



**INFORME ADMINISTRATIVO
DE GERENCIA
EJERCICIO ECONÓMICO
AÑO 2015**



LA EMPRESA

I. Introducción

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 2015.

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 presente documento 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

Una vez que se han revisado 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 en la planificación estratégica la misma que se ha actualizado para el periodo 2014 - 2018, y que es una herramienta importante y que permite tener objetivos claros para la Institución.

Dentro del aspecto técnico, se puede mencionar que se han cumplido con los programas y proyectos planteados tanto Institucionalmente como los apoyados por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.

III. Aspectos Generales

3.1. Constitución de la Empresa

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

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

3.2. Objeto Social

El Objeto es la Generación, Transmisión y Distribución de energía eléctrica, en la circunscripción territorial de la Provincia de Chimborazo, 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.

3.3. Integración Actual de los Organismos Superiores de la Compañía

3.3.1. Junta General de Accionistas

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



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

3.3.2. DIRECTORIO.

**DETALLE DE MIEMBROS DE DIRECTORIO DE LA EERSA
PERIODO: DESDE 2015 HASTA LA ACTUALIDAD**

NOMBRES	ACCIONISTA REPRESENTADO	PERIODO		N° DE RESOLUCIÓN DE JUNTA DE ACCIONISTAS
		DESDE	HASTA	
REPRESENTANTES DEL MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE PRINCIPALES				
ING. JORGE VERGARA RIOFRÍO	MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE	24/06/2014	29/09/2015	Resolución N° 13-JUA-2014
ING. RAMIRO DÍAZ CASTRO	MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE	24/06/2014	ACTUALIDAD	Resolución N° 13-JUA-2014
DR. RODRIGO SALAS PONCE	MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE	24/06/2014	29/09/2015	Resolución N° 13-JUA-2014
ING. JORGE PEÑAHERRERA SÁNCHEZ	MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE	29/09/2015	ACTUALIDAD	Resolución N° 10-JUA-2015
ING. JORGE YÉPEZ LUCERO	MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE	29/09/2015	ACTUALIDAD	Resolución N° 10-JUA-2016
SUPLENTE				
ING. LUIS CASTELO LEÓN	MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE	24/06/2014	29/09/2015	Resolución N° 13-JUA-2014
ING. JORGE PEÑAHERRERA SÁNCHEZ	MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE	24/06/2014	29/09/2015	Resolución N° 13-JUA-2014

**INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONÓMICO 2015**



Durante el año 2015 la EERSA recibió en calidad de Aportes para Futura Capitalización valores por USD. 6.235.781,25. De estos recursos USD. 326.141,21 se utilizaron para realizar obras eléctricas de distribución y alumbrado público en los cantones: Guano, Guamote, Alausí y Chambo.

El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable entregó fondos por USD. 5.909.640,04 para financiar los siguientes proyectos.

INVERSIONES MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE

PROGRAMA	ASIGNACION 2015 USD.
PLAN DE REDUCCIÓN DE PERDIDAS (PLAN REP)	139.148.88
PLAN REFORZAMIENTO SISTEMA NACIONAL DE DISTRIBUCIÓN (PMD RSND BID)	2.353.552.11
PROGRAMA ECUADOR CAMBIA - COCCIÓN EFICIENTE (PMD PEC)	542.256.61
PLAN REFORZAMIENTO CORPORACION ANDINA DE FOMENTO (PMD RSND CAF)	2.837.279.79
FERUM BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO BID II	37.402.65
TOTAL	5,909,640.04

Fuente: Contabilidad EERSA

El Gobierno busca generar más riqueza, lograr un desarrollo más sostenible e impulsar actividades ligadas al talento humano, a la tecnología y el conocimiento, a través del cambio de la matriz productiva.

En ese marco también impulsa la transformación de la matriz energética para pasar de una energía cara y contaminante, basada en hidrocarburos (centrales térmicas), a una más barata y limpia como la generada por nuevas hidroeléctricas que están en construcción y que empezarán a operar en 2016.

En el año 2015 entró en vigencia la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica publicada en el RO 418 del 16 de enero de 2015 tercer suplemento donde, en la Disposición Transitoria décima segunda señala: *"Empresas incluidas en el régimen previsto en el Mandato Constituyente No. 15.- Para el caso de las empresas citadas en el Mandato Constituyente No. 15, en la Disposición Transitoria Tercera, primer inciso, y en la Disposición Transitoria Segunda numeral 2.2.1.5 de la Ley Orgánica de Empresas Públicas, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, en el plazo de trescientos sesenta días (360) días, contado a partir de la expedición de la presente ley, llevará a cabo todas las acciones que sean necesarias, a efectos de que las mismas se estructuren como empresas públicas, para lo cual, consolidará a su favor el paquete accionario. Una vez consolidada la totalidad del paquete accionario a favor del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, estas empresas se disolverán sin liquidación y se transformarán en empresas públicas"*.

A pesar de haber transcurrido los 360 días la constitución societaria de la Empresa es la misma porque no se han cumplido con los trámites establecidos en el séptimo párrafo de la Transitoria Décimo Segunda de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica.

4.2. Análisis de la Situación Financiera

Los Estados Financieros del año 2015 se convirtieron a las cuentas descritas en el Manual de Contabilidad para las Empresas de Distribución Eléctrica y Otros Servicios (MACEDEL), por lo que el análisis comparativo se realiza considerando está nueva estructura.

**INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONÓMICO 2015**



EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A.
ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA COMPARATIVO
Al 31 de diciembre de

CUENTA	NOMBRE	2014	2015	VARIACION	% Variación 2014-2015
1	ACTIVOS	122,046,889.53	128,337,042.62	6,290,153.09	5.15
1.1	ACTIVOS CORRIENTES	32,177,343.16	26,205,385.65	-5,971,957.51	-18.56
1.1.1	EFFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFFECTIVO	8,467,031.35	4,166,526.77	-4,300,504.58	-50.79
1.1.2	ACTIVOS FINANCIEROS	12,387,056.60	11,428,319.75	-958,737.05	-7.74
1.1.3	INVENTARIOS	10,579,672.26	9,990,247.91	-589,424.35	-5.57
1.1.4	GASTOS PAGADOS POR ANTICIPADO	12,100.08	121,204.94	109,104.86	901.69
1.1.5	ACTIVOS POR IMPUESTOS CORRIENTES	127,634.07	128,299.09	665.02	0.52
1.1.7	OTROS ACTIVOS CORRIENTES	603,848.60	370,787.19	-233,061.41	-38.6
1.2	ACTIVOS NO CORRIENTES	89,869,546.37	102,131,656.97	12,262,110.60	13.64
1.2.1	PROPIEDAD PLANTA Y EQUIPO	84,140,849.48	95,413,708.63	11,272,859.15	13.4
1.2.2	PROPIEDADES DE INVERSIÓN	111,738.35	111,738.35	0.00	0
1.2.5	ACTIVOS FINANCIEROS NO CORRIENTES	5,616,958.54	6,606,209.99	989,251.45	17.61
2	PASIVO	27,533,045.56	27,453,974.53	-79,071.03	-0.29
2.1	PASIVO CORRIENTE	11,934,767.69	12,077,547.57	142,779.88	1.2
2.1.1	DOCUMENTOS Y CUENTAS POR PAGAR	9,498,896.28	9,764,029.75	265,133.47	2.79
2.1.3	PROVISIONES POR BENEFICIOS A EMPLEADOS	1,708,384.35	1,180,659.27	-527,725.08	-30.89
2.1.5	OTRAS OBLIGACIONES CORRIENTES	48,817.43	122,673.29	73,855.86	151.29
2.1.8	OTROS PASIVOS CORRIENTES	529,862.89	667,213.97	137,351.08	25.92
2.1.9	PASIVOS DIFERIDOS	148,806.74	342,971.29	194,164.55	130.48
2.2	PASIVO NO CORRIENTE	15,598,277.87	15,376,426.96	-221,850.91	-1.42
2.2.1	DOCUMENTOS Y CUENTAS POR PAGAR	818,326.88	868,029.61	49,702.73	6.07
2.2.4	PROVISIÓN POR BENEFICIOS A EMPLEADOS	9,945,785.56	9,623,437.36	-322,348.20	-3.24
2.2.7	OTROS PASIVOS NO CORRIENTES	4,834,165.43	4,884,959.99	50,794.56	1.05
3	PATRIMONIO	94,513,843.97	100,883,068.09	6,369,224.12	6.74
3.1	PATRIMONIO	94,513,843.97	100,883,068.09	6,369,224.12	6.74
3.1.1	CAPITAL	20,260,117.00	20,260,117.00	0.00	0
3.1.2	APORTES FUTURA CAPITALIZACIÓN	23,131,958.45	29,337,779.70	6,205,821.25	26.99
3.1.3	RESERVAS	8,705,696.07	8,735,022.24	29,326.17	0.34
3.1.5	RESULTADOS ACUMULADOS	42,152,770.77	42,416,706.28	263,935.51	0.63
3.1.6	RESULTADOS DEL EJERCICIO	293,261.68	133,442.87	-159,818.81	-54.5

Fuente: Estados Financieros 2015

Al realizar el análisis horizontal del Estado de Situación Financiera podemos observar algunos puntos significativos que merecen consideración:

La cuenta de Bancos tiene un disminución del 50.79%. Además de los desembolsos normales del negocio en los meses finales del 2015 se tuvo que cancelar con dinero de la EERSA USD. 2.370.912,72 por concepto de anticipos y avance de planillas a contratistas de obras de electrificación de los proyectos BID, CAF y AFD, cuyos recursos se están recibiendo en el año 2016.

Los Activos Financieros reúnen algunas cuentas como Documentos por Cobrar, Cuentas por Cobrar Clientes, Cuentas por Cobrar Mercado Eléctrico Mayorista y Otras Cuenta por Cobrar, a Empleados y las Entidades Oficiales, además de la estimación de cuentas incobrables y el cálculo del deterioro. El grupo registra una disminución de USD.958.737,05, es decir el 7.74% por la recuperación de la cartera, los ajustes realizados y el traslado de valores a la cuenta de largo plazo.

Los Inventarios agrupan la Bodega de Materiales y Repuestos, la provisión por Deterioro y Obsolescencia y los Anticipos para Adquisiciones, se evidencia una reducción en el grupo de USD 589.424,35 el 5.57% con respecto al 2014. Aunque existen compras que incrementaron el stock especialmente para obras de Distribución (postes, transformadores, cable, etc), adquisición de medidores mediante compras corporativas para el cambio de acometidas y medidores de 110 a 220 v.; se van liquidando los anticipos a los proveedores y se registra cada año un valor como provisión para cubrir el deterioro y la obsolescencia de los bienes del inventario.

El grupo Propiedad Planta y Equipo neto, tiene un incremento de USD. 11.272.859,15 el 13.4%.

Dentro de los activos no corrientes el Plan de Cuentas de las Empresa Eléctricas determina que dentro de la cuenta Propiedad, Planta y Equipo no depreciable se agrupen los valores por Terrenos, Obras en Construcción y Anticipo a Contratistas. Los proyectos de electrificación del Gobierno Central financiados por el BID, CAF y AFD se iniciaron en el 2015 por lo que se puede evidenciar un incremento del USD. 8.169.305,55 el 82.4%.

La Propiedad Planta y Equipo Depreciable, se ha incrementado en USD. 8.175.735,36 Un 8.1% con respecto al 2014, debido a la compra de bienes que forman parte de este grupo así como por la liquidación de obras de electrificación que estaban en construcción, pero que al 2015 forman



parte del activo fijo; esta cuenta va de la mano con la Depreciación Acumulada la cual se incrementó en USD. (5.072.181,76) el 18.7%.

En el caso de los Activos Financieros no Corrientes cuyo valor representativo corresponde a los subsidios estatales devengados hasta el año 2014 tiene un incremento de USD. 989.251,45 el 17.61%.

El grupo Documentos y Cuentas por Pagar tienen un incremento neto de USD. 265.133,47 el 2.79%, del conjunto de cuentas que se agrupan bajo esta denominación se puede señalar:

Las Cuentas por Pagar a Proveedores reflejan un incremento de USD. 720.235,59, el 46% con respecto al 2014, existen algunas razones para el incremento, valores por pagar por avance de planillas a contratistas, liquidaciones de remuneraciones al personal de planta que presentaron su renuncia voluntaria para acogerse a la jubilación y la terminación de los contratos del personal ocasional quienes prestaban sus servicios hasta el 31 de diciembre de 2015, cuyas remuneraciones quedaron devengados en el período correspondiente.

Las Cuentas por Pagar por Compra de Energía, se fueron incrementando por saldos pendientes de pago que quedaron de la facturación de noviembre 2014 a octubre 2015, con excepción de la facturación del mes de mayo 2015 en que la Empresa obtuvo saldos a favor que sirvieron para pagar saldos anteriores al Mercado Eléctrico Mayorista; en el mes de octubre 2015 se aplicó un cruce de cuentas por USD. 4.364.287,56 con los valores adeudados a la CELEC EP, Elecaastro, E.E Quito, E.E. Guayaquil y E.E. Regional del Sur y el Déficit Tarifario a favor de la EERSA por los años 2011, 2012 y 2013, lo que permitió una disminución de USD. 2.570.303,54 decir el 32.7% con respecto al año 2014.

Las Cuentas por Pagar Órdenes de Pago se incrementaron notoriamente con respecto al año 2014 en USD. 2.115.201,42. A más de los valores pendientes de transferir del mes de diciembre 2015, se registran los valores por concepto de obras de electrificación financiados por el Gobierno mediante préstamos con el BID, CAF y AFD, al haberse firmado contratos por los que era necesario registrar las facturas por el avance de obra estos montos también quedaron pendientes de transferir.

Los Beneficios de Ley a Empleados, registran una disminución del 41.9% con respecto al año 2014, esto se debe a la opción de mensualizar los décimos, por lo que la provisión para el pago es menor.

