional, que requiere la Empresa, previa revisión y verificación de la autenticidad de títulos y certificados que garanticen la idoneidad del candidato, inducción del Departamento de Seguridad Industrial, e informes de las Áreas de Trabajo Social y Transportes, según el caso, exámenes médicos pre y post ocupacionales, presentación de la Declaración Patrimonial Juramentada, suscripción y legalización, ante la autoridad competente, del contrato de trabajo en la modalidad correspondiente, avisos de entrada y salida al IESS, desahucios, liquidación de haberes y evaluación del desempeño.

Durante el año 2009, se suscribieron, en total, trescientos diecinueve (319) contratos de trabajo, repartidos en las siguientes modalidades: doscientos cincuenta y cinco (255) eventuales y sesenta y cuatro (64) a plazo fijo, por un año. Además se suscribieron ciento dieciocho (118)





convenios de prácticas estudiantiles con varias Instituciones Educativas.

- **ADMINISTRACIÓN DE SALARIOS:** Nos hemos esforzado para que los señores trabajadores reciban oportunamente sus salarios, cuidando que los procesos de elaboración de roles de pago se desarrollen en forma adecuada, dentro de la normativa establecida en la contratación colectiva y demás leyes laborales y sociales, sustentados y respaldados con la documentación debidamente legalizada. Se procesaron roles de pago de: remuneraciones, vacaciones, décimo tercer sueldo, décimo cuarto sueldo, planillas de aportes, préstamos y fondos de reserva al IESS, actas de finiquito, planillas de pensiones jubilares y de pensiones alimenticias. Las responsabilidades legales de la EERSA con relación a las obligaciones patronales, fueron atendidas en forma oportuna, con los respaldos pertinentes.
- **REGISTRO Y CONTROL DE PERSONAL:** Hemos continuado con el control adecuado de la asistencia del personal a sus jornadas de trabajo, incrementando la instalación de relojes digitales en los principales centros y lugares de trabajo, lo que nos ha permitido disponer de información individualizada, veraz y oportuna, del comportamiento de nuestros trabajadores, para tomar las medidas correctivas que sean necesarias y agilizar los procesos para la elaboración de roles de pago.

Con esta información se procedió, en forma personalizada, a requerir la colaboración del personal que presentaba altos índices de inasistencia –atrasos, faltas, abandonos-, con resultados satisfactorios.
- **VACACIONES:** El régimen anual de vacaciones, con la colaboración de las diferentes Direcciones, es planificado oportunamente, para que no interfiera con el desarrollo normal de las actividades institucionales y es puesto en conocimiento de los señores trabajadores, con la debida anticipación.
- **PRESTACIONES:** Mantenemos una adecuada comunicación con funcionarios de las Entidades que tienen relación con la Empresa – Instituto Ecuatoriano de Seguridad Social, Inspectoría Provincial y Juzgados de Trabajo, Juzgados Civiles, de la Niñez y la Familia, entre otros, para proporcionar la información requerida y/o cancelar los valores que nuestra Empresa tiene la obligación de hacerlo, periódicamente, en cada caso, para que nuestros trabajadores tengan derecho a las prestaciones y beneficios correspondientes.



- **INFORMES:** Se proporcionó la información requerida por diferentes Entidades como el Fondo de Solidaridad, SENRES, Servicio de Rentas Internas, Actuaría Compañía Limitada, Organismos de Control, Direcciones de Área de la Empresa y por los señores trabajadores.

Nos hemos preocupado por implementar cambios en los procesos administrativos del Departamento de Recursos Humanos, para tornarlos más eficientes y oportunos, cuidando de mantener adecuadas relaciones obrero-patronales, con la observancia de las leyes, la contratación colectiva y las políticas y resoluciones adoptadas por los Organismos Directivos y de Control de la Empresa, la Gerencia y la Dirección de Relaciones Industriales.

Se encuentra en proceso de implementación un nuevo sistema integrado de Recursos Humanos, que nos permitirá un manejo adecuado de la información del talento humano, para la toma de decisiones.

8.2. Servicios Generales

La Jefatura de Servicios Generales, se ha encargado de administrar los contratos relacionados con el servicio de transporte del personal de la Empresa que deben movilizarse a los diferentes centros de trabajo, provisión de alimentos al personal de operadores de la Central Alao y Río Blanco y mantenimiento de canales, arrendamiento de locales en donde funcionan algunos centros de trabajo de la Empresa, prestación de servicios de vigilancia y seguridad, de publicidad con varios medios de comunicación; y, mantenimiento de máquinas, equipos de oficina y más funciones inherentes con su cargo.

8.3. Transportes

Esta Jefatura se encarga de administrar la póliza de seguros de vehículos, tramita, administra y liquida los fondos temporales para la reparación de vehículos accidentados, amparados por el Fondo de Auto Seguro, administra el Fondo Rotativo para el mantenimiento del parque automotor, solicitudes de despacho de combustibles, control y trámite de pago a la estación de servicio LUBRIGAS por la provisión de combustible por los vehículos de la Empresa; coordinación del mantenimiento de los vehículos con todas las Direcciones de la Empresa y demás funciones relacionadas con la Administración General de los Vehículos de la Empresa.

8.4. Seguridad Industrial

La Unidad de Seguridad Industrial viene desarrollando actividades para precautelar la seguridad en las diferentes actividades de riesgo que tiene el personal de la Empresa, especialmente de aquellos trabajadores del nivel





operativo, preocupándose que cumplan con las normas de seguridad industrial que para el objeto se han programado charlas en temas de seguridad ocupacional; se ha procedido a estructurar el Plan General de Seguridad y Salud Ocupacional, instrumento básico para la elaboración, ejecución y control de los programas de seguridad y salud, que han empezado a implementarse. Se han realizado visitas a todos los centros de trabajo para conocer las necesidades y solicitar la atención a todas las Direcciones. Se ha dialogado permanentemente con los trabajadores, en los centros de trabajo a fin de prevenir accidentes.

A continuación, en forma resumida y general, indico las principales actividades desarrolladas:

- Con el propósito de mantener un control estadístico se ha realizado una recopilación de información y análisis completo de los accidentes e incidentes ocurridos dentro del período comprendido 2005-2009, determinándose los accidentes registrados con bajas y sin bajas.
- Difusión y Aplicación del reglamento Interno de Seguridad Industrial y Salud de los Trabajadores.
- Difusión del Reglamento Interno de Trabajo de la EERSA.
- Difusión del Manual de Conducción Segura
- Diseño e implementación de Base de Datos Interna
- Elaboración de las Estadísticas de Accidentes e Incidentes
 - Índice de Frecuencia
 - índice de gravedad
 - Promedio de días perdidos
- Participación de todos los Miembros de la institución en la difusión del Reglamento de Seguridad, difusión de afiches, dotación de equipos e implementos de seguridad, etc.
- El Comité de Seguridad y Salud del Trabajo viene colaborando con el Departamento de Seguridad Industrial en el desarrollo de las actividades en beneficio de mejorar las condiciones de seguridad y salud de todos los frentes de trabajo.
- Identificación y evaluación de los riesgos
- Evaluación para el personal a contratarse como choferes y electricistas



- Capacitación al Personal
 - Curso Electricista Básico en Redes Eléctricas
 - Charlas de uso obligatorio de las "5 Reglas de Oro"
 - Programas de Promoción y difusión de la Seguridad Industrial y - Salud de los Trabajadores.

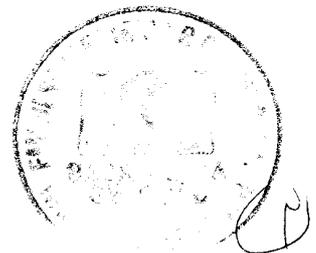
- Procesos Operativos Básicos.
 - Inspecciones a los sitios de trabajo
 - Inspecciones de Equipos e Implementos de protección personal y colectiva.
 - Programa de Inducción al personal nuevo de contrato
 - Programa de Inspección de Vehículos
 - Programa de Prevención de Incendios
 - Seguridad Física y Electrónica

8.5. Trabajo Social

Esta Unidad tiene como responsabilidad llegar con el servicio social a todos y cada uno de los empleados, trabajadores y sus familiares; se administra el Convenio entre SOLCA de Chimborazo y la Empresa Eléctrica Riobamba, para atención de exámenes de laboratorio y rayos X, a precios módicos, en beneficio de los señores trabajadores y de sus familiares; se planificó conjuntamente con el Dispensario Médico de la Empresa, el programa de control periódico del adulto, el mismo que se realizó del 23 de marzo al 12 de junio del 2009; coordinación con la Trabajadora Social de la Junta Calificadora de Incapacidades de la Provincia de Chimborazo, para que varios trabajadores obtuvieran su carné de discapacidad (CONADIS); administración de los contratos suscritos por la Empresa con varias Boticas, Farmacias de esta ciudad, para el suministro de medicamentos y especialidades farmacéuticas al personal de la EERSA y sus familiares, ha coordinado la participación de trabajadores de la Empresa en varios eventos de capacitación, ha realizado gestiones tendientes a la aplicación del Contrato Colectivo, así como gestiones relacionadas con el IESS y otros aspectos inherentes con la función que desempeña.

8.6. Actividades de Capacitación

La Administración de la Empresa tomando en consideración que la capacitación es de trascendental importancia para poder brindar una mejor atención a nuestros clientes ha adoptado una política agresiva de capacitación.





Por lo expuesto se ha coordinado la participación del personal de las diferentes áreas de la Empresa, en varios eventos de capacitación. Durante el año 2009 se ha programado Cursos, Seminarios y Conferencias entre los que podemos citar: Manejo a la Defensiva, Declaración de Impuesto a la Renta, Actualización Tributaria (SRI), Pérdidas desconocidas en inventarios, Motivación y atención al cliente, Compras Públicas (INCOP), Salud ocupacional, Prevención de Riesgos laborales y modificación de conductas inseguras, con un total de 789 participantes.

8.7. Servicio Médico

La Empresa ha dado estricto cumplimiento a lo establecido en el Contrato Colectivo vigente en el año 2009, como servicio médico y dental a los trabajadores, sus padres, cónyuge o conviviente e hijos, así como a los trabajadores jubilados de la Institución.

Para quienes requirieron atención médica emergente, fuera del horario normal de atención del dispensario médico, se concedió atención en los consultorios particulares de los médicos de la EERSA.

8.8. Fondos Rotativos

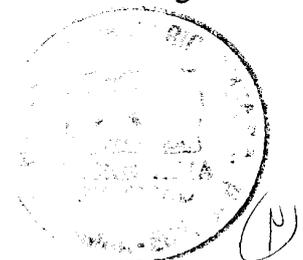
Tiene a su cargo el anticipo de sueldos al personal, así como también la actualización permanente de las tarjetas individuales de anticipos.

Esta Unidad se encarga del pago de Viáticos y Subsistencias al personal de la Empresa y Dietas a Miembros del Directorio y de la Junta General de Accionistas, maneja una caja chica para entrega de valores en efectivo para gastos menores y urgentes a las diferentes Áreas de la Empresa.

8.9. Comisariato

El Comisariato de la Empresa continuamente está empeñado en llegar a satisfacer los requerimientos de los artículos de primera necesidad, que demandan cada uno de los empleados y trabajadores de la Empresa, en las condiciones de calidad y economía que precautelen el bienestar familiar.

El Comisariato cuenta con un nuevo Sistema Contable alcanzando a cubrir varios requerimientos, incluidos los del Sistema de Rentas Internas. Esta nueva herramienta nos permite registrar, organizar y controlar los inventarios, proporcionándonos información actualizada del stock, después de cada transacción, sea de compra o venta, a la vez que se registra el respectivo asiento contable. La utilización del código



de barras, en la facturación, redujo notablemente el tiempo de respuesta y la posibilidad de errores; además, se realizan cierres diarios y mensuales en la compra y venta de los productos; contablemente, la generación automática de información, es beneficiosa. Los resultados alcanzados, con la implementación del nuevo sistema contable, con óptimos, completos y confiables.