Las Provisiones para Retiro y Jubilación de corto plazo reúnen el monto por pensiones jubilares y los valores que por renuncia voluntaria se podrán pagar a los posibles jubilados, se consideró un número de personas menor al 2015 que pueden acogerse a la renuncia voluntaria en el año 2016, razón ésta por lo que se observa una disminución del 31.6% con respecto al año 2014. La disminución neta de este grupo es de USD. 527.725,08, el 30.89%

El saldo con la Administración Tributaria del mes de diciembre 2015 por las retenciones del impuesto a la renta e IVA de las compras normales de bienes y servicios se incrementó por el registro de facturas de contratistas por avance de obra, estas retenciones fueron canceladas en enero de 2016. Este incremento es de USD. 63.100,81, 129.3% con respecto al año 2014. Este rubro junto con las Retenciones Laborales a favor de terceros arroja un incremento del USD. 73.855,86 es decir el 151,29%

El grupo Otros Pasivos Corrientes que reúne a los Valores a Terceros Recaudados y Depósitos por identificar tienen un aumento de USD. 137.351,08 el 25.92%, este valor es variable según el consumo de energía, al haberse incrementado la facturación por venta de energía y aumentado el número de abonados, el comportamiento es coherente a estas circunstancias, además se produjeron baja de planillas de abonados en mora que se compensaron con los depósitos en garantía por la adquisición de medidores, esto también es parte de dicho aumento.

Los Anticipos Clientes corresponden al financiamiento de obras de electrificación por los usuarios, con respecto al año 2014 se registra un incremento de USD. 194.164,55 el 130.5%. Esta cuenta se liquida a medida que se concluyen las obras.



Dentro del Patrimonio, los Aportes Futura Capitalización se han incrementado en el 27% debido a los aportes que han realizado los accionistas de la Empresa. De los USD. 6.235.781,25 el MEER aporta el 95% y el 5% restante los GADs de Alausí, Guamote, Guano y Chambo. Este financiamiento está dirigido a la construcción de obras de electrificación dentro de la zona de concesión.

Al analizar los principales indicadores financieros mencionamos que el Capital de Trabajo neto para el año 2015 es de USD. 14.127.838, es decir que los activos corrientes de la empresa son suficientes para cubrir los pasivos corrientes y poder así asegurar un margen de seguridad razonable.

El indicador de liquidez corriente es de 2.17 es decir que por cada dólar de deudas de corto plazo la empresa tiene el doble para cubrir estas obligaciones. Si retiramos los Inventarios la prueba ácida refleja que por cada dólar de deudas de corto plazo la EERSA tiene 1.29 para hacer frente a sus obligaciones. Si las deudas de corto plazo se pretenden cancelar únicamente con efectivo la empresa tiene dificultades ya que posee sólo USD. 0.34 por cada dólar de deuda.

En el siguiente cuadro se presenta la estructura financiera, representada en el Estado de Situación Financiera comparativo de los años 2014 -2015.

**EMPRESA ELECTRICA RIOBAMBA S.A.
ESTADO DE SITUACION FINANCIERA
Al 31 de diciembre de
En US dólares**

CUENTA	2014 MONTO USD	% FRENTE AL TOTAL	2015 MONTO USD	% FRENTE AL TOTAL
ACTIVO				
Activo Corriente	32,177,343.16	26.36	26,205,385.65	20.42
Activo No Corriente	89,869,546.37	73.64	102,131,656.97	79.58
Total Activo	122,046,889.53	100.00	128,337,042.62	100.00
PASIVO Y PATRIMONIO				
Pasivo Corriente	11,934,767.69	9.78	12,077,547.57	9.41
Pasivo No corriente	15,598,277.87	12.78	15,376,426.96	11.98
Patrimonio	94,513,843.97	77.44	100,883,068.09	78.61
Total Pasivo y Patrimonio	122,046,889.53	100.00	128,337,042.62	100.00

Fuente: Estados Financieros 2015

La estructura financiera de la Empresa es adecuada en el año 2014 la totalidad de los activos fue financiado con el 9.78% de obligaciones de corto plazo, 12.78% de largo plazo y 77.44% con aporte de los accionistas y otras cuentas patrimoniales. En el año 2015 el 100% de los activos fue financiado con el 9,41% de obligaciones de corto plazo, el 11.98% de largo plazo y el 78,61% con aporte de los accionistas y otras cuentas patrimoniales, como se puede observar las variaciones registradas son mínimas.

Un aspecto que debe destacarse es el hecho de que la Empresa en el año 2015 ha procurado cubrir sus obligaciones con las generadoras y demás entes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), los altos costos en la compra de energía, la falta de pago del déficit tarifario, tarifa de la dignidad y otros subsidios por parte del Estado, han obligado a pagar parcialmente de enero a abril y de junio a diciembre 2015, en el mes de mayo de 2015, existió sobrantes por USD. 110.953,68, este valor por disposición del MEER fue considerado para cubrir deudas del MEM del mes de enero de 2015.

En cuanto al pago de obligaciones con proveedores, trabajadores, retenciones a favor de terceros, se han realizado normalmente.



4.2.1 Análisis de Endeudamiento de la Empresa

Préstamos Internos

No existen préstamos internos, las obligaciones por pagar corresponden a proveedores por la adquisición de materiales, cuyos saldos quedaron pendientes de pago al 31 de diciembre de 2015 y que se cancelaron en el primer mes del presente año.

Préstamos Externos

Tampoco existen préstamos externos, la Empresa no ha hecho uso de su capacidad de endeudamiento, sus gastos de operación e inversiones han sido financiados con recursos propios y con aportes de sus accionistas.

4.3. Resultado del Ejercicio

Con la finalidad de que se tenga una visión global de los resultados del ejercicio económico del año 2015, a continuación se presenta la estructura del Estado de Pérdidas y Ganancias:

EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A.
ESTADO DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS
Del 1 de enero al 31 de diciembre
En US dólares

CONCEPTO	2014	PORCENTAJE 2014	2015	PORCENTAJE 2015	VARIACION	% Variación 2014-2015
INGRESOS ACTIVIDADES ORDINARIAS	35,606,428.17	100.00	38,064,703.61	100.00	2,458,275.44	6.90%
PRESTACION DE SERVICIOS	32,964,068.30	92.58	36,252,945.39	95.24	3,288,877.09	9.98%
SUBVENCIONES DEL GOBIERNO	2,642,359.87	7.42	1,811,758.22	4.76	-830,601.65	-31.43%
(-) COSTO DE VENTAS	21,073,784.96	59.19	21,732,522.16	57.09	658,737.20	3.13%
COSTOS DE VENTAS	18,941,875.53	53.20	19,558,037.18	51.38	616,161.65	3.25%
COSTOS DE GENERACION	2,131,909.43	5.99	2,174,484.98	5.71	42,575.55	2.00%
GANANCIA BRUTA	14,532,643.21	40.81	16,332,181.45	42.91	1,799,538.24	12.38%
TOTAL OTROS INGRESOS	684,495.87	1.92	916,958.86	2.41	232,462.99	33.96%
INTERESES GANADOS	115,787.85	0.32	2,803.11	0.01	-112,984.74	-97.58%
OTROS INGRESOS ACTIVIDADES ORDINARIAS	0.00	0.00	175,209.49	0.46	175,209.49	0.00%
OTROS INGRESOS	568,708.02	1.60	738,946.26	1.94	170,238.24	29.93%
TOTAL	15,217,139.08	42.74	17,249,140.31	45.32	2,032,001.23	13.35%
(-) GASTOS OPERATIVOS	15,076,368.49	42.34	17,196,288.57	45.18	2,119,920.08	14.06%
GASTOS DE VENTAS	8,610,914.16	24.18	9,885,535.92	25.97	1,274,621.76	14.80%
GASTOS ADMINISTRATIVOS	6,453,588.67	18.12	7,297,026.78	19.17	843,438.11	13.07%
GASTOS FINANCIEROS	11,865.66	0.03	13,725.87	0.04	1,860.21	15.68%
RESULTADO DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	140,770.59	0.40	52,851.74	0.14	-87,918.85	-62.46%
OTRO RESULTADO INTEGRAL	152,491.09	0.43	80,591.13	0.21	-71,899.96	-47.15%
GANANCIAS (PERDIDAS) ACTUAR PLANES BENEF.	152,491.09	0.43	80,591.13	0.21	-71,899.96	-47.15%
RESULTADO INTEGRAL TOTAL	293,261.68	0.82	133,442.87	0.35	-159,818.81	-54.50%

Fuente: Estados Financieros 2015

La prestación de servicios 2014-2015 se incrementa en USD. 3.288.877,09 el 9.98%. Para el análisis debemos separar la venta de energía y alumbrado público que tienen un incremento de USD. 3.190.205,97, 10.40%; pero los ingresos relacionados con la energía registran una disminución de USD. 59.056,99; 8.44%.

La Energía Generada en el año 2015 registra un valor de USD. 1.743.513,18 y en el año 2014 USD. 1.585.785,07, determinándose un aumento de USD. 157.728,11 que representa el 9.95%. En el caso de la energía generada el aumento se debe al cálculo del costo fijo y variable realizado por el ARCONEL en el estudio de costos para el año 2015.

En el año 2015 se registran 5.634 nuevos servicios y el retiro de medidores con consumo 0. Existe un incremento de 13.476.470 KWh, utilizados especialmente en los estratos residencial, comercial y otros abonados como escenarios deportivos, culto religioso, etc. Otra razón para el aumento en la venta de energía es la aplicación del pliego tarifario a partir de mayo 2014; es decir en el año 2014 se considera el incremento en ocho meses mientras que en el 2015 corresponde al año completo.



El cálculo del diferencial tarifario (Subvenciones de Gobierno) lo realiza la Empresa en la Dirección de Planificación y es validado por el ARCONEL, para el año 2015 se determina una disminución del USD. 830.601,65 con respecto al 2014 es decir el 31.43%.

Los Intereses Ganados también evidencian una disminución del 97.58%. Hasta junio del año 2014, la EERSA mantenía una inversión en el Ministerio de Finanzas que reportaba intereses, en el año 2015 el valor corresponde únicamente a los intereses ganados por las cuentas de ahorro que se utilizan para la recaudación.

Desde el año 2015 según el Plan de Cuentas MACEDDEL, la contribución de usuarios para obras de electrificación constituye un ingreso, razón por la que bajo la denominación Otros Ingresos Actividades Ordinarias se registran USD. 175.209,49.

Los otros ingresos corresponden a actividades ajenas a la operación como indemnizaciones, multas a contratistas, sobrantes de caja, de materiales, etc. Con respecto al año 2014 evidencian un incremento del 29.93%.

Los Costos de Ventas (energía comprada) y los Costos de Generación (energía producida), no evidencian variaciones significativas; considerando que en el caso de los costos de ventas, el CENACE es el organismo que mensualmente determina e informa la cantidad de kw comprados y su equivalente en dólares.

Los Gastos de Ventas revelan un incremento del 14.8% principalmente los incrementos se reflejan en la mano de obra, mantenimiento de redes primas y alimentadores primarios y seguros. Los gastos administrativos tienen un incremento del 13.7% debido al registro de bajas de bienes y el deterioro de algunas cuentas del activo corriente.

La Empresa Eléctrica Riobamba S.A., al pertenecer a un sector estratégico, se rige por las resoluciones emitidas por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable y su agencia ARCONEL, el valor de la tarifa es subsidiada por lo que no refleja esta un valor de mercado, como consecuencia no hay posibilidad de generar mayores utilidades, como lo demuestra el Estado de Resultados, del total de ingresos el 93% corresponde a la prestación de servicio de suministro de energía y alumbrado público, el 7% restante agrupa otros ingresos que tienen o no relación con la actividad principal.

El 99.86% del total de ingresos se absorben en costos y gastos, los Costos de ventas y Generación el 55.75% y los Gastos el 44.11%, dejando una utilidad operativa del 0.14% con respecto a los ingresos totales.

4.3.1 Análisis de la estructura de los ingresos y gastos

EMPRESA ELECTRICA RIOBAMBA S.A.				
ESTADO DE RESULTADOS - ESTRUCTURA				
Del 1 de enero al 31 de diciembre de				
En US dólares				
	2014	%	2015	%
INGRESO DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	35,606,428.17	100.00%	38,064,703.61	100.00%
(-) COSTO DE VENTAS	21,073,784.96	59.19%	21,732,522.16	57.09%
GANANCIA BRUTA	14,532,643.21	40.81%	16,332,181.45	42.91%
OTROS INGRESOS	684,495.87	1.92%	916,958.86	2.41%
(-) GASTOS	15,076,368.49	42.34%	17,196,288.57	45.18%
(-) OTROS GASTOS	0.00	0.00%	0.00	0.00%
RESULTADO ACTIVIDADES ORDINARIAS	140,770.59	0.40%	52,851.74	0.14%
RESULTADOS INTEGRALES	152,491.09	0.43%	80,591.13	0.21%
UTILIDAD DEL PERIODO	<u>293,261.68</u>	<u>0.82%</u>	<u>133,442.87</u>	<u>0.35%</u>

Fuente: Estados Financieros 2015



Al analizar la Estructura del Estado de Resultados de los años 2014 y 2015 podemos observar que en el año 2014 del 100% de Ingresos de Actividades Ordinarias el 59.19% constituyen Costos de comprar y Generar energía; existen Otros ingresos que representan el 1.92% y los Gastos: Venta, Administración y Financieros significan el 42.34%, la Utilidad Operativa representa el 0.40% y al sumar los Resultados Integrales se obtiene el 0.82%. En el año 2015 del 100% de Ingresos de Actividades Ordinarias, los costos de Comprar y General, representan el 57.09%, se registran otros ingresos por 2.41% y los Gastos: Venta, Administración y Financieros constituyen el 45.18%, dejando una utilidad operativa del 0.14% con respecto a los ingresos totales que sumando los Resultados Integrales se obtiene el 0.35%.

Al analizar la Rentabilidad en el año 2015, el cálculo del Margen Bruto o Margen de Utilidad Bruta señala que al restar de la Ventas de Energía los Costos de Ventas y Generación y dividirlo por el total de Ingresos por Venta de Energía el porcentaje es de 42.91%

Sin embargo este razón disminuye una vez que adicionamos los Gastos, entonces al comprar la Utilidad Operativa con el total de Ingresos se obtiene el 0.14%.

La utilidad del ejercicio está compuesta por la utilidad operativa y los resultados integrales que para el año 2015 arrojó una ganancia de USD. 80.591,13, dando una utilidad total de USD. 133.442,87 entonces al relacionar la Utilidad del Ejercicio con el Patrimonio de la EERSA se obtiene el 0.13% de rentabilidad y si esta comparación se realiza con el Activo Total se alcanza el 0.10% de rentabilidad.