IX. OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

9.1. Generación

El cubrimiento de la demanda de energía y potencia requerida por la Empresa Eléctrica Riobamba S.A., se lo realiza a través de la compra de energía en el Mercado Eléctrico Ecuatoriano y con la generación propia de sus Centrales Alao, Río Blanco, Nizag, y del grupo térmico General Motors.

En el siguiente cuadro se presenta un resumen de la generación de las Centrales de propiedad de la Empresa.

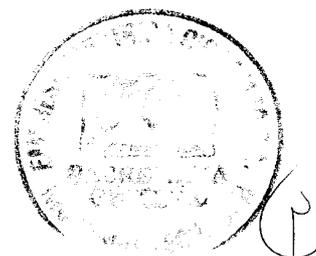
Generación bruta de las Centrales

CENTRAL	2008	2009	$\Delta(\%)$
Central Alao (kWh)	83,412,950	79,146,267	-5.12
Central Río Blanco (kWh)	7,955,291	16,231,968	104.04
Grupo Térmico General Motors (kWh)	355,706	2,793,403	685.31
Central Nizag (kWh)	323,580	904,530	179.54
Total (kWh)	92,047,527	99,076,168	7.64

Del análisis de los datos obtenidos se desprende:

La Central Alao disminuyó su producción con relación al año 2008, la razón básicamente está en la disponibilidad del recurso agua, el crudo estiaje que afecto al país también se refleja con la generación de esta central.

Con respecto a la Central Hidráulica Río Blanco se aprecia un incremento muy considerable de su producción a pesar del estiaje presentado, la explicación básicamente es porque en este año su operación fue continua, sin problemas de paralización, más que los necesarios por cuestión de mantenimiento, a diferencia del año 2008 que se realizó el cambio de bobinas del rotor del generador y la parada por casi dos meses por el deslave que se presentó en el canal de conducción de agua.





En el año 2009 la Central Nizag, incrementa su producción por cuanto se terminó los trabajos de montaje de equipos electromecánicos y se tuvo una mayor disponibilidad de tiempo de generación.

Con relación al Grupo Térmico General Motors se tiene un incremento sustancial en su producción, la razón es el severo estiaje que soportó el país que obligó a generar con los grupos térmicos; es importante señalar que el grupo de generación está sujeto al despacho por parte del CENACE.

En el siguiente cuadro se expresa el requerimiento de la Empresa en general como su cubrimiento.

Energía efectiva adquirida de EERSA al MEM			
DESCRIPCION	2008	2009	$\Delta(\%)$
Requerimiento (kWh)	221,729,707	257,910,615	16.32
Del SIN (kWh)	129,682,180	158,834,447	22.48
Generación Centrales Propias	92,047,527	99,076,168	7.64

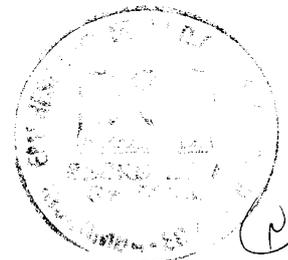
Del cuadro en mención se desprende que el requerimiento de energía de la EERSA se ha incrementado en 16.32% con relación al año 2008, se ha producido un aumento del 7.64% de energía generada por las Centrales de Generación, y el requerimiento de energía del Sistema Nacional Interconectado con relación al año 2008 aumentó en 22.8%.

De acuerdo a lo indicado, informo que durante el año 2009, la EERSA ha generado el 38.41 % del total de su requerimiento y ha adquirido el 61.59 % del Sistema Nacional Interconectado.

Para poder disponer de las Centrales en forma continua se requiere realizar mantenimientos preventivos y correctivos, los cuales se han ejecutado en base a la disponibilidad económica presupuestada y con ayuda del programa de mantenimiento SISMAC, en el informe de Generación se detalla las actividades programadas y las ejecutadas, como también la ejecución de los planes operativos del plan estratégico.

RELACIONES TECNICO ECONOMICAS CON EL CENACE

La Empresa viene cumpliendo, tanto en el aspecto técnico como económico con las obligaciones que exige el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), bajo las normativas vigentes para el Mercado Eléctrico Mayorista, de la misma manera la Empresa tiene firmado un Fideicomiso con Fondos Pichincha para el pago de la energía comprada en el mercado.



9.2 Subestaciones:

Las actividades de mantenimiento de las Subestaciones de la EERSA están encaminadas a mantener en estado operativo las diferentes subestaciones, a minimizar los impactos de cortes y salidas de operación de los diferentes alimentadores, por lo que se realiza mantenimiento, tanto de carácter preventivo, como de carácter correctivo, el mantenimiento preventivo mensual y anual se lo realiza con ayuda del programa SISMAC y la cámara de termografía que nos ayuda para la determinación de puntos calientes tanto en las barras de las diferentes subestaciones como en las salidas de los alimentadores.

Dentro del mantenimiento preventivo mensual, se tiene como actividades importantes las realizadas a cada uno de los equipos de las diferentes subestaciones, las inspecciones con la Cámara termográfica, y la limpieza de los patios de las subestaciones.

Las actividades de carácter o mantenimiento correctivo se lo realiza como amerite al momento de la ejecución, el detalle de las mismas se adjunto en el informe del área.

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

En la Subestación N° 2.

Instalación del relé Diferencial del transformador de potencia.

Recepción del transformador de potencia de 15 MVA con todos los accesorios y se superviso el montaje respectivo por parte de SIEMENS.

Recepción del nuevo Disyuntor de 69 KV, se realizó el montaje respectivo en la base.

Montaje de 5 nuevos seccionadores de 69 KV con mando Motorizado.

Construcción de nueva estructura metálica en las torres de 69 KV.

En la Subestación N° 3.

Montaje de 7 nuevos seccionadores de 69 KV con mando Motorizado.

En la Subestaciones N° 10

86 ↗





Instalación de un nuevo medidor digital en el alimentador principal, y conexión a la red de comunicaciones.

El personal de subestaciones también tiene como actividad la recuperación de equipos de media tensión, como es la reparación de interruptores utilizados para seccionamiento o para maniobras de conectar en paralelo alimentadores, la recalibración de las protecciones, mantenimiento de las Líneas de 69 KV.