4.3.2. Análisis comparativo de Gastos por Etapas Funcionales

ANALISIS COMPARATIVO DE GASTOS POR ETAPAS FUNCIONALES 2014 - 2015

ETAPAS FUNCIONALES	2014	2015	VARIACION	
			VALOR	%
COMPRA DE ENERGIA	18,941,875.53	19,558,037.18	616,161.65	3.25
GENERACION	2,131,909.43	2,174,484.98	42,575.55	2.00
SUBTRANSMISION	1,303,680.64	1,536,642.93	232,962.29	17.87
DISTRIBUCION	4,155,856.15	5,570,523.24	1,414,667.09	34.04
ALUMBRADO PUBLICO	415,361.21	389,485.07	-25,876.14	-6.23
COMERCIALIZACION	2,701,564.36	2,579,303.77	-122,260.59	-4.53
ADMINISTRACION GENERAL	6,488,040.47	7,106,607.69	618,567.22	9.53
GASTOS FINANCIEROS	11,865.66	13,725.87	1,860.21	15.68
TOTAL	36,150,153.45	38,928,810.73	2,778,657.28	7.69

Fuente: Contabilidad EERSA

El total de gastos en el año 2015 fue de USD. 38.928.810,73, comparando esta cifra con la del año 2014 y por etapas funcionales encontramos que la Compra de energía aumentó en 3.25%, la Generación Eléctrica experimenta un aumento del 2%, los valores de Subtransmisión y Distribución aumentaron en el 17.87% y 34.04% respectivamente. El Alumbrado Público y la comercialización disminuyeron en un 6.23% y 4.53% respectivamente. Los Gastos Administrativos y Financieros alcanzaron un aumento de 9.53% y 15.68% cada uno.

El gasto que genera la Etapa de Generación Térmica se relaciona con la depreciación de algunos equipos y tanques de combustible, que todavía conservan valor monetario, y que están fuera de servicio.

Compra de energía al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)

La Empresa compró en el año 2015 por concepto de energía USD. 19.558.037,18 y en el año 2014 USD. 18.941.875,53, registrándose un aumento de USD. 616.161,65 que representa el 3,25%, esto debido al aumento en la cantidad comprada y el costo del kWh.



En cumplimiento de las leyes y reglamentos que regulan el MEM, en la EERSA al 31 de diciembre de 2015 se encontraban pagos pendientes por USD. 5.292.964,29 que corresponden a saldos por pagar de las últimas emisiones de facturas por parte de los agentes del MEM y reliquidaciones dispuestas por el CENACE. Se registra una disminución de USD 2.570.303,54 con respecto al año 2014 por el cruce de cuentas que se registró en el mes de octubre 2015.

Incremento de las provisiones laborales

En base al informe actuarial de la firma Logaritmo Cía. Ltda., se registra en el gasto e inversión la cantidad de USD 973.615,04 distribuido en los diferentes centros de costos, correspondiente a Jubilación Patronal y Bonificación por Renuncia Voluntaria por el año 2015.

**GASTOS DE OPERACIÓN PERÍODOS 2014-2015
(VALORES EN DOLARES)**

CONCEPTO DEL COSTO	GASTOS OPERACIÓN 2014		GASTOS OPERACIÓN 2015		VARIACIÓN	
	VALOR	%	VALOR	%	VALOR	%
Compra Energía MEM	18,941,875.53	52.40	19,558,037.18	50.24	616,161.65	3.25
Mano de Obra	7,513,513.65	20.78	7,689,491.88	19.75	175,978.23	2.34
Servicios	2,121,953.50	5.87	2,829,232.29	7.27	707,278.79	33.33
Materiales	997,367.38	2.76	1,453,404.78	3.73	456,037.40	45.72
Depreciación	5,733,328.90	15.86	5,524,096.49	14.19	-209,232.41	-3.65
Otros	842,114.49	2.33	1,874,548.11	4.82	1,032,433.62	122.60
TOTAL	36,150,153.45	100.00	38,928,810.73	100.00	2,778,657.28	8.10

FUENTE: Contabilidad EERSA

En el cuadro anterior se demuestra la composición de los costos y gastos de operación de la Empresa comparados con el año 2014. En el año 2015, la compra de energía al Mercado Eléctrico Mayorista presenta la mayor incidencia 50.24%, aumentando en un 3.25% con relación al año anterior; la Mano de Obra, Servicios, Materiales, Depreciación y Otros representan un 19.75%, 7.27%, 3.73%, 14.19% y 4.82% respectivamente con relación al total y tienen una variación 2.34%, 33.33% y 45.72 hasta el grupo de Materiales. En el caso de la Depreciación se registra una disminución del 3.65% con respecto al año anterior. En el 2014 se realizó el incremento del gasto depreciación de Medidores y Acometidas por conciliación de saldos, pero en el año 2015 se registra la depreciación anual establecida. El grupo Otros, ha sufrido un incremento significativo debido a la reclasificación de gastos que contempla el plan de cuentas MACEDDEL vigente.

4.4. Los Flujos de Fondos

La información acerca del flujo de efectivo es útil para evaluar la capacidad que la entidad tiene para generar efectivo y equivalentes al efectivo, además permite evaluar los cambios en los activos netos de una entidad, su estructura financiera incluyendo su liquidez y solvencia, a fin de adaptarse a la evolución de las circunstancias y oportunidades.

**INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONÓMICO 2015**



EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A.				
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO				
Por los años terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2015				
En US dólares				
	2,014	2,015	VARIACION	PORCENTAJE
FLUJOS DE EFECTIVO POR LAS ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:				
Efectivo recibido de ventas de bienes y prestación de servicios	30,544,386	40,434,665	9,890,279.00	32.38
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios	-26,936,828	-32,127,011	-5,190,183.00	19.27
Efectivo neto provisto por las actividades de operación	3,607,558	8,307,654	4,700,096.00	130.28
FLUJOS DE EFECTIVO POR LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:				
Cobro de Inversiones a Largo Plazo	5,915,025	0	-5,915,025.00	-100.00
Adquisición de Propiedades, planta y equipo	-11,049,071	-17,854,688	-6,805,617.00	61.59
Efectivo neto utilizado por las actividades de inversión	-5,134,046	-17,854,688	-12,720,642.00	247.77
FLUJOS DE EFECTIVO POR LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN:				
Cuentas por cobrar a largo plazo	897,736	-989,251	-1,886,987.00	-210.19
Aumento de donaciones y contribuciones	219,316	0	-219,316.00	-100.00
Aportes efectuados para aportes futura capitalizaciones	7,330,775	6,235,781	-1,094,994.00	-14.94
Efectivo neto provisto por las actividades de financiamiento	8,447,827	5,246,530	-3,201,297.00	-37.89
Aumento (Disminución) neto del efectivo	6,921,339	-4,300,504		
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del período	1,545,692	8,467,031		
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del período	8,467,031	4,166,527		

Fuente: Estados Financieros 2015

Como se puede observar la Empresa en los años 2014 y 2015 ha generados fondos líquidos suficientes para mantener la capacidad de operación de la entidad y realizar nuevas inversiones sin recurrir a fuentes externas de financiación. Los flujos de efectivo procedentes de las actividades de operación se derivan de las transacciones que constituyen actividades ordinarias de la entidad como son: la compra y venta de energía, prestación de servicios, pago de remuneraciones, servicios, materiales y otros inherentes a la actividad. En el año 2014 se determina efectivo neto provisto por estas operaciones de USD. 3.607.558 y para el año 2015, USD. 8.307.654, registrándose un incremento del 130.28%

En el caso de los flujos de efectivo procedentes de las actividades de inversión, estos representan la medida en la cual se han hecho desembolsos para recursos que se prevé van a producir ingresos y flujos de efectivo a futuro. En el año 2014 se utilizaron flujos por actividades de inversión de USD. 5.134.046 y en el año 2015 se utilizaron USD. 17.854.688, registrándose un incremento del 247.77%.

Los flujos procedentes de las actividades de financiación producen cambios en el tamaño y composición de los capitales de los accionistas y de los préstamos tomados por la entidad en el caso de que hubiera. En el año 2014 existió efectivo neto provisto por las actividades de financiamiento de USD. 8.447.827 y en el año 2015 USD. 5.246.530, evidenciándose una disminución del 37.89%.

Los flujos de efectivo aportados en el año 2014 fueron de USD. 6.921.339 mientras que en el año 2015 se utilizó efectivo por USD. 4.300.504.

4.5. Análisis comparativo entre los resultados presupuestados en reforma y los obtenidos en el período.

De acuerdo con la información de los Estados Financieros y la Reforma Presupuestaria que se presentó en el transcurso del segundo semestre del año 2015, obtuvimos en un resumen tanto los ingresos como de los gastos de operación, así como de los ingresos y gastos ajenos a la operación, sus resultados y sus variaciones son las siguientes:

**INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONÓMICO 2015**



**ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE LA REFORMA PRESUPUESTARIA 2015
Y EL ESTADO DE RESULTADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015**

CONCEPTOS	PRESUPUESTO* (EN USD.\$.)	ESTADO DE RESULTADOS (EN USD.\$.)	VARIACION	
			VALORES	EN %
INGRESOS DE OPERACIÓN				
- Venta de energía	34,126,334.66	33,865,224.02	-261,110.64	-0.77
- Venta para la Reventa	1,749,088.00	1,743,513.18	-5,574.82	-0.32
- Subsidios y reconocimientos estatales	1,400,000.00	1,811,758.22	411,758.22	29.41
- Otros Ingresos	1,006,000.00	1,561,167.05	555,167.05	55.19
TOTAL	38,281,422.66	38,981,662.47	700,239.81	1.83
COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN				
- Compra de energía	18,464,279.00	19,558,037.18	1,093,758.18	5.92
- Costos de Generación	1,854,145.96	2,174,484.98	320,339.02	17.28
- Gastos de Operación	13,117,203.89	11,631,204.08	-1,485,999.81	-11.33
- Depreciación	5,070,000.00	5,524,096.49	454,096.49	8.96
TOTAL	38,505,628.85	38,887,822.73	382,193.88	0.99
RESULTADOS DE OPERACIÓN	-224,206.19	93,839.74	318,045.93	-141.85
INGRESOS AJENOS A LA OPERACIÓN	357,000.00	80,591.13	-276,408.87	-77.43
GASTOS AJENOS A LA OPERACIÓN	115,000.00	40,988.00	-74,012.00	-64.36
RESULTADOS AJENOS A LA OPERACIÓN	242,000.00	39,603.13	-202,396.87	-83.64
RESULTADOS TOTALES	17,793.81	133,442.87	115,649.06	649.94

* Valor que consta en la Reforma Presupuestaria 2015

Como se puede observar el comportamiento de los ingresos de operación presupuestados según la reforma con los ingresos de operación del Estado de Resultados, tiene una diferencia de 1.83% que corresponde a un incremento de USD. 700.239,81. En la venta de energía a consumidores hay un diferencia de (0.77%), USD. 261.110,64 menos, en la Venta para la Reventa (Generación Propia) lo ejecutado presenta una variación negativa de 0.32, USD. 5.574,82 en menos; Los Subsidios y Reconocimientos Estatales (Déficit Tarifario) presenta una variación positiva de 29.41% es decir la ejecución fue USD. 411.758,22 más que lo asignado en el presupuesto. Los otros ingresos de operación también tienen un incremento de USD. 555.167,05 el 55.19%; lo que indica que los ingresos fueron mayores a los presupuestados.

Los costos y gastos de operación arrojan una diferencia de 0.99% entre lo presupuestado y el Estado de Resultados (Pérdidas y Ganancias), es decir lo ejecutado fue superior en USD. 382.193,88. La compra de energía fue mayor a lo presupuestado en USD. 1.093.758,18 el 5.92%, Los Costos de Generación registran un aumento de USD. 320.339,02 el 17.28%, la ejecución de los Costos de Operación es menor a lo presupuestado en USD. 1.485.999,81 (11.33%) la depreciación aumenta en USD. 454.096,49 el 8.96%, entre lo presupuestado y el registro contable.

En cuanto a los ingresos ajenos a la operación se registra una disminución entre el valor presupuestado y el real de USD. 276.408,87 (77.43%). En los gastos ajenos a la operación también presentan una disminución entre lo estipulado en reforma y el valor real, la diferencia es de USD. 74.012,00; el (64.36%).

En resumen se puede manifestar que comparados los ingresos con los gastos operacionales, el presupuesto reformado presenta un resultado negativo de 224.206,19, mientras que el estado de resultados arroja una utilidad operativa de USD. 93.839,74 según el esquema planteado. Al relacionar estos resultados con los ingresos y gastos ajenos a la operación se obtiene superávit para la estimación presupuestaria reformada de USD 17.793,81 y para el Estado de Resultados una ganancia de USD. 133.442,87.



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

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

	2014	2015	INCR/DISMINUC.
ENERGIA REQUERIDA (kWh)	352.128.879	367.164.095	15.035.216
COSTO CENTAVOS USD/kWh	5.38	5.33	-0.05
VALOR COMPRA DE ENERGIA USD	18.941.875.53	19.558.037.18	616.161.65

Como se puede observar, la Empresa aumentó los niveles de consumo en el 2015 con relación al 2014, pero **el costo unitario disminuyó en Centavos USD/kWh 0,05** con relación al 2014, por lo que a pesar de que la energía requerida aumentó en 15.035.216 kWh el incremento en dólares sólo fue de 616.161,65 (3,25%)

En el siguiente cuadro se puede observar la evolución de los precios y costos del KWH para los años 2014 y 2015.

EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS Y COSTOS MEDIOS 2014-2015
(EN DOLARES)

DETALLE	2014	2015	VARIACION	
			VALOR	%
ENERGIA FACTURADA KWH	313.566.180	327.042.650	13.476.469.67	4.30
TOTAL GASTOS DE EXPLOTACION (USD)	21.131.105.63	21.723.078.90	591.973.27	2.80
GASTOS DE EXPLOTACION USUARIO FINAL (USD)	29.538.578.73	32.030.531.82	2.491.953.09	8.44
INGRESOS VENTA DE ENERGIA (USD)	32.276.988.90	35.608.737.20	3.331.748.30	10.32
INGRESOS VENTA DE ENERGIA USUAR.F (USD)	30.675.018.05	33.865.224.02	3.190.205.97	10.40
PRECIO MEDIO USD/KWH	0.0978	0.1035	0.01	5.85
COSTO MEDIO USD/KWH	0.0942	0.0979	0.00	3.97
UTILIDAD/PERDIDA POR KWH FACTURADO (USD)	0.0036	0.0056	0.00	54.79

Fuente: Contabilidad EERSA, datos Planificación

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

Los ingresos por venta de energía a usuario final tuvieron un incremento de 10.40%, porcentaje que resulta positivo por el incremento en el consumo y en la variación de las tarifas que se aplica a todo el año 2015.

La energía facturada ha aumentado en el año 2015 en 13.476 MWH, que representa el 4.30%, debido al comportamiento de los usuarios en el mercado, especialmente en venta de energía al sector privado.

El precio medio de venta tuvo un incremento de 5.85% en tanto que el costo medio de producción aumentó en 3.97%, se puede observar los ingresos por venta de energía a usuario

V ASPECTOS DE COMERCIALIZACIÓN

5.1. Alcance

El informe de Gestión Comercial se presenta a través del resumen ejecutivo, considerando el período enero - diciembre del 2015; el mismo que se refiere a los siguientes aspectos: mercado, recaudación, cartera, atención con los diferentes servicios a los clientes, reclamos, novedades y pérdidas no técnicas de energía.

5.2. Gestión Comercial

Área de Concesión

En el año 2015 la Empresa Eléctrica Riobamba S.A., ha mantenido como su área de concesión los 10 cantones de la Provincia de Chimborazo: Riobamba, Alausí, Chunchi, Colta, Cumandá, Chambo, Guano, Guamate, Pallatanga y Penipe; con una cobertura del 98,31%, es decir, que a

diciembre del 2015 se estima que la Empresa tiene una población atendida de 493.053 habitantes.

Mercado

La E.E.R.S.A a diciembre de 2015 tiene 166.439 clientes, de los cuales el 56.51% se encuentran ubicados en el sector rural, en tanto que el 43.49% 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 2014, se alcanzó a los siguientes valores:

a) Energía Facturada Clientes Regulados (MWh): 327.461,91

b) Ingresos Facturados (miles de dólares):

2.1 Ingresos Globales:	40.003,96
2.2 Ingresos por venta de energía:	31.101,41
2.3 Ingresos por Alumbrado Público	3.773,96
2.4 Ingresos ajenos a la explotación:	902,10
2.5 Bomberos	4.226,49

Precio Medio (U\$/kWh): 0,1065

c) Consumo medio (kWh/consumidor): 95,32*

- Considerado solo clientes residenciales.

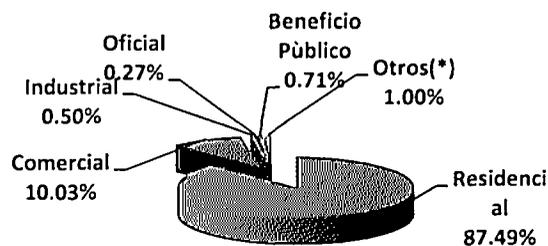
d) Pérdidas de energía (MWh):

- Energía Disponible del Sistema: 367.464,47
- Energía Facturada Clientes Regulados: 327.461,91
- Pérdidas Totales del Sistema (MWh): 40.992,56
- Porcentaje : 10,89%

Referente al número de clientes por tipo de tarifa, la Empresa al término del ejercicio económico del año 2015, tiene cubierto al mercado bajo la siguiente estructura:

Número de Consumidores al 31 de diciembre del 2015

Sector	Consumidores	Porcentaje
Residencial	145.615	87,49%
Comercial	16.695	10,03%
Industrial	837	0,50%
Oficial	444	0,27%
Beneficio Público	1.182	0,71%
Otros(*)	1.666	1,00%
Total	166.439	100,00%



El sector productivo (industrial) está conformado por 837 clientes que representa el 0,50% del total de clientes, de los cuales 779 son artesanales; el sector comercial está conformado por 16.695 consumidores, el cual representa el 10,03% del mercado, de estos clientes apenas 579 clientes son comerciales con demanda, los restante 16.116 clientes son negocios pequeños.

Se debe indicar que Empresa Cemento Chimborazo y Ecuatoriana de Cerámica, son nuestros clientes de mayor consideración y como medianos consumidores tenemos a, Moderna Alimentos, Tubasec, Embutidos la Ibérica, Inmobiliaria Motke, ESPOCH, UNACH, Corporación la Favorita, Hospital Policlínico, Hospital del IEES y EP EMAPAR. Como se puede observar la empresa tiene un mercado mínimo de consumidores industriales y comerciales representativos.

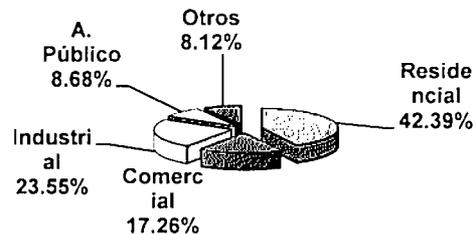


El sector residencial representa el 87,49%, en consecuencia el mercado que atiende nuestra Empresa es netamente residencial en términos de número de consumidores, los mismos que en un porcentaje mayor se encuentra ubicados en el sector rural.

Energía Facturada

Estructura del Consumo Por Tipo de Tarifa

Tarifa	Consumo (MWh)	Porcentaje
Residencial	138.810,00	42,39%
Comercial	56.530,00	17,26%
Industrial	77.120,00	23,55%
A. Público	28.410,00	8,68%
Otros	26.591,00	8,12%
Total	327.461,00	100,00%



De acuerdo a la estructura tarifaria, la Empresa obtuvo la siguiente composición de consumos: Observamos que el sector residencial consume el 42,39% de la energía disponible, por tanto es el sector con el mayor aporte en consumo.

El sector industrial representa el 23,55% de la energía disponible.

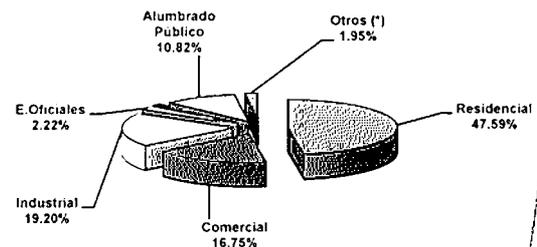
El consumo de energía del sector productivo (industria y comercio) representa el 40,80%.

Ingresos Facturados

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

Valores Facturados por Tipo de Tarifa

Tarifa	Dólares (Miles)	Porcentaje
Residencial	16.598,87	47,59%
Comercial	5.841,35	16,75%
Industrial	6.696,46	19,20%
E.Oficiales	772,87	2,22%
Beneficio Público	510,22	1,46%
Alumbrado Público	3.773,96	10,82%
Otros (*)	681,64	1,95%
Total	34.875,37	100,00%



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

El sector Industrial, representa el 19.20% y el sector comercial con el 16,75%, significa que entre estos dos sectores aportan con el 35,95%.

Los sectores residencial aporta con el 47.59%. Mientras que el alumbrado público representa el 10,82%.

Recaudación

Durante el año 2015 la Empresa recaudó, el valor de 39.482,21 miles de dólares; mismo que representa un ingreso promedio mensual de 2.290,18 miles de dólares.

A continuación presentamos la evolución mensual y su comportamiento:

RESULTADOS DE RECAUDACION ENR/15-DIC/15

MES	FACTURACION	RECAUDACION	INDICE
ENERO	3.200.313	3.242.360	101,31%
FEBRERO	3.395.855	3.218.664	94,78%
MARZO	3.180.422	3.273.782	102,94%
ABRIL	3.223.037	3.240.560	100,54%
MAYO	3.299.937	3.163.923	95,88%
JUNIO	3.391.150	3.391.559	100,01%
JULIO	3.327.560	3.322.168	99,84%
AGOSTO	3.348.726	3.185.292	95,12%
SEPTIEMBRE	3.350.639	3.333.141	99,48%
OCTUBRE	3.391.879	3.333.009	98,26%
NOVIEMBRE	3.414.518	3.168.134	92,78%
DICIEMBRE	3.297.228	3.609.619	109,47%
TOTALES	39.821.264	39.482.211	99,15%

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

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

Cartera Total

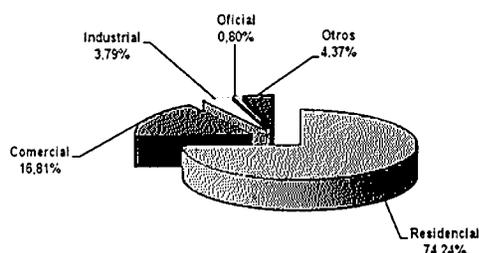
La cartera Total al 31 de diciembre de 2015 es 4.381,00 miles de dólares; en el valor indicado se encuentra los valores de cartera de Bomberos y FERUM, que suman 895,48 miles de dólares, significa que la cartera total que corresponde a la empresa es de 3.485,52 miles de dólares.

Cartera Vencida

La cartera vencida total incluido la Cartera vencida por Bomberos y FERUM al 31 de diciembre de 2015, asciende a 3.235,07 miles de dólares; la cartera vencida de los rubros que corresponden a la Empresa sin considerar FERUM y Bomberos, es de US\$ 2.500,68 miles de dólares.

Cartera Vencida por Tipo de Tarifa

Sector	Valor Miles (US\$)	Participación
Residencial	1.856,17	74,24%
Comercial	420,19	16,81%
Industrial	94,82	3,79%
Oficial	19,97	0,80%
Otros	109,15	4,37%
Total	2.500,30	100,00%



Como se puede observar, el sector residencial representa el 74,24% de la cartera vencida total, seguido del sector comercial con el 16,81%, en el resto de tarifas los valores de la cartera vencida no son representativos.

Atención a Clientes

a) Prestaciones de servicios de suministro eléctrico

Durante el ejercicio económico del 2015 la Empresa de acuerdo a los requerimientos de los clientes y a la disponibilidad de recursos humanos, equipos y materiales atendió en las siguientes prestaciones de servicio:



PRESTACION SERVICIOS	DE SERVICIOS EN EL AÑO 2015	
	INSTALACIONES	INSPECCIONES
Nuevos servicios	5.634	7.409
Cambio de Medidores	18.737	19.595
Reubicación de Medidores	97	176
Retiro de medidores	3.89	3.962
Cambio de materiales	2.237	2.282
Cambio de nombre	4.637	4.636
Cambio de domicilio	93	44
Cambio de Tarifa	689	771
Otras modificaciones	3.208	3.976
Total	39.222	42.851

FINANCIAMIENTO	CANTIDAD
PMD-PEC	4.4
BID	4.375
CAF	5.842
PLANREP	1.2
CALIDAD DE ENERGIA	2.92

Como podemos observar, durante el año 2015 se atendió 42.851 eventos relacionados a nuevas instalaciones, cambio y/o reubicación de acometidas y medidores y modificaciones al servicio instalado. Así mismo se atendió a 39.222 inspecciones para diferentes servicios.

El mayor porcentaje de atención al cliente se relaciona a cambios de medidores y nuevos servicios: se atendió 18.737 cambios de medidores y 5.634 nuevos servicios.

Los cambios y/o reubicaciones de medidores, fueron ejecutados por el departamento de Acometidas y Medidores, las Agencias de Alausí, Chunchi, Cumanda y Pallatanga, por la Unidad de Control de Pérdidas, con recursos de calidad de energía, PMD-PEC, BID y de la CAF.

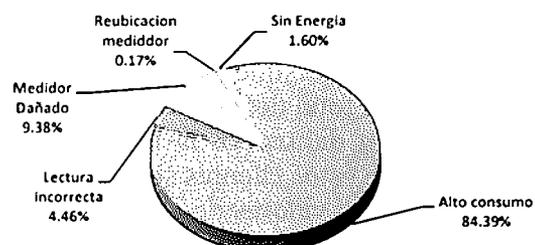
Con financiamiento de la AFD, se tiene realizados los tres procesos que se encuentran firmados los contratos, para el cambio de 11.024 medidores, pero al no existir las transferencias de los recursos, no ha sido posible cancelar los anticipos y poder ejecutar los trabajos, en cuanto se disponga de los recursos, se procederá a continuar con los trámites correspondientes para realizar los trabajos.

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 10.415, lo cual representa apenas el 0,52% de las 1.990.454 facturaciones realizadas en el año 2014. Se presenta un resumen de los reclamos y novedades que se han presentado por diferentes razones:

TIPOS DE NOVEDADES Y RECLAMOS EN EL 2015

Novedades	Cantidad	Participación
Alto consumo	10.415	84,39%
Lectura incorrecta	550	4,46%
Medidor Dañado	1.158	9,38%
Reubicación medidor	21	0,17%
Sin Energía	197	1,60%
TOTAL	12.341	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 a clientes con alto consumo, sin energía y lecturas incorrectas.

Pérdidas de Energía

Al término del ejercicio económico del año 2015, de acuerdo al Balance Energético; mismo que será analizado más adelante, se llegó a obtener el 10,89% de pérdidas de energía eléctrica de todo el sistema, porcentaje que en términos de energía representa 30.002,56 MWh/año.

Cabe indicar que en el porcentaje de pérdidas antes mencionado se encuentra incluido las pérdidas técnicas, mismas que alcanzan al 8,11%; en consecuencia, las pérdidas no técnicas alcanzaron al valor de 2,78%.

5.3. Resultados

Análisis de Variación Comercial

Número de Clientes

Al término del ejercicio económico del 2015, la Empresa obtuvo un crecimiento respecto al año 2014 del 1,29% lo que significa un incremento de 2.114 clientes, se debe indicar que los nuevos servicios que realmente se instalaron fueron 5.641, 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.

Facturación.

Comparando los valores facturados por concepto de venta de energía, entre los años 2014 - 2015 observamos que existe un incremento de energía facturada en el valor del 4,43%, cual representa 13.895,77 MWh mas que lo facturado en el año 2014.

Respecto a valores monetarios, la facturación con respecto al año 2015 se ha incrementado en 3.836,48 miles de dólares, que representa el 10,70%, este incremento se debe al mayor número de clientes y al incremento de las tarifas que se dio a partir del mes de mayo de 2014.

Recaudación

Se debe indicar que en el año 2015 comparado con lo considerado en el presupuesto del año (98%), se ha recaudado con incremento en 1,15%, que representa una recaudación adicional de 378.335,56 dólares, lo cual da como resultado una mayor liquidez a la empresa y que se puedan cumplir con todos los programas y proyectos.

Cartera Vencida

La cartera vencida de los valores que corresponden a la Empresa, comparado con el año 2014, se incremento en US\$ 299.350,00, pese a que la facturación se incremento en US\$ 4.676.420,00 y la recaudación se incremento en US\$ 3.921.650,00. El incremento de cartera vencida, representa el 0,75 de la facturación del año 2014.