Telecomunicaciones:

Esta área esta bajo la coordinación de Subestaciones y como actividades principales durante el año 2009 se ha tenido:

Mantenimiento de los radios de comunicación tanto portátiles, bases y los que se dispone en los vehículos.

Mantenimiento del sistema de enlaces de datos.

Mantenimiento del Sistema de Monitoreo de Nivel para la Bocatoma de Alao y el Tanque de Presión.

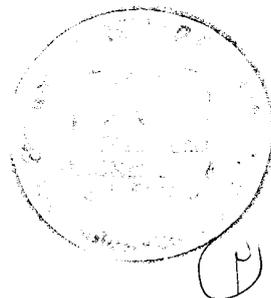
9.3 Unidad Medio Ambiente:

La Empresa Eléctrica Riobamba S. A., continúa manteniendo atención en la responsabilidad del manejo del Medio Ambiente, motivo por el cual a través de la Unidad de Medio Ambiente se realizan trabajos de desarrollo forestal comunal y agro ecología en el área de influencia de las micro cuencas de Alao, Río Blanco y Nizag, desarrollando actividades en las comunidades de las zonas.

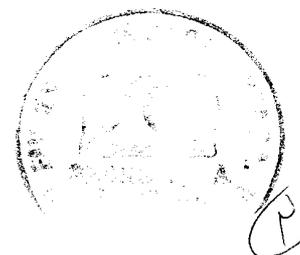
Sector de Alao

Se trabaja en las comunidades de Alao Llactapamba, Alao San Antonio, Alao Shullidis, Peltetec, Anguiñay, Puninhuayco, Playa Manglul, Pucará, los trabajos están dirigidos hacia la capacitación, producción de plantas, plantaciones, huertos Agroforestales y producción de abono orgánico, y cuidado de los páramos, el objetivo de estos trabajos esta dirigido hacia la conservación de recursos hídricos y especialmente inculcar actividades que eviten el continuar con la quema y explotación de pajonales, evitando el agresivo incremento de la frontera agrícola.

En el siguiente cuadro se resume estas actividades



ACTIVIDAD	AÑO 2008	AÑO 2009	OBSERVACIONES
Capacitaciones	8 charlas	8 charlas	Se mantuvo igual número de charlas técnicas en relación a lo ejecutado en el año anterior
Producción plantas	86.547 pl.	66.339 pl.	Se produjo el 23.35% menos de material vegetativo que el año anterior
Plantaciones	57.596 pl.	86.279 pl.	Se incremento en un 33.24% la implementación de las distintas plantaciones en relación al año anterior, esto es debido al mayor número de plantas que se produjeron en el año 2008
Huertos agroforestal	900 mt ²	0 mt ²	Se redujo en su totalidad esta actividad en vista de que no se conto con los insumos requeridos y los actores locales optaron por realizar mayor numero de plantaciones protectivas en hileras protectivas, cortinas rompe vientos, cercos vivos, etc.
Manejo de lombriceras	60 mt ²	78 mt ²	Se incremento en un 23% el manejo debido al mayor grado de capacitación que demostraron los actores locales y también al mayor número de lombriceras existentes
Implementación de lombriceras	18 mt ²	0 mt ²	Esta actividad no se la ejecuto en el año que se reporta debido a que todas las comunidades que están trabajando con la EERSA cuentan ya con esta infraestructura





Sector de Río Blanco

En el Sector Río Blanco se brinda el apoyo técnico y logístico, al Consorcio para el Manejo Integral de la Micro cuenca del Río Blanco, con la finalidad de proteger las vertientes y promulgar la forestación con especies nativas, a través del convenio suscrito entre las partes.

En el área de Nizag se ha coordinado actividades y reuniones con los integrantes de esta comunidad, a fin de difundir los programas que posee la Empresa para el cumplimiento de lo establecido en la sentencia de agua.

Coordinación y supervisión para la toma de muestras de niveles de contaminación de agua y suelo, niveles de ruido ambiente así como de caudales en las instalaciones pertenecientes a la central de Río Blanco, esta actividad se la ejecuto como requerimiento a la Auditoria Ambiental Externa del año 2008.

Sector de Nizag

Análisis e informe sobre la presentación de ofertas en relación a la contratación del Estudio de factibilidad que permita dotar de riego presurizado a 104.87 hectáreas pertenecientes a la comunidad de Nizag, de acuerdo a lo que establece la sentencia de aguas emitida.

Elaboración y análisis conjuntamente con el personal técnico de la Escuela de Ingeniería Civil de la UNACH del contrato para la realización del Estudio para la Implementación de un Sistema de Riego presurizado a 104.87 hectáreas pertenecientes a la comunidad de Nizag.

Elaboración y análisis del proceso de contratación pública que permita elevar a Contratanet el Estudio para la Implementación de un Sistema de Riego presurizado a 104.87 hectáreas pertenecientes a la comunidad de Nizag.

Entre otras actividades, dentro del programa de manejos de aceites aislantes, se ha coordinado y ejecutado el análisis, etiquetación e identificación a los transformadores de distribución de la Empresa y que corresponden a los alimentadores de las subestación 3, en un número de 1245.

9.4 Distribución:

La principal actividad del área de Distribución es velar por la normal operación del sistema de distribución de energía a los usuarios de la



EERSA, por lo tanto dicha actividad está orientada mantener la continuidad, confiabilidad y calidad del servicio de energía eléctrica a través de labores como:

Recepción y ejecución de reclamos presentados por los Clientes, mediante una base de datos que ha permitido, mejorar la atención, disminuir los tiempos de respuesta, mejorar el control y optimizar los recursos.

Limpieza de vía de líneas primarias y redes secundarias de distribución de energía eléctrica.

Revisión de líneas y mantenimiento preventivo de redes secundarias y líneas primarias (protección, cruces, puentes, aisladores, crucetas, postes, tensores, herrajes, etc.).

Mantenimiento preventivo y correctivo de centros de transformación.