Existe un incremento de la cartera vencida que no es considerable, pese a las gestiones realizadas y a pesar de tener un índice importante de recaudación (99,18%) superior al estimado en la proforma presupuestaria (98%); uno de los factores más importantes que dificulta mejorar aún más la recaudación y de esta manera poder disminuir la cartera vencida, es el tipo de clientes que tenemos y que en su mayoría son residenciales (145.615) con un porcentaje del total de clientes del 87.49% y de estos clientes 70.031 que representa el 48,09% se encuentran dentro de la tarifa de la dignidad. Además si consideramos que un número importante de estos clientes se encuentran en el sector rural, la gestión se vuelve aún más difícil; en todo caso los valores de cartera vencida se mantienen dentro de parámetros manejables, se espera en el 2016 intensificar las gestiones, implementar políticas de recuperación de cartera y poder mejorar más estos índices.

Las emisiones vencidas con respecto al cargo promedio del año, se tiene que para el para el año 2014 fue de 0,77 emisiones vencidas y para el 2015 es de 0,75 emisiones vencidas, concluyendo que en emisiones vencidas la cartera vencida prácticamente se han mantenido.

Pérdidas de Energía.

En el ejercicio del año económico de 2014, la Empresa Eléctrica Riobamba S.A obtuvo el 10,93% de pérdidas de energía eléctrica total del sistema, en tanto que para el año 2015 se obtiene el índice de pérdidas del 10.89%; por tanto existe una disminución del 0,04% con respecto al año 2014, la disminución se obtiene por los programas que se llevaron a cabo y los mismos que son explicadas ampliamente en el informe del departamento de Control de Pérdidas, el mismo que es parte de este informe.

5.4. Pérdidas No Técnicas

Al finalizar el año 2014, la Empresa presentó un índice de pérdidas totales del sistema de 10,92%, de los cuales el 8,06% corresponden a pérdidas técnicas y la diferencia, 2,86% son pérdidas no técnicas.

Con el objetivo de disminuir el índice anual de pérdidas no técnicas, se planteó el programa de reducción para el 2015 fijando una meta anual del 10,50% (8,00% pérdidas técnicas y 2,5% pérdidas no técnicas) respecto a la energía total disponible en el sistema. El programa consistió de los siguientes proyectos:

- 01-15: Control de clientela masiva
- 02-15: Control de clientes especiales
- 03-15: Cambio de medidores obsoletos
- 04-15: Cambio de acometidas y medidores en circuitos readecuados.
- 05-15: Normalización de consumos ceros

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

Evaluación de Resultados

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

Refacturación:

Durante el año 2015, se normalizó, calculó y tramitó los siguientes valores:

Reliquidaciones y Refacturaciones
2015

	Energía (KWh)	Valor (USD)
Reliquidación	139,823	14,061.00
Refacturación	2.406,011	242.372.30
Total	2.545,834	256.433.30

Fuente: Estadística de Facturación EERSA

Por este concepto se facturó 2.545.834 KWh lo que representa USD 256.433,30. De este total 139.823 KWh equivalente a USD 14.061,00 corresponde a reliquidaciones, y 2.545.834 KWh valorado en USD 242.372,30 son refacturaciones. Todos estos valores están agregados a la facturación de la Empresa.

Energía Recuperada por mes:

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

Evaluación de Recuperación Energética y Financiera 2015

Proyectos	Recuperación		
	MWh	USD	%
Proyecto 01-15: Control de clientela masiva	26.64	2,384.28	0.0072
Proyecto 02-15: Control de clientes especiales	308.28	27,591.06	0.0839
Proyecto 03-15: Cambio de medidores obsoletos	598.86	53,597.97	0.163
Proyecto 04-15: Cambio de acometidas y medidores en circuitos readecuados.	127.58	11,418.25	0.0347
Proyecto 05-15: Normalización de consumos ceros	721.39	64,564.57	0.1963
TOTALES	1,782.75	159,556.13	0.4851



En total, se recuperó 1.782,75 MWh/año (equivalente a 148,56 MWh/mes) valorado en USD 159.556,13/año (equivalente a USD 13.296,34/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 0,485% de la energía disponible en el sistema.

Indicadores de pérdidas no técnicas

A continuación realizamos una comparación de los principales indicadores de pérdidas no técnicas de los años 2014 y 2015.

Cuadro comparativo de indicadores de Pérdidas no Técnicas

Indice	Unidad	2014	2015	Diferencia
Inspecciones realizadas totales	Nº	8.780	5.867	-33.2%
Novedades encontradas	Nº	1.231	1.629	32.3%
Medidores cambiados	Nº	8.055	18.736	132.6%
Recuperación Energética	MWh/mes	130.53	148.56	13.8%
Recuperación Financiera	USD/mes	11.682.57	13.296.34	13.8%
Refacturación Energía	MWh	1.198.14	2.545.83	112.5%
Refacturación valores	USD	105.695.63	256.433.30	142.6%
Recuperación Energética total	MWh/año	2.764.50	4.328.55	1.564.05
Recuperación Financiera Total	USD/año	245.886.47	415.989.38	170.102.91
Pérdidas no Técnicas	MWh/año	10.071.03	10.197.98	126.95
% de pérdidas no técnicas [1]	%	2.86	2.78	-0.08
Pérdidas Técnicas	MWh/año	28.390.76	29.804.58	1.413.82
% de pérdidas [1]	%	8.06	8.11	0.05

Fuente: Estadísticas Generación, Comercialización, Control Pérdidas y Planificación

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

El beneficio total de la gestión de control de pérdidas fue recuperar para la facturación 4.328,55 MWh lo que equivale a USD 275.798,54. Este año se dio más énfasis en el cambio de medidores en el sector residencial, ejecutando proyectos financiados por el BID y CAF dentro del programa de reforzamiento de redes para el PEC. El porcentaje de pérdidas técnicas tuvo un ligero incremento de 0.05%, en tanto que las pérdidas no técnicas experimentó un decremento de -0,08%.

Actividades Administrativas

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

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

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

Balance Energético

A fin de realizar una evaluación total de pérdidas de energía, hemos procedido a elaborar el balance energético del año 2015 con la información proporcionada por las Direcciones de: Operación y Mantenimiento, Comercialización y Planificación.

El balance energético del 2015, señala una disponibilidad neta de energía en el sistema eléctrico de 367.464,47 MWh, de los cuales se facturó a clientes regulados 327.461,91 MWh; existiendo una pérdida total de energía de 40.002,56 MWh lo que representa el 10,89% de la energía disponible del sistema. De este total, 29.804,58 MWh (8,11%) corresponde a la parte técnica



(pérdidas operacionales) y 10.197,98 MWh (2,78%) a las pérdidas no técnicas (pérdidas comerciales). Comparado con el índice de pérdidas anual del sistema correspondiente al 2014 (10,93%), se tiene una disminución neta de pérdidas de -0,04%.

Las pérdidas técnicas aumentaron 0,04%, en tanto que las pérdidas no técnicas han disminuido en -0,08%, lo cual significa que la disminución neta de pérdidas totales es de -0,04%.

Es importante indicar que, en el balance energético anual tanto el consumo por Alumbrado Público como las pérdidas técnicas, no son medidos sino calculados en función de la información de la potencia en Alumbrado Público y datos de carga respectivamente. A partir del mes de mayo de 2014 y disponiendo de información técnica levantada en el GIS, la Administración toma la decisión de "sincerar" tanto la metodología de cálculo de las pérdidas técnicas como el cálculo del consumo de Alumbrado Público, resultando una disminución de la facturación de Alumbrado Público en promedio de 365,82 MWh/mes [4.389,84 MWh/año (1,23%)]. Este ajuste del cálculo de Alumbrado Público provocó el incremento de pérdidas no técnicas hasta el mes de agosto 2015. En los últimos 4 meses del 2015, se experimenta la tendencia a la disminución que manteníamos antes del ajuste.

Distribución de Pérdidas de Energía

La distribución de las pérdidas de energía en sus distintas componentes durante el 2015 fue la siguiente:

		MWh	%
Técnicas	Lineas Subtransmisión	1 917.79	0.52
	Subestaciones	3 365.00	0.92
	Alimentadores Primarios	5 811.58	1.58
	Transformadores	8 011.05	2.18
	Secundarios	4 577.48	1.25
	A. Público	3 242.53	0.88
	Acometidas	1 825.47	0.50
	Medidores	1 053.68	0.29
	Subtotal técnicas	29 804.58	8.11
No Técnicas		10 197.98	2.78
Totales		40.002.56	10.89

Fuente: Planificación

Las pérdidas técnicas representan 29.804,58 MWh (8,11%), siendo su componente más importante las pérdidas en transformadores con 8.011,05 MWh (2,18%). Las pérdidas no Técnicas representan 10.197,98 MWh (2,78%).

Análisis de Tendencia de Pérdidas

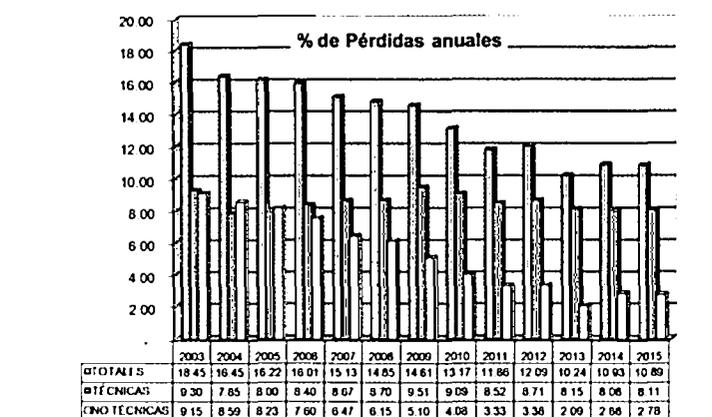
Es importante realizar un adecuado análisis de tendencia de pérdidas en el tiempo con la finalidad de observar su crecimiento o decremento. Para estudiar el comportamiento y tendencia de las pérdidas, utilizaremos la recomendación del Manual Latinoamericano para el control de pérdidas eléctricas, que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

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

Pérdidas totales del sistema

Año	Pérdidas %	Reducción %	Reducción Acumulada %
2003	18.45		
2004	16.45	2.00	2.00
2005	16.22	0.22	2.23
2006	16.01	0.22	2.44
2007	15.13	0.87	3.32
2008	14.85	0.28	3.60
2009	14.61	0.24	3.84
2010	13.17	1.44	5.28
2011	11.86	1.31	6.59
2012	12.09	0.23	6.37
2013	10.24	1.85	8.21
2014	10.93	0.69	7.53
2015	10.89	0.04	7.57

Desde el año base 2003 hasta el 2015 se tiene una reducción acumulada del 7,57%; esto es, existe una reducción, a razón promedio de 0,63% anual. Los índices anuales de pérdidas totales, técnicas y no técnicas se ilustran a continuación.

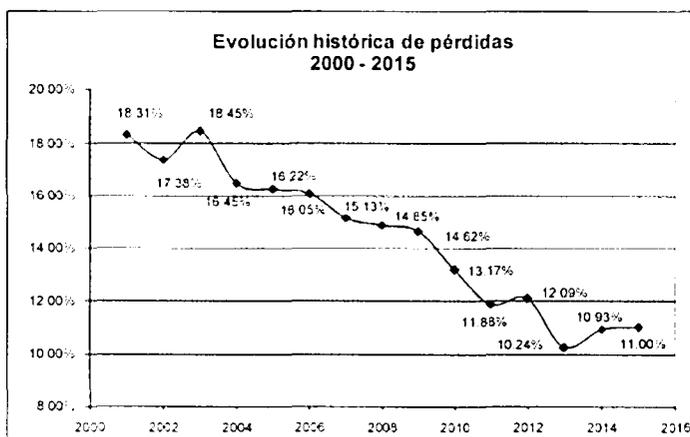


El peso de las pérdidas no técnicas sobre las pérdidas totales sigue siendo cada año menor; el valor de 2% es considerado como aceptable en los estándares internacionales. Actualmente el componente de pérdidas técnicas es el más significativo.

De igual forma, podemos decir que las pérdidas no técnicas de energía han evolucionado del 9,15% en 2003, a un valor de 2,78% logrado en el 2015; de hecho, se ha conseguido una reducción acumulada de 6,37%.

Evolución histórica de las pérdidas de energía

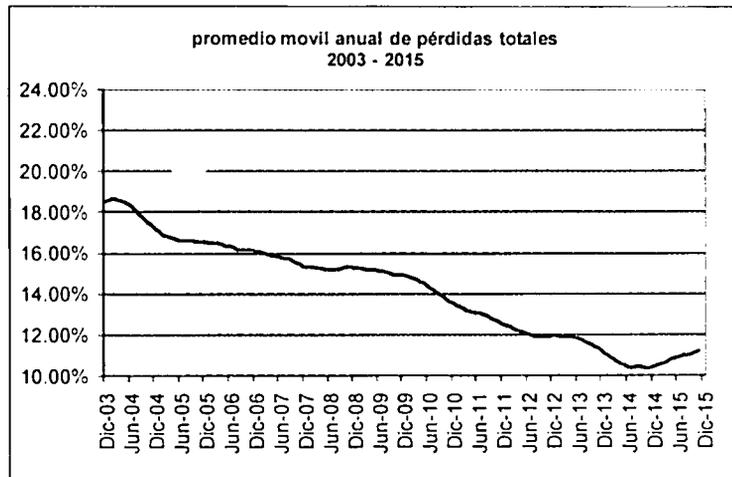
Es importante también mantener la perspectiva en el largo plazo sobre la evolución de pérdidas de la empresa para medir el impacto de las acciones que se han tomado en el cumplimiento del objetivo de reducirlas hasta un valor que sea técnica y económicamente aceptable para la empresa. En el siguiente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



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

Beneficios del programa de control de pérdidas

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



Sin medidas de control, a diciembre de 2015 el nivel de pérdidas estimado hubiese sido de 21,75%, que comparado con el nivel real alcanzado de 10,89% con medidas de control, tenemos que el beneficio logrado es 10,86% menos en pérdidas. El beneficio de controlar y reducir las pérdidas es que: la empresa en 2015 dejó de perder al menos 39.906,00 MWh lo que representa USD 3'192.000 aproximadamente.

5.5. 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.

Se presenta un resumen general de los parámetros más representativos resultantes de la gestión realizada por Dirección Comercial en los años 2011, 2012, 2013, 2014 y 2015 lo cual permite realizar un análisis comparativo de la gestión durante esos años.

**INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONÓMICO 2015**



RESUMEN GENERAL

Concepto	2,011.00	2,012.00	2,013.00	2,014.00	2,015.00	Diferencia	Porcentaje
Cientes	152,029.00	156,981.00	161,432.00	164,325.00	166,439.00	2,114.00	1,29%
MWh Facturados	251,497.95	269,719.37	295,754.65	313,566.20	327,461.97	13,895.77	4,43%
(Miles US\$) Facturados	25,519.19	28,581.32	31,227.37	35,903.80	40,003.96	4,100.16	11,42%
(Miles US\$) Recaudados	25,189.95	28,156.97	30,874.36	35,645.78	39,482.26	3,836.48	10,76%
% de recaudación	98,71%	98,52%	98,87%	99,28%	98,70%	-0,0058	-0,59%
* Cartera Total (Miles US\$)	2,449.45	2,713.85	2,976.41	3,158.64	3,485.52	326.88	10,35%
* Cartera Vencida (Miles US\$)	1,869.50	1,938.70	2,150.54	2,300.33	2,500.68	200.35	8,71%
Emissiones vencidas	0,98	0,89	0,90	0,77	0,75	-0,02	-2,00%
Pérdidas de Energía T. del Sistema	11,88%	12,09%	10,24%	10,93%	10,89%	-0,040	-0,37%
Nuevos servicios	6,400.00	6,859.00	5,982.00	5,641.00	5,634.00	-7.00	-0,12%
Cambio de medidores	7,647.00	7,048.00	6,216.00	8,055.00	18,737.00	10,682.00	132,61%
Cambio medidores recursos PMD-PEC					4,400.00		
Cambio medidores recursos BID					4,375.00		
Cambio medidores recursos CAF					5,842.00		
Cambio medidores PLAN REP					1,200.00		
Cambio medidores calidad energía					2,920.00		
Reubicación de medidores	3,320.00	1,615.00	1,028.00	737.00	2,020.00	1,283.00	174,08%
Retiro de medidores	1,788.00	2,171.00	1,705.00	3,065.00	3,890.00	825.00	26,92%
Medidores bifásicos Instalados		3,406.00	5,807.00	16,734.00	39,026.00	22,292.00	133,21%
Total inspecciones realizadas	26,138.00	24,443.00	24,137.00	23,945.00	42,851.00	18,906.00	78,96%
Total de instalaciones realizadas	22,535.00	21,628.00	20,670.00	21,182.00	39,222.00	18,040.00	85,17%
Número de Facturaciones	1,798,375	1,858,289	1,914,773	1,956,232	1,990,454	34,22	1,75%
Número de Refacturaciones	3,826.00	3,222.00	4,190.00	3,636.00	3,441.00	-195.00	-5,36%
Calidad de facturación	0,21	0,17	0,22	0,19	0,17	-0,02	-10,53%
Recuperación de Pérdidas (MWh)	2,380.62	2,726.40	3,308.05	2,764.50	4,328.55	1,564.05	56,58%
Recuperación de Pérdidas (US\$)	259,541.67	253,337.04	287,724.24	245,886.47	415,989.38	170,102.91	69,18%
Lecturas tomadas	1,672,321	1,717,589	1,726,569	1,816,435	1,889,452	73,02	4,02%
Cambio Plan RENOVA		229.00	270.00	327.00	604.00	277.00	84,71%
Cientes Programa PEC				16.00	2,575.00	2,559.00	
Cientes inscritos Programa PEC				991.00	5,89	4,900.00	
Cientes PEC atendidos cambio medidores				767.00	5.69	4,926.00	
Circuitos expresos ejecutados				56.00	3.37	3,309.00	

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

Se ha considerado importante presentar este cuadro resumen de los años, 2011, 2012, 2013, 2014 y 2015, 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 al los Planes Operativos y políticas de la Empresa.

RESUMEN DE OBJETIVOS PLANTEADOS Y CUMPLIMIENTO

CONCEPTO	OBJETIVO	EJECUTADO	DIFERENCIA	PORCENTAJE
% de Recaudación	98,00%	99,15%	1,15	1,17%
Emissiones Vencidas	1,00	0,75	-0,25	-25,00%
% Pérdidas de energía del sistema	10,00%	10,89%	0,89%	8,90%
Instalación de Nuevos Servicios	6	5,634,00	-366,00	-6,10%
Cambio y/o reubicación medidores	8,792,00	18,737,00	1,792,00	25,60%
Retiro de medidores	2,000,00	3,890,00	1,890,00	94,50%
Inspección de medidores	5,500,00	5,867,00	367,00	6,67%
Calidad de Facturación	1,00%	0,17%	-0,83	-83,00%



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

Se espera en el 2016 continuar cumpliendo los planes operativos que se tienen diseñados, que sin duda son una herramienta muy importante, con lo cual se espera lograr realizar una mejor gestión especialmente en las áreas críticas y obtener mejores índices de gestión, para lo cual se espera contar con el apoyo de todas las áreas, así como de la Gerencia que deberá asignar los recursos necesarios; se espera también que exista el compromiso de todos quienes hacemos la empresa tendiente a cumplir con los planes operativos e ir cumpliendo con los objetivos y metas planteadas, esto le permitirá a la Empresa ser más eficiente, rentable y sostenible en el tiempo.

Los Programas Emblemáticos del Gobierno Nacional, que son el PLANRENOVA y el Programa de Cocción Eficiente y Calentamiento de Agua, en el año 2016, se continuara dando prioridad en la atención de cambio de medidores a quienes se inscriben en el Programa y la ejecución de los circuitos expresos a aquellos clientes que adquieran sus cocinas, para lo cual la Administración como lo ha venido haciendo, asignara los recursos que sean necesarios.

VI. INVERSIONES

**CUADRO RESUMEN DE EJECUCIÓN FINANCIERA
DEL PRESUPUESTO DE INVERSIONES 2015
(VALORES EN DOLARES)**

ETAPAS FUNCIONALES	REFORMA PRESUP.	EJECUCIÓN PRESUP.	DIFERENCIA	% E. f(R).
INSTALACIÓN SERVICIO ABONADOS	1.463.267.96	2.220.664.99	-757.397.03	151.76
BIENES E INSTALACIONES	2.539.883.92	1.493.213.20	1.046.670.72	58.79
GENERACIÓN HIDRÁULICA	2.302.747.38	0.00	2.302.747.38	0.00
SUBTRANSMISIÓN	8.087.032.38	3.026.202.39	5.060.829.99	37.42
DISTRIBUCION	14.448.881.40	7.019.957.39	7.428.924.01	48.58
TOTAL	28,841,813.04	13,760,037.97	15,081,775.07	47.71

Fuente: Liquidación del Presupuesto 2015

La ejecución del presupuesto de inversiones se ha cumplido en USD.13.760.037,97 frente a un presupuesto reformado de Inversiones de USD. 28.841.813,04, corresponde al 47,71% lo ejecutado.

La Instalación de Servicio Abonados se ha ejecutado el 151.76%, USD. 2.220.664,99 de USD. 1.463.267,96 asignados, se utilizaron materiales que existían en stock de Bodega para nuevos servicios, cambio de medidores consumo cero, readecuación de acometidas y medidores en mal estado, cambio de medidores y acometidas de control de pérdidas.

En Bienes e Instalaciones se ha ejecutado en el 58.79% esto es USD. 1.493.213,20 de los USD. 2.539.883,92 asignados en Mobiliario y Equipo de Oficina, Equipos de Transporte, Herramientas, Equipos de Laboratorio, Equipo de Comunicación, Equipo de Computación y otros.

En el año 2015 no se han ejecutado obras por concepto de la generación hidráulica a pesar de la asignación presupuestaria.

En Subtransmisión las obras programadas se han ejecutado en el 37,42% esto es USD. 3.026.202,39 de los USD. 8.087.032,38 asignados; se están realizando trabajos en las Subestaciones Chunchi, Multitud y Balsayán, repotenciación de las Líneas de Subtransmisión Gatazo-Guamote y Licán-Gatazo, repotenciación de los centros de transformación y otros.

En el etapa de Distribución se contemplan las obras de electrificación rural y urbana marginal que alcanzan una ejecución del 48.58%, esto es US 7.019.957,39 de los USD. 14.448.881,40 asignados, estas obras son ejecutadas en cada cantón de la Provincia de Chimborazo.

Los recursos utilizados para financiar estos proyectos son: PMD-PEC 2014, Proyectos de Calidad 2015, BID 2014, CAF 2015 Utilidades de ejercicios anteriores, Fondos de Reposición de años anteriores Aportes para Futura Capitalización de los GADs de la provincia, y Contribuciones de Usuarios.

VII ASPECTOS ADMINISTRATIVOS

7.1. Situación Laboral

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

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

Durante el año 2015 se efectuaron 05 Juntas de Accionistas de las cuales se tomaron 23 resoluciones; y, 05 sesiones de Directorio con 41 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

Durante el ejercicio económico del 2015, el Departamento de Asesoría Jurídica continuó prestando el asesoramiento a funcionarios en el nivel ejecutivo, directivo, servidores y obreros que laboran en la EERSA para la toma de decisiones y emisión de criterios y dictámenes, observando las diferentes disposiciones constitucionales, legales, reglamentarias y demás normativa aplicable en el ámbito empresarial; de igual manera en cumplimiento a la Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública, y como unidad de asesoría y apoyo, ha continuado prestando asesoría en los procesos de contratación que realiza la Institución; así como ha participado en el análisis de documentos en todas sus fases cuando las diferentes Comisiones designadas por la Administración han requerido de su intervención y apoyo.

Se ha continuado patrocinando la defensa de los juicios verbal sumarios que por indemnizaciones de daños y perjuicios plantearon a la Empresa los señores, ex funcionario y ex trabajador de la Empresa, Dr. Eduardo Landívar Pazmiño, y Ezequiel Marchán Sánchez, respectivamente, así como del juicio que por incumplimiento de contrato de suministro y montaje de equipos electromecánicos para la Central Nízag se sigue en contra de la Compañía GUGLGER, los mismos que se seguirán impulsando hasta obtener sentencias definitivas.

Se ha continua patrocinando la defensa del juicio de reclamación patronal No. 224-2013, presentada por el Dr. José Soria, encontrándose en este momento con auto resolutorio de nulidad favorable a la EERSA, emitido por la Corte Provincial de Justicia de Chimborazo; de igual forma durante el año 2015, se continua patrocinando la defensa de 73 juicios laborales presentado por reclamaciones de pago de pensiones jubilares patronales y canasta familiar en contra de la Institución, a la fecha dentro de estos procesos se encuentran efectuándose audiencias tanto preliminares como definitivas y esperando resolución de primera instancia en más de cincuenta por ciento de los casos.



Se ha realizado gestiones judiciales para la recuperación de valores por concepto de Convenios de pago ya sea por instalación de transformadores, extensión de líneas y redes, de los cuales se ha iniciado la acción coactiva en contra de tres usuarios que no han cancelado su obligación, los mismos que se encuentran con acuerdos de pago parciales y los demás se encuentran en procesos coactivos.

Se ha realizado una gestión oportuna en lo referente a denuncias asistencia a diligencias pre procesales y audiencias por concepto de accidentes de tránsito y choques a los bienes de la EERSA, situación que ha conllevado a recuperar en su totalidad el pago de los daños, procesos que han concluido con la suscripción de actas y acuerdos conciliatorios realizados en audiencia. Durante el ejercicio económico del 2015 se suscribieron 17 Acuerdos Transaccionales por choques contra bienes de propiedad de la EERSA logrando los pagos totales en un valor aproximado de USD15.000,00; de igual forma también se ha seguido acciones por accidentes de tránsito de los vehículos 50, 5 y 68 de propiedad de la EERSA, encontrándose uno de estos procesos archivado favorablemente dos restantes se encuentra en indagación previa.

En el año 2015 al no haber tenido resultados favorables en los procesos judiciales verbal sumarios iniciado en contra de la Compañía GOLDEN LEAF, por la inexistencia de bienes de la demandada, actualmente se encuentra impulsando el juicio de quiebra fraudulenta en contra de la Compañía GOLDEN LEAF, patrocinando su defensa hasta la obtención de resultados definitivos y favorables de ser el caso para la Empresa.

En el año 2015 se ha patrocinado dos acciones Constitucionales una Acción de Protección presentada por el señor Wilfrido Avalos, en la que solicitaba que se le cancele la re liquidación de la pensión jubilar la cual se término con sentencia favorable para la Empresa; y, la Acción Extraordinaria de protección presentada por la señora Blanca Toledo Castillo contra el auto de nulidad (favorable para la EERSA) declarado por la Corte Provincial de Chimborazo en el juicio laboral seguido en contra de la EERSA, acción que se encuentra en estado de resolución en la Corte Constitucional.

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 Auditorias 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

En el año 2015, se realizaron actividades y proyectos en el área tecnológica, en los que el Departamento de Informática ha desempeñado un factor importante para la consecución de los objetivos planteados; proyectos y tareas que han permitido el correcto funcionamiento y crecimiento tanto de la Infraestructura Tecnológica como de los Sistemas Informáticos, a fin de brindar servicios y soporte a los usuarios internos como externos con alto índice de integridad, disponibilidad, seguridad y eficiencia.

En resumen podemos indicar las siguientes actividades:

HARDWARE:

- Adquisición de Equipos informáticos
- Mantenimiento de Equipos Informáticos

SOFTWARE

Es necesario el mantenimiento de los Sistemas como el desarrollo de nuevos Sistemas, estas actividades de acuerdo a su dimensión y la disponibilidad de recursos el proyecto se lo ha realizado In-house con nuestro personal de Sistemas y/o con desarrollo Out-house con

empresas especializadas en software con la coordinación y/o participación de nuestro personal.

➤ **IMPLEMENTACION DE SISTEMAS INFORMÁTICOS**

- **SISTEMA PEC.**- Al ser el programa PEC (programa de cocción eficiente) proyecto emblemático del gobierno y estar en su etapa de desarrollo e implementación tanto por parte del SIPEC (Sistema del MEER) y de los Sistemas Comerciales de las Empresas, así como las interfases de intercambio de información entre los dos sistemas.
- **SISTEMA FACTURACION ELECTRONICA**
- **APLICACION ANDROID.**- Se ha modificado el aplicativo disponible en Play Store para presentación de mayor información PEC, en valores e historial de consumos 12 meses.