Mantenimiento correctivo de redes secundarias y líneas primarias (protección, cruces, puentes, aisladores, crucetas, postes, tensores, herrajes, daños causados por agentes externos, etc.).

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 y 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), mejoramiento del servicio de alumbrado público mediante el cambio del tipo de luminarias de mercurio a luminarias de sodio.

Cambio de transformadores de distribución dañados, quemados y sobrecargados.

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, etc.

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

Recuperación de transformadores de distribución monofásicos y trifásicos retirados del sistema por daño, diagnóstico del estado, reparación y pruebas que permitan comprobar la reparación.





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.

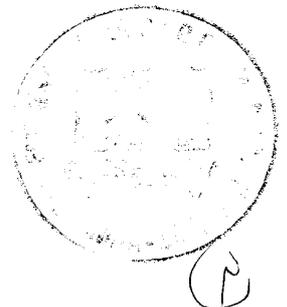
Planificación –coordinación - análisis – control - reporte de las labores de mantenimiento para uso interno (DOM / Planificación) y CONELEC.

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

X. DIRECCION DE INGENIERIA Y CONSTRUCCION

La Dirección de Ingeniería y Construcción a través de sus Departamentos y Secciones, durante el año 2009 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:

- Elaboración de los documentos precontractuales del Concurso de Ofertas para el diseño, fabricación y suministro de los equipos para modernizar la subestación de la central Alao, el proceso a finales del 2008 se encontraba en la etapa de análisis de las Ofertas; fue declarado desierto por la Junta De Accionistas.
- Administración del contrato con FEM para el diseño, fabricación y suministro de torres de acero galvanizado para la línea de subtransmisión a 69 kV. Alao-Guamote.
- Terminación del montaje, Pruebas y puesta en operación de los equipos electromecánicos para la repotenciación de la central hidroeléctrica Nizag.
- Montaje equipos y puesta en operación línea a 69 KV Alausí-Multitud y la subestación Multitud.
- Cambio de redes calle Guayaquil, en el sector comprendido entre las calles Larrea y Carabobo.



- Análisis de ofertas e informes para la adquisición de equipos y materiales necesarios para las obras de distribución.
- Construcción de las obras de distribución del Programa FERUM AMPLIATORIO 2008; programa cuyo resumen es el siguiente:

**RESUMEN VALORES PROYECTO
FERUM 2008**

		Costo (US \$)	Asignado (US \$)	Materiales (US \$)
Número proyectos FERUM inicial	20	911.608,18	730.962,00	
Número Proyectos FERUM AMPLIATORIO	117	5.004.069	4.444.535	
Totales	137	5.915.677	5.175.497	3.622.848
Línea Alao-Guamote	1	1.115.576	1.004.018	718.950
Proyectos contratados	11	430.887	375.878	
Alimentador Riobamba-San Andrés- Llíó	1	270.193	270.193	
Totales sin Alao-Guamote		4.800.101	4.171.479	
Proyectos que no se ejecutarían	7	113.987	104.294	2,0%
Avance sin Alao-Guamote			97%	
Avance sin Alao-Guamote y Rbba.-San Andrés			91,02%	
				4.341.798

- Elaboración de los estudios y presentación al CONELEC de los proyectos para el programa FERUM 2010
- Por administración directa se han construido 45,69 km de líneas de media tensión; 31,51 km de redes de baja tensión; instalación de 695 luminarias de sodio de 100 W., 26 luminarias de sodio de 150 W. , 24 luminarias de sodio 250 W lo que representa una potencia total de 74,4 kW; instalación de 98 transformadores de distribución con una potencia total de 1.382,5 kVA, los detalles constan en los anexos respectivos.
- Por contrato de servicios técnicos especializados, se construyeron 64.3 km de líneas de media tensión; 52,2 km de redes de baja tensión; instalación de transformadores de distribución con una potencia total de 1.760 kVA. También se realizó el armado de las torres y el tendido de conductores de





la línea de subtransmisión a 69 kV Alausí-Multitud, 23,4 km; los detalles constan en los anexos respectivos.

- En resumen se construyeron 109.99 km de líneas de media tensión; 83,71 km de redes de baja tensión; se instalaron 695 luminarias de sodio de 100 W., 26 luminarias de sodio de 150 W., 24 luminarias de sodio 250 W y la instalación de 3.142,5 kVA en transformadores de distribución. Esto representa un incremento en longitud total de líneas y redes con relación al año 2008 del 27,3%

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

10.1 Sección Obras Civiles

Se construyeron 430 postes de hormigón de 11 metros, 600 de 9 metros, y 5.239 bloques de anclaje; mantenimiento de los sistemas de conducción de las centrales Alao, Río Blanco y Nizag. Construcción de las obras civiles para las subestaciones Alausí y Multitud; terminación del desarenador de la bocatoma de la central Nizag; y, para la línea de subtransmisión a 69 kV Alausí-Multitud. Los detalles constan en el anexo correspondiente.

10.2 Departamento de Fiscalización

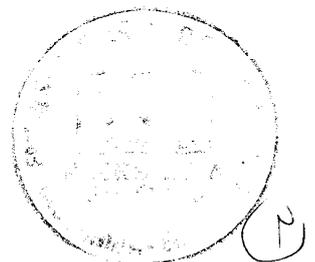
Se han fiscalizado e inventariado 176 obras realizadas ya sea por contrato; administración directa; o, por particulares, con un total de 2331 postes inventariados.

De las 205 Órdenes de Trabajo abiertas durante el año 2.009 y que corresponden a distribución, se han inventariado y liquidado 133; las restantes se encuentran en proceso de construcción o liquidación.

Elaboración de informes de avance del programa FERUM 2008 AMPLIATORIO.

Por contrato de servicios técnicos especializados, se construyeron 45,69 km de líneas de media tensión; 64,3 km de redes de baja tensión; instalación de transformadores de distribución con una potencia total de 1.760 kVA los detalles constan en los anexos respectivos.

Participación en representación de la Gerencia de la EERSA en la administración de los contratos de compras corporativas para el programa FERUM AMPLIATORIO 2.008



10.3 Departamento de Construcciones Eléctricas

Durante el año 2.009 se construyeron 45,69 km de líneas de media tensión; 64,3 km de redes de baja tensión; instalación de 695 luminarias de sodio de 100 W., 26 luminarias de sodio de 150 W. , 24 luminarias de sodio 250 W lo que representa una potencia total de 74,4 kW; instalación de 98 transformadores de distribución con una potencia total de 1.382,5 kVA, los detalles constan en el anexo respectivo.

10.4 Departamento de Ingeniería y Diseño

Se han realizado 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 en general en un total de 358 con un total de 68,34 km de líneas de media tensión y 172,89 km de redes de baja tensión); se revisaron y aprobaron 204 diseños presentados por particulares. Inspecciones para certificados de factibilidad de servicio en un número de 367.

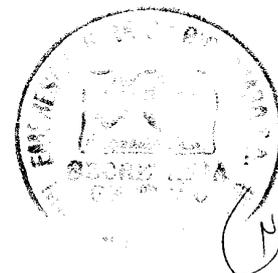
Elaboración de los proyectos FERUM 2.010 para presentar al CONELEC.

COMPARACION CON EL AÑO 2008

A continuación se realiza una comparación con respecto a las cantidades de obra y actividades realizadas en el año 2009 con respecto a las del año 2008.

Con fines comparativos a continuación se presenta un conjunto de cuadros con cantidades de obra o actividades ejecutadas en los años 2009 y 2008.

DESCRIPCION	NUMERO DE ORDENES DE TRABAJO 2008	NUMERO DE ORDENES DE TRABAJO 2009	RELACION 2009/2008
Dirección de Ingeniería y Construcción	198	205	1,04
Dirección de Operación y Mantenimiento	34	6	0,18
Dirección de Comercialización	4	4	1,0
Área de Obras Civiles	13	18	1,38
Área de Planificación	-	-	-
Orden de trabajo que no se	-	-	-





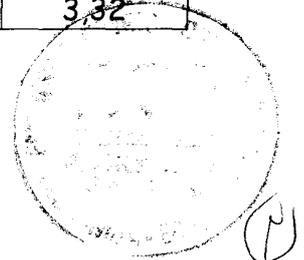
ejecutó			
Ordenes de Trabajo anuladas	-	1	-
TOTAL VALIDAS	249	234	

SECCION OBRAS CIVILES

DESCRIPCION	2008	2009	2009/2008
Poste hormigón 11 m	627	430	0,69
Poste hormigón 9 m.	600	600	1,0
Bloque de anclaje	1.629	5.239	3,22

DEPARTAMENTO DE FISCALIZACION

DESCRIPCION	AÑO 2008	AÑO 2009	2009/2008
NUMERO DE OBRAS FISCALIZADAS	300	176	0,59
Obras por contrato fiscalizadas	6	49	8,17
Obras por administración directa fiscalizadas	199	84	0,42
Obras realizadas por particulares fiscalizadas	95	43	0,45
NUMERO TOTAL DE POSTES INVENTARIADOS	1.930	2.331	1.21
Postes en Obras por contrato fiscalizadas	378	1.409	-
Postes en Obras por administración directa fiscalizadas	1.223	649	0,53
Postes en Obras realizadas por particulares fiscalizadas	329	273	0,83
Km. DE LINEA INSTALADOS	155,17	184,41	1,19
<i>Obras por contrato fiscalizadas</i>	<i>48,57</i>	<i>116,48</i>	<i>2,40</i>
Km. de líneas de Media Tensión	19,34	64,28	3,32



Km. de líneas de Baja Tensión	29,23	52,2	1,79
Obras por administración directa fiscalizadas	80,35	48,48	0,60
Km. de líneas de Media Tensión	24,63	33,13	1,35
Km. de líneas de Baja Tensión	55,72	15,35	0,28
Obras por particulares fiscalizadas	26,25	19,45	0,75
Km. de líneas de Media Tensión	21,06	16,45	0,78
Km. de líneas de Baja Tensión	5,20	3,00	0,58
Total Km. Líneas de Media Tensión	65,03	113,86	1,75
Total Km. Líneas de Baja Tensión	90,15	70,55	0,78
POTENCIA INSTALADA EN LAS OBRAS FISCALIZADAS (KVA)	4.712,5	4.240	0,90
Obras por contrato fiscalizadas	265	1.760	6,64
Obras por administración directa fiscalizadas	1.607,5	747,50	0,47
Obras realizadas por particulares fiscalizadas	2.840	1.732,50	0,61
Total Potencia Monofásica Instalada (kVA)	2.882,5	3.135	1,09
Total Potencia Trifásica Instalada (kVA)	1.830	1.105	0,60
LUMINARIAS TOTALES INSTALADAS	1.071	645	0,60
Obras por contrato fiscalizadas	164	0	-
Obras por administración directa fiscalizadas	714	527	0,74
Obras realizadas por particulares fiscalizadas	193	118	0,61
POTENCIA INSTALADA EN LUMINARIAS (KW)	113,40	75,55	0,67
Obras por contrato fiscalizadas	16,7	0	0,00
Obras por administración directa fiscalizadas	76,85	56,95	0,74
Obras realizadas por particulares fiscalizadas	19,85	18,60	0,94





DEPARTAMENTO DE CONSTRUCCIONES ELECTRICAS

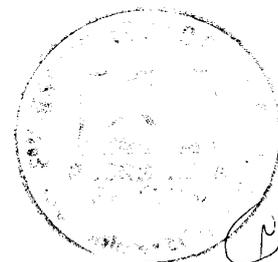
DESCRIPCION	2008	2009	2009/2008
Líneas media tensión (KM)	37,43	45,69	1,22
Líneas de baja tensión (KM)	66,28	64,3	0,97
Luminarias 100 W	667	695	1,04
Luminarias 150 W	53	26	0,49
Luminarias 250 W	17	24	1,41
Luminarias de 70 W	38	30	0,79
Usuarios	959	445	0,46
KVA Instalados	1.625	1.382,5	0,85