➤ **PAGINA WEB (MANTENIMIENTO DE SOFTWARE IN-HOUSE)**

➤ **RENOVACION DE AUTO IMPRESORES PARA EL SISTEMA COMERCIAL**

➤ **SISTEMA COMERCIAL.**- Se ha implementado una interfase entre el módulo de Atención a cliente y el GIS a fin de optimizar tiempo y recursos en estos procesos.

➤ **SISTEMA FINANCIERO.**

➤ **SISTEMA DE ROLES DE PAGO**

➤ **MODULO DE ENVIO DE CORREOS (IN-HOUSE)**

➤ **ADMINISTRACION DEL SISTEMA DE VIDEO CONFERENCIA**

➤ **ADMINISTRACION DEL QUIPUX**

➤ **MODULO DE CONTRATOS RRHH y ASESORIA JURIDICA**

➤ **CONTROL DE VIÁTICOS**

➤ **RENOVA**

➤ **CONTROL DE CONTRATOS**

➤ **MEDIDORES**

➤ **SISTEMA SAR .-** Se concluyo con la implementación del Sistema SAR y las interfases con el Sistema Comercial a fin de extraer la información de los usuarios de este sistema y transferirlos al SAR, este sistema se encuentra implementado y publicado en nuestra página institucional.

➤ **TELEFONIA IP.**

➤ **VIDEOVIGILANCIA**

➤ **IMPLEMENTACION DEL CIS NACIONAL.**- Como parte del proyecto SIGDE se tiene definido la implementación del Sistema CIS en el que la EERSA con personal de Informática está participando en el Comité de Migración en el comité que se lo desarrolla en la ciudad de Cuenca de acuerdo a cronogramas establecidos y dispuestos por el MEER. Nos encontramos en el ciclo 04 de pruebas las empresas Riobamba, Quito, Guayaquil y Centro Sur.

➤ **COMUNICACIONES.**

VIII PLANIFICACIÓN

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

- ✓ Jefatura de Sistemas de Información Geográfica
- ✓ Jefatura de Análisis Técnico

- ✓ Jefatura de Estudios Económicos.
- Se procedió al levantamiento y elaboración de los procesos SIG para mejorar la gestión de información en la EERSA, en el mes de diciembre del 2015 se aprobó por parte de Gerencia los nuevos Procesos SIG mediante comunicación 9219 PLA 15; lo que compromete a todas las áreas de la EERSA a cumplir eficazmente lo que corresponde a cada una de sus actividades, con lo cual se mejorará la Información SIG puesta a disposición de la EERSA y del sector Eléctrico.
 - Se implementó dominios, campos y atributos así como actualizaciones del catálogo de objetos.
 - Se realizó la actualización permanente de información de red eléctrica reportados por la DIC, DOM y DIL.
 - Revisión, validación y depuración permanente de Información SIG mediante el uso de las herramientas Network Exporter y CimValidation (acceso remoto EEQ), con la finalidad de corregir posibles datos erróneos ingresados por el personal SIG y uso de la herramienta Network Importer para migrar información al DMD del Sistema ADMS-SCADA en forma periódica cada mes.
 - Inspección en campo de información temática eléctrica de las obras ejecutadas en el Sistema de Distribución de la EERSA por parte de los Editores SIG para solventar las inconformidades detectadas en la calidad de dato reportada en los formularios SIG con fines de actualización en la geodatabase SIG de la EERSA.
 - Levantamiento de información cartográfica usando la tecnología GPS WGS 84 en zonas de implantación de redes eléctricas donde no existía cartografía y se requería su actualización.
 - Publicación de información SIG a través de la página WEB: <http://gis.eersa.com.ec/geoportal/> con la finalidad de mejorar la gestión del Sistema de Distribución eléctrica de la EERSA.
 - Participación en reuniones de trabajo entre representantes de las Distribuidoras y MEER mediante video conferencias con la finalidad de revisar, identificar requerimientos y establecer acciones para mejorar la gestión SIG en lo relacionado con la calidad de dato puesto a disposición en el sector eléctrico de distribución.
 - Desarrollo de una aplicación digital que permita identificar el crecimiento de Infraestructura Eléctrica ingresado en el SIG.
 - En cuanto tiene que ver a Calidad del Producto en el año 2015 se monitorearon 36 barras de salida de las subestaciones de distribución, 204 centros de transformación en baja tensión, 204 clientes de baja tensión, 12 clientes de media tensión; de acuerdo a la regulación de calidad del servicio 004/01 y publicado en el SISDAT mensualmente. Por solicitud realizada por las diferentes direcciones se ha ejecutado 45 mediciones de monitoreo y análisis de calidad de energía a diferentes usuarios.
 - En relación a calidad del servicio técnico se determinó los índices FAL y TAL mensualmente terminando a diciembre del 2015 en: FAL = 6.92 y TAL = 7.91h, en dichos índices se encuentra incluida la suspensión del servicio en toda el área de concesión de la Empresa debido al mantenimiento de la subestación Riobamba realizado por TRANSELECTRIC. Si no se considera dicha interrupción por ser una suspensión general los índices serían FAL = 5.92 y TAL = 3.60h; la meta propuesta por el MEER para la Empresa fue de FAL = 7.00 y TAL = 5.00h.
 - Se realiza el análisis de las pérdidas técnicas de potencia y energía en todas las subetapas del sistema de la Empresa esto es: Líneas de subtransmisión, transformadores de las subestaciones, alimentadores primarios, transformadores de distribución, redes secundarias, alumbrado público, acometidas y medidores dichos análisis se lo realiza con una periodicidad mensual y los resultados son publicados en el ARCONEL a través del SISDAT.
 - Se realizó estudios en diferentes elementos del sistema eléctrico de la Empresa entre los que se destaca:



- Envío de Informe de consultoría de Estudio de Re potenciación de Centros de Transformación de alimentadores de la subestación dos, ubicados en el sector urbano considerando el ingreso de programa PEC, este análisis se realizó para 34 circuitos del alimentador 1500020T01, 86 circuitos del alimentador 1500020T02, 85 circuitos del alimentador 1500020T03, 102 circuitos del alimentador 1500020T04.
- Una actividad principal desarrollada es la elaboración de informe del Plan de Expansión del sistema eléctrico de la EERSA en lo concerniente al análisis de la red de Subtransmisión y análisis de Alimentadores Primarios correspondiente al periodo 2016-2025, considerando las metas establecidas por el MEER, como resultado del análisis se determinó los proyectos que serían elementos del plan de inversión 2016-2025, los mismos que se envían al ARCONEL.
- Estudio para realizar la reconfiguración de alimentadores de las subestaciones Alausí, Chunchi y Pallatanga.
- Estudio para incorporar una carga de NUVINAT de 500kVA a la que actualmente tiene de 700KVA que era servida por el alimentador 1500040T01, la que paso a ser parte del alimentador 1500070T01
- Estudio para la incorporación de una carga de 150kVA, en el alimentador 1500030T04, la misma que será parte del centro de acopio en Las calles Euclides Chàvez y Federico Alvear en Penipe.
- Análisis Técnico para la reconfiguración del alimentador 1500040T01, considerando el estudio realizado en el Plan de expansión, considerada como alternativa para mejorar las caídas de voltaje y balancear carga del alimentador , considerando los flujos de balance de cargas, con las opciones de seccionamiento y transferencia de carga a los alimentadores 1500040T02 y 1500070T01 es factible ya que al ejecutarse los flujos de carga se determinó que los puntos alejados de estos ramales que tenían inconvenientes, al realizar el análisis con la carga transferida en los nuevos alimentadores se determinó que en dichos puntos las caídas de voltaje están cumpliendo con la normativa emitida por el ente Regulador.
- En lo que tiene que ver a los programas financiados por el Estado esto es PMD, PLANREP, BID I y CAF, se ha venido reportando mensualmente el avance de los proyectos por pedido del Ministerio de Electricidad través del software GPR.
- En forma mensual se toma los datos de lecturas de medidores, de todas las subestaciones del sistema eléctrico de la EERSA, Con la información recopilada y resumida se elaboran las proyecciones de demanda de potencia y energía a corto y mediano plazo, los mismos que se los presenta en el estudio Tarifario solicitado por el ARCONEL, de igual manera dichas proyecciones son utilizadas para la reforma presupuestaria y para la elaboración del presupuesto del año siguiente.
- Se ha venido cumpliendo estrictamente con el envío de información, que como obligación tenemos ante el ente regulador ARCONEL, de tal forma de no sobrepasar las fechas señaladas para el envío de cada una de las documentaciones requeridas. En forma mensual se envía información relacionada a estadísticos los mismos que incluyen: estadísticas de generación de energía eléctrica por centrales de generación y por unidades de generación, resúmenes de energía comprada, energía vendida en el MEM, Facturación mensual de clientes regulados y no regulados, cuadros mensuales de distribución de frecuencias, resúmenes mensuales de balance de energía así como de balance de pérdidas, detalle de alimentadores primarios y transformadores de distribución, redes secundarias, descripción de cantidades de acometidas, medidores y luminarias. Anualmente en el mes de enero se envía información relacionada con: descripción de información de centrales de generación, descripción de unidades por centrales de generación, descripción de subestaciones, transformadores de potencia, descripción de información técnica sobre líneas de subtransmisión.



- En el primer trimestre del año se prepara el Plan de Expansión decenal, que involucra la proyección de la demanda a corto y mediano plazo, así como la identificación de los requerimientos del sistema para satisfacer la demanda creciente, el mismo que se lo presenta al ARCONEL en base a proyectos de inversión en formato SENPLADES, con la finalidad de obtener recursos provenientes del Presupuesto General del Estado.
- Durante el segundo trimestre del año se prepara el Estudio Tarifario, el mismo que involucra estudios adicionales de proyección de la demanda, estadística detallada de los elementos del sistema de distribución, análisis de costos de mano de obra, administración y materiales, estudios de requerimientos futuros para operación del sistema.
- Se realiza la actualización de los costos de mano de obra y precios de materiales con una periodicidad anual, los mismos que son utilizados para la elaboración de presupuestos en las direcciones de Ingeniería y Construcciones (DIC), Operación y Mantenimiento (DOM).
- En coordinación con la dirección Financiera, se prepara y presentan los detalles de la reforma presupuestaria y elaboración del presupuesto del año siguiente, el mismo que incluye la cuenta a la cual debe ser cargada la partida solicitada y el detalle del flujo de gastos previsto en forma mensual.
- En el año 2014 y 2015, la EERSA se encontraba en la implementación del Sistema de Gestión por procesos, por tanto al igual que las otras áreas de la empresa, la Dirección de Planificación participó en los talleres para la definición de procesos, debiendo hacer el levantamiento de todos los procesos, procedimientos y actividades de nuestra Dirección, en coordinación con los Consultores contratados para el efecto. La participación de la Consultora fue hasta la revisión de los procesos definidos como críticos, quedando pendiente todavía la revisión e implementación del resto de procesos.
- A partir de enero de 2015, mediante memorandos y correos electrónicos se ha venido solicitando a las Direcciones de la Empresa el envío de los reportes de avance de los proyectos del Plan Estratégico. Esta información ha sido actualizada mensualmente en el Balance Score Card diseñado para el seguimiento y evaluación del Plan Estratégico. Así mismo, se han realizado reuniones con los responsables de los Proyectos, a fin de ir aclarando ciertas inquietudes y mejorar el proceso de reportes. El avance de los proyectos definidos en el Plan Estratégico de la Empresa para el período 2014 - 2018, con corte a diciembre del 2015 es del 31% de la Planificación, esto debido principalmente a la falta de recursos para el financiamiento de algunos proyectos.
- De acuerdo a los requerimientos de las Direcciones técnicas se entregan planos actualizados del sistema eléctrico de distribución principalmente a los grupos de mantenimiento y en forma de archivos magnéticos (AutoCad) para los contratistas particulares que realizan modificación o expansión del sistema eléctrico EERSA, requerimiento que es de forma permanente.
- Se capacitó a las Direcciones Técnicas y Comercial en el manejo del Software SIG, así como en el manejo de la información geográfica en el Geoportal que es una herramienta que se puede consultar a través del INTERNET. Dicha capacitación se la dictó también a constructores particulares, a fin de que entreguen la información de nuevas obras y remodelaciones de acuerdo a las especificaciones técnicas necesarias para ingresar en el sistema SIG.

IX RELACIONES INDUSTRIALES

La gestión de la Dirección de Relaciones Industriales resume los principales resultados de las acciones desarrolladas e implementadas por cada una de las áreas que la integran. Todas ellas, orientadas en la misión de la Dirección y de la EERSA y en los objetivos estratégicos y proyectos planteados en el Plan Estratégico 2012-2015 y actualizados para el período 2014-2018.

Dos de los proyectos son de competencia de la Dirección de Relaciones Industriales, y corresponden a los objetivos estratégicos: Fortalecer la Capacidad Institucional y Fortalecer la



Capacidad de Gestión del Talento Humano. Estos proyectos tienen un avance del 56% de cumplimiento en su desarrollo.

Las áreas de Recursos Humanos, Trabajo Social, Servicio Odontológico, Servicios Generales, Transportes, Comisariato y Fondos Rotativos desarrollaron actividades competentes a cada una, enfocadas en los nuevos lineamientos de cambio de la EERSA., las mismas que se plasman en el presente informe general que se presenta a la Gerencia.

OBJETIVO GENERAL DE Dirección de relaciones industriales

Orientar y coordinar los procesos que ejecutan cada uno de los departamentos y secciones que integran la Dirección de Relaciones Industriales; así como brindar soporte técnico a los niveles superiores en temas inherentes a sistemas de gestión.

OBJETIVOS ESTRATÉGICOS EERSA 2014 - 2018 de competencia de la dirección de relaciones industriales

La Empresa Eléctrica Riobamba S.A. realizó la actualización de su Plan Estratégico 2014-2018; en el cual ratificaron los proyectos orientados a cumplir con dos de los objetivos estratégicos planteados.