DEPARTAMENTO DE INGENIERIA Y DISEÑO

DESCRIPCION	2008	2009	2009/2008
Diseños Comunidades, Barrios,	402 con 86,33 km líneas de media tensión y 106,06 km de redes de baja tensión	358 con 68,34 km de líneas de media tensión y 172,89 km de redes de baja tensión.	1,25
Beneficiarios	1.552	n/d	n/d
Revisión proyectos	193	204	1,06
Inspecciones varias, factibilidades.	173	367	2,12

XI. CONCLUSIONES

Para el ejercicio económico 2009, se continua con resultados positivos en la gestión con una Utilidad antes de impuestos de UDS. 109.216,25 manteniendo esta rentabilidad conforme el año 2006, 2007 y 2008, enmarcado dentro de un manejo y una gestión de control del gasto y adicionalmente se mantienen registros referentes al valor de la jubilación patronal que en ley corresponde, así como, contingencias sobre actas de determinación del Servicio de Rentas Internas que ante el nuevo Marco Jurídico de empresas Públicas existen cambios especiales. Cabe anotar que por concepto de Déficit Tarifario existe un saldo a Favor superior a USD 4'000.000,00 que se sumarian directamente a los ingresos de la Empresa y



de haber sido entregado la Utilidad del ejercicio 2009 superaría los cuatro millones de dólares.

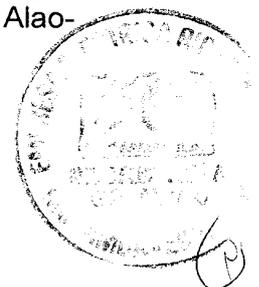
En el año 2009 se observa que la estructura de los ingresos operacionales, tienen una relación similar con el año anterior, con una mayor preponderancia de los ingresos por venta de energía que representa el 96.22% para el año 2008 y el 96.71% a diciembre del 2009, en relación a los ingresos operacionales de cada año. Cabe indicar que al no encontrarse aún escindida la EERSA, dentro de este rubro se encuentra incluida la venta de energía por generación propia que corresponde a un valor de USD. 3.394.798,45 por tanto si descontamos este valor obtendremos un ingreso neto por venta de energía de USD. 20'048.998,56. Si comparamos este valor con el total de kilowatios (220.074 MWh) vendidos y facturados a usuario final en el año 2009, obtenemos un precio medio de venta de USD. 0,091 por kwh.

Los gastos de operación del período económico 2009, tienen un incremento del 7,46%, con respecto a los gastos de operación del año 2008. De igual forma, si consideramos los gastos totales del período, determinamos un incremento del 8,04%, con relación al año 2008, lo que principalmente es debido a la compra de energía requerida por el ingreso de la Cemento Chimborazo y Ecuaceramica como consumidores regulados.

De acuerdo al Mandato No. 15, la EERSA así como las Empresas Eléctricas Quito, Centro Sur, Ambato, y otras de la Sierra, fueron excluidas del proceso de Unificación de Empresas, en virtud de los indicadores de Gestión y hasta que se expida el nuevo Marco Normativo del Sector Eléctrico; Adicionalmente entro en vigencia en el último trimestre del año la Ley de Empresas Públicas que han determinado aspectos importantes que han requerido cambios en el funcionamiento Institucional que paulatinamente se han acoplado.

Dentro de los cambios importantes en el trabajo administrativo de la Institución es la aplicación del nuevo marco legal para los procesos de adquisiciones de Consultoría, Obras Bienes y Servicios, bajo la Ley de Contratación Pública, antelo cual la empresa ha venido aplicando y cumpliendo lo que establece este nuevo modelo.

En la etapa de 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 para atender pedidos para alumbrado público; es de indicar que el Programa FERUM Inicial, en la Provincia de Chimborazo se ejecutó hasta la presente fecha el 80% del programa FERUM Ampliatorio 2008, que sumado al proyecto de la Construcción de la línea de Subtransmisión Alao-





Guamote con un plazo de ejecución propuesto para 2 años, se complementa el 100% de la propuesta integral FERUM. Cabe acotar que el del programa FERUM 2009 no se concretó el financiamiento por parte del Estado y todos los proyectos se unificaron para presentación del año 2010, es decir que FERUM 2010 contempla proyectos 2009 y 2010 y la Empresa ha efectuado los trámites correspondientes para la ejecución del programa establecido, como son tramites de adquisición de materiales y contratación de mano de obra.

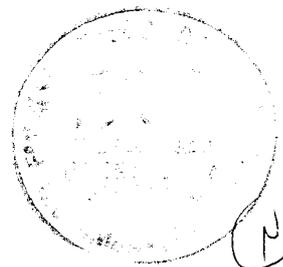
Otro aspecto de considerar es la ejecución de proyectos que cada Municipio Accionista ha planteado para la ejecución y que han sido financiados principalmente con las Utilidades de ejercicios anteriores y que con los proyectos planteados por cada Municipio, se irán ejecutando de acuerdo a los requerimientos.

En el tema de Generación para el año 2009 entro en operación la central Nizag, con el proyecto de la Repotenciación de la misma, proyecto que estuvo concebido su ejecución en aproximadamente 2 años y que forma parte la los objetivos e inversiones importantes de las EERSA.

De igual forma en el campo de Subtransmisión, se concluyo con la construcción de la línea Alausi – Multitud, obra de gran importancia para el mejoramiento de las condiciones de entrega del suministro de energía eléctrica y que su inversión es de alrededor de un millón y medio de dólares con un tiempo de ejecución de 2 años considerado desde su inicio hasta la puesta en operación.

Es necesario recalcar que las empresas distribuidoras a nivel nacional manejan un precio de venta al usuario final congelado, que no está en relación con los precios y variabilidad de precios de compra venta de energía en el MEM.

De acuerdo al Balance de Energía entregado por la Dirección Comercial, en el período 2009 se obtiene el 14.61% de Pérdidas de energía eléctrica, con respecto a la energía disponible del sistema, que comparado con el porcentaje obtenido en el año 2007 que fue de 14.85%, se obtiene una disminución de 0.24 puntos. Cabe indicar que en este porcentaje se encuentran incluidas las pérdidas técnicas con el 9.51% y las no técnicas con el 5.10%.



Es preciso resaltar la importancia y trascendencia de la revisión del Contrato Colectivo por parte del Ministerio de Relaciones Laborales, así como la aplicación del decreto ejecutivo 1701 que han incidido directamente en el costo de la Mano de Obra por el tema de unificación salarial .

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.

Para complementar el mejoramiento del parque automotor de la EERSA, se ha realizado una importante inversión económica en la adquisición de 26 camionetas MAZDA BT 50, 4 X 4, doble cabina y de cuatro vehículos Chevrolet Grand Vitara, para renovar el parque automotor; son acciones que, contribuyen a bajar los costos de mantenimiento preventivo y correctivo y el consumo de combustibles del parque automotor de la Institución y como complemento final para el 2010 se tiene previsto la adquisición de carros especiales, como son carros canasta, gruas y carros para mantenimiento en Distribución con lo que se tendrá un parque automotor totalmente renovado.

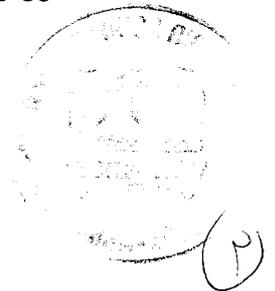
XII. RECOMENDACIONES

12.1.1. 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. 882.349,64 afectando dicha cantidad a la cuenta de gastos, conforme el siguiente detalle:

501.11	GENERACIÓN HIDRÁULICA	USD	85.378,48
501.31	GENERACIÓN TÉRMICA	USD	11.519,01
501.66	SUBTRANSMISIÓN	USD	58.962,78
501.77	DISTRIBUCIÓN	USD	309.926,08
501.91	COMERCIALIZACIÓN	USD	150.626,12
501.94	ADMINISTRACIÓN	USD	265.937,17
	TOTAL PROVISION PARA		
	JUBILACION PATRONAL	USD.	882.349,64

12.1.2. El ejercicio económico del año 2009 arroja una Utilidad de USD. 109.216,25, la misma que de acuerdo a las disposiciones legales es





necesario proceder a su distribución, a través de la conciliación tributaria, llegando a determinar la distribución de utilidades conforme el siguiente detalle:

CONCILIACIÓN TRIBUTARIA

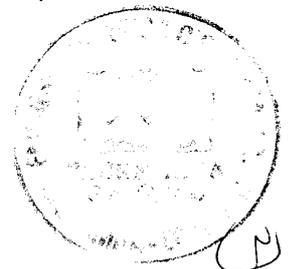
UTILIDAD DEL EJERCICIO	USD.	109.216,25
- 15% TRABAJADORES		
+ GASTOS NO DEDUCIBLES	USD.	637.610,76
- DEDUCCION POR PAGO A TRABAJADORES CON DISCAPACIDAD	USD.	231.906,33
UTILIDAD GRAVABLE	USD	514.920,68
	BASE	IMPUESTO
REINVERSION 15%	--	---
BASE NO SUJETA A REINVERSION (25%)	514.920,68	128.730,17
UTILIDAD DEL EJERCICIO	USD.	109.216,25
- 15% IMPUESTO A LA RENTA CAPITALIZACION		
- 25% IMPUESTO A LA RENTA (BASE REINVERSIÓN)		128.730,17
= UTILIDAD ANTES DE RESERVA LEGAL	USD.	-----
- 10% RESERVA LEGAL		
UTILIDAD A FAVOR DE ACCIONISTAS PARA REINVERTIR	USD.	-----

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.

En razón de que la Empresa en base a la conciliación tributaria que antecede, no arroja utilidades debido a que el impuesto causado es de USD 128.730,17 y las utilidades del ejercicio ascienden a USD 109.216,25, no se puede realizar la provisión para reserva legal ni repartir dividendos, así como tampoco se puede capitalizar valor alguno.

12.1.3

Durante el año 2009, 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 Mandatos Constituyentes, inclusión en el marco legal de Contratación pública, definiciones sobre revisión del Contrato Colectivo por parte del Ministerio del Ramo, 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.

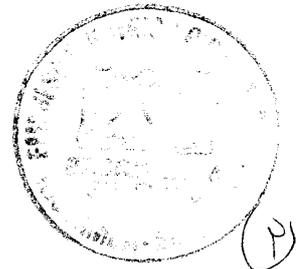
12.1.4 A partir del mes de Julio del 2008 se produjo la reducción de las tarifas a nivel de usuario final, bajo la condición de que las inversiones que eran parte de la tarifa a usuario final, del presupuesto inicial planteado para inversiones superior a seis millones de dólares, El Estado ha entregado un millón sesenta mil, sin embargo se han ejecutado más de cinco millones de dólares con recursos adicionales propios de la EERSA, producto de aportaciones directas de la EERSA y financiamientos mediante Utilidades. De mantenerse la no asignación de lo presupuestado, a la Administración limitará la ejecución de los programas de Inversiones, sin embargo de aquello se vienen cumpliendo con la programación de las obras planificadas para el año 2009 y se deberá tomar en consideración este tema para el normal desenvolvimiento de las Actividades de la EERSA.

12.1.5 Para mantener los resultados económicos financieros 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 que permitan mantener en el tiempo estos resultados positivos en función del plan estratégico y los planes operativos anuales y sobre manera el reconocimiento del déficit tarifario que es de obligación su reconocimiento por parte del Estado.

12.1.6 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 2009, ha sido preparado en base a los Informes emitidos por las diferentes Direcciones de la Empresa, quienes han apoyado para el desarrollo de la gestión presentada y en este punto quiero 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 2009.

De los señores Accionistas y Directores, me suscribo,

Muy atentamente,


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

JRP/nmdec.
19-05-10

 CERTIFICO: QUE EL DOCUMENTO
QUE ANTECEDE ES UNA COPIA DEL ORIGINAL
QUE REPOSA EN EL ARCHIVO GENERAL DE LA
EMPRESA



 EMPRESA ELECTRICA RIOBAMBA S.A.


Nancy M. Carrera O.
SECRETARIA GENERAL


31 MAY 2010

Ing. Carmen Palacios
ESPE