OBJETIVO ESTRATÉGICO	PROYECTO
Fortalecer la capacidad de gestión institucional	Implementación del modelo de gestión por procesos
Fortalecer la capacidad de gestión del talento humano	Implementación del modelo de gestión de talento humano por competencias

El desarrollo e implementación de los dos proyectos: el Sistema de Gestión por Procesos y Sistema Talento Humano por Competencias, inició en el mes de julio de 2014, con la contratación de una consultoría, a través de un proceso de contratación pública, y concluyó en el mes de septiembre de 2015, con la entrega de los productos de las 4 fases planteadas en la misma. La entrega final de la Consultoría se realizará, una vez que el Directorio de la EERSA, apruebe los productos finales, especialmente en lo referente a la Estructura Orgánica por Procesos.

Se torna necesario recalcar que la implementación total y mejoramiento continuo de los procesos de la EERSA, requieren de la madurez de la organización, del respaldo de la alta gerencia y de la buena actitud de personal. Por y para ello, se continuó con el cronograma de capacitación y formación del "grupo de facilitadores del cambio" que lo integran personal clave de cada una de las áreas. Todo ello, para que, efectivamente, se cristalice la transferencia de conocimientos de los consultores hacia el personal de la EERSA y se pueda implementar los Sistemas de Gestión de Procesos y Talento Humano por Competencias. Esta implementación, como se menciona en el párrafo anterior está sujeta a la aprobación del Directorio y posterior disposición de la Gerencia.

Por decisión Gerencial, en al año 2015 se reasignó la responsabilidad de otros dos proyectos del Plan Estratégico, a la Dirección de Relaciones Industriales, estos son:

OBJETIVO ESTRATÉGICO	PROYECTOS
Fortalecer la capacidad de gestión institucional	Construcción del Edificio Oficina Matriz
	Construcción y Remodelación de la Agencias de la EERSA

Para ejecutar estos dos proyectos, se presentaron, conforme las directrices del MEER, dos proyectos dentro del Plan de Expansión, para contar con financiamiento. Se está a la espera de la aprobación de los mismos.

8.1. Recursos Humanos

El área de Recursos Humanos, proporciona apoyo técnico en materia de Talento Humano, a la Dirección de Relaciones Industriales y a la Gerencia.

Datos relevantes del área

❖ Gestión de nómina

El monto cancelado en el año, por concepto de nómina del personal de planta, contrato y jubilados, que incluye la Remuneración Mensual Unificada –RMU- y los Beneficios Sociales fue de **\$4.927.606,78 (cuatro millones novecientos veinte y siete mil seis cientos seis 78/100 dólares americanos)**, conforme se detalla a continuación:

La EERSA para cubrir las necesidades de personal y contar con equipos de trabajo completos, procedió a contratar personal, por lo que al cierre del año 2015 contó con 287 personas contratadas en diferentes modalidades, ya sea para cubrir las partidas vacantes dejadas por las personas que se acogen a la jubilación o renuncian, o para los Proyectos que emprende el MEER, como por ejemplo, el Programa de Eficiencia Energética para Cocción por Inducción y Calentamiento de Agua con Electricidad en Sustitución del GLP en el Sector Residencial- PEC-.

❖ Concursos Internos y Externos de Méritos y Oposición

Para que la empresa pueda contar con personal de planta y de esta manera disminuir la rotación de personal, durante el año 2015, se realizaron varios concursos internos y externos de méritos y oposición, con los que se llenaron las partidas vacantes. En vista de ello, y en base a los requerimientos de la Empresa, se realizaron 66 concursos de méritos y oposición, cumpliendo con el instructivo de Reclutamiento y Selección de Personal, vigente..

❖ Ausentismo laboral

En el año 2015, se recopiló la información, desde los reportes semestrales generados por el Sistema de Control de Personal, para contar con estadísticas, que permitieron conocer las causas de la no presencia de los servidores u obreros en su puesto de trabajo.

8.2. Trabajo Social

El objetivo del área de Trabajo Social, es incrementar el bienestar social, laboral y familiar de los servidores y obreros, para mejorar la productividad de la EERSA.

En este contexto, el Trabajador Social, encaminó su accionar a:

- ❖ Apoyar a servidores y obreros, en el ámbito del bienestar social, laboral y familiar.
- ❖ Administrar la Póliza del Seguro de Vida y Accidentes Personales
- ❖ Coordinar con el área de Seguridad e Higiene Industrial, la presentación de Avisos de Accidentes Laborales.
- ❖ Coordinar con el área de Recursos Humanos, la contratación del personal con discapacidad.
- ❖ Coordinar eventos con el Comité de Capacitación de la EERSA.
- ❖ El Trabajador Social, es parte integrante del Comité de Capacitación.
 - Actúa como secretario y es el encargado de coordinar los eventos de capacitación contemplados en el Plan Anual de Capacitación de la EERSA, Los eventos contemplados en el Plan de Capacitación, que tiene el objetivo de potenciar al trabajador y mejorar sus competencias, para incrementar su productividad.

8.3. Transporte

El área de transportes centró su accionar en la administración del parque automotor de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A.

Las principales acciones desarrolladas fueron:

- ❖ Elaboración del presupuesto anual, que permitió disponer de los recursos necesarios para la adquisición de Combustibles, Lubricantes, Repuestos, Neumáticos para el mantenimiento del Parque Automotor de la Empresa.

- ❖ Elaboración, ejecución y seguimiento del Programa de Mantenimiento Predictivo, Preventivo y Correctivo del Parque Automotor.
- ❖ Gestión para la adquisición y reencauche de llantas, lubricantes, repuestos y combustibles para el Parque Automotor de la EERSA, a través del Sistema de Compras Públicas.
- ❖ Trámites y seguimiento en aplicación de la póliza de seguro de vehículos.
- ❖ Levantamiento e implementación de los procedimientos del Área de Transportes, para administrar de mejor manera el Parque Automotor de la EERSA:
 - Abastecimiento y pago de combustible
 - Matriculación vehicular
 - Orden de movilización
 - Custodia de vehículos
 - Mantenimiento preventivo de vehículos
 - Mantenimiento correctivo de vehículos

Además, se elaboraron dos instructivos: 1) Instructivo para la admisión de conductores, y 2) Instructivo para el personal que conduce vehículos de la EERSA.

- ❖ Implementación del software de Control y Mantenimiento de los Vehículos (SITOP) que permite: reunir, almacenar, procesar, monitorizar, informar y exportar información. Y además, implementar el programa de mantenimiento de vehículos.
- ❖ A finales de 2015, se inició el proceso de adquisición de Dispositivos de Rastreo Satelital (GPS) para los vehículos del área operativa de la EERSA, que cuando se implemente permitirá rastrear la posición de los vehículos, así como también recolectar información en tiempo real de combustible, velocidad y estado del automotor.
- ❖ En el último trimestre del año 2015, se adquirieron 32 vehículos, que reemplazaron a los vehículos que cumplieron su vida útil de trabajo. Esto permitirá reducir costos por concepto de combustible, mantenimiento, optimizar horas de trabajo, etc.
- ❖ Se inició, también la remodelación del Taller Mecánico, para mejorar la calidad del mantenimiento de los vehículos y la seguridad de los técnicos que laboran en el mismo.

8.4. Servicios Generales

Ésta área tiene como misión, gestionar la administración eficiente de los servicios generales, a fin de garantizar los servicios de aseo, mantenimiento (predictivo, preventivo y correctivo de todos los centros de trabajo, entendiéndose como tales: los edificios administrativos, las agencias, las centrales de generación, subestaciones, etc.) y el transporte del personal.

El accionar de esta área, está enfocado en:

- Administración del personal a su cargo.
- Administración de contratos.
- Servicios de aseo.
- Mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo de todos los centros de trabajo.
- Responsabilidad de Proyectos de Plan Estratégico
- ❖ Charlas de prevención.

8.5. Fondos Rotativos

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

- ❖ **Anticipos de sueldos**
- ❖ **Viáticos y subsistencias**
- ❖ **Fondo de Caja Chica**



❖ **Anticipos de Sueldos.**

8.6. Comisariato

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

Las principales acciones ejecutadas por el Comisariato se detallan a continuación:

- ❖ Administración financiera.
- ❖ Administración de convenios.
- ❖ Presentación de Estados Financieros.
- ❖ Control del personal a su cargo.

SERVICIO MÉDICO

El área médica de la EERSA, tiene como objetivo primordial: Mejorar las condiciones de salud y calidad de vida de los trabajadores, a través de la promoción, prevención y control; para incrementar los índices de productividad.

Las principales actividades realizadas por el área médica, fueron reportadas por el área de Seguridad Industrial; pues, en el año 2015 se ha integró este servicio como parte el área de Salud Ocupacional.

SERVICIO ODONTOLÓGICO

El dispensario odontológico, en un área de salud que brinda atención integral a todos y cada uno de los servidores y obreros de la EERSA, en lo que se refiere a la prevención, diagnóstico y tratamiento odontológico; en forma oportuna y eficaz, basada en principios de calidad, calidez, eficacia y equidad.

Las principales acciones ejecutadas por el área de odontología se detallan a continuación:

- ❖ Atención, diagnóstico y tratamiento odontológico.
- ❖ Elaboración y mantenimiento de historias clínicas.
- ❖ Planificación y ejecución de Medicina Preventiva.

X SEGURIDAD INDUSTRIAL Y RELACIONAMIENTO CON LA COMUNIDAD

La EERSA, en la actualidad viene implementando el Sistema de Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo con el objetivo de cumplir con lo establecido en la Resolución CD 390 expedida el 10 de noviembre de 2011, en el capítulo VI artículo 51, donde se detalla que las empresas u organizaciones deberán implementar el Sistema de Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo, como medio de cumplimiento obligatorio de las normas legales complementarias.

La Gestión Ambiental de la EERSA se ha venido ejecutando en base al cumplimiento de la normativa legal vigente y los planes de manejo ambiental establecidos para las diferentes áreas en toda el área de concesión.

OBJETIVOS

- Informar el cumplimiento de los componentes del Sistema de Gestión de Prevención de Riesgos -SGP-, como son: Gestión Administrativa, Gestión de Talento Humano, Gestión Técnica y Procesos Operativos Básicos
- Informar sobre los "Indicadores Proactivos y Reactivos" de la gestión de seguridad y salud ocupacional.
- Informar sobre la gestión de Salud Ocupacional en la EERSA durante el año 2015.
- Informar sobre la gestión medioambiental y cumplimiento de los planes de manejo ambiental de la EERSA.
- Informar sobre los trabajos de mantenimiento y limpieza de la franja de seguridad de las líneas y redes de la EERSA en su área de concesión.



10.1. Higiene y Seguridad Industrial

Dentro de este departamento se orienta bajo el lineamiento de:

1. GESTIÓN ADMINISTRATIVA

- 1.1.1.1. Reglamento Interno de Seguridad Industrial y Salud de los Trabajadores.
- 1.1.1.2. Planificación
- 1.1.1.3. Participación de Todos los Miembros de la Institución
- 1.1.1.4. Indicadores de gestión

2. GESTIÓN TÉCNICA

- Identificación y Evaluación de los Riesgos
- Control operativo integral

3. GESTIÓN DE TALENTO HUMANO

- Capacitación al Personal
- Diálogos de seguridad

4. PROCESOS OPERATIVOS BÁSICOS

1.4.1. ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE ACCIDENTES

- 1.4.2. Programa de Inspección de Vehículos
- 1.4.3. Análisis de Seguridad en el Trabajo
- 1.4.4. Implementación Planes de Emergencia

• Capacitación a Brigadas de Emergencia

- Capacitación para Simulacros Subestación N° 1 y Edificio Administrativo de la García Moreno y 10 d Agosto.
- 1.4.5. Implementación y capacitación en sobre Procedimientos para Actividades de alto Riesgo.

10.2 Medio Ambiente

Mantenimiento y conservación de las micro cuencas hidrográficas.-

En éste componente se han ejecutado actividades que permitan mantener los proyectos de Desarrollo Forestal Comunal y Agro ecología en el área de influencia de las Microcuenca del río Alao y Maguazo:

ACTIVIDADES RELACIONADAS AL MANEJO AMBIENTAL DE LA EMPRESA

ACTIVIDAD	OBSERVACIONES
MANEJO AMBIENTAL	<i>Se incrementó en un 35.71% las actividades relacionadas con el manejo ambiental de la empresa: 100% cumplimiento plan de manejo ambiental de luminarias y focos retirados del servicio 86% cumplimiento plan de manejo de contaminantes con aceite dieléctrico PCB'S.</i>
LIMPIEZA DE VÍAS	<i>Se incrementó la tala de árboles en la limpieza de vías en un 9.34% en relación al año 2014, lo que impacta en la continuidad del servicio sobre todo en el recorrido rural del líneas de media tensión</i>

CONVENIO DE INVESTIGACIÓN GENERACIÓN DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS EERSA-ESPOCH

Coordinación y seguimiento a la instalación y funcionamiento de las 5 estaciones de monitoreo, según informes del año 2015 se puede indicar que los valores promedio son:

Velocidad del aire a 80 m de altura	9,004 m/s
Potencia a 80 m de altura	487,471 w/m ²

RELACIONAMIENTO CON LA COMUNIDAD

- Participación de las diversas invitaciones realizadas por instituciones externas como expositores o colaboradores para las programaciones establecidas por las mismas, se



participó en el Cantón Alausí, Colegio María Auxiliadora, Colegio Carlos Cisneros, Universidad Nacional de Chimborazo, Colegio de Ingenieros Eléctricos Electrónicos de Chimborazo.

- Participación en las casas abiertas en los cantones de Alausí, Chunchi y en la ciudad de Riobamba, donde se entregaron un número de 6000 plantas a los asistentes a los stands de la EERSA.
- Participación en limpieza de Riveras del Río Alao, en coordinación con el MAE Chimborazo y moradores del sector.
- Coordinación y supervisión de la toma de muestras para el monitoreo de la calidad y calidad biológica del agua, caudal ecológico, calidad del suelo, niveles de ruido ambiente y ruido laboral, campos electromagnéticos, vibraciones en edificaciones en el sistema de generación de la central de Alao, esta actividad se la ejecuto como requerimiento al Plan de Acción de la Auditoría Ambiental Interna del año 2015.

XI OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

La Dirección de operación y Mantenimiento (DOM) tiene a cargo la operación y mantenimiento del sistema que permite suministrar de energía eléctrica a la provincia de Chimborazo dentro del área de concesión establecida por el ARCONEL; con eficiencia, efectividad y eficacia, garantizando la continuidad del servicio eléctrico (SE), servicio de alumbrado público general (SAPG) y la calidad del producto.

La Dirección de Operación y Mantenimiento está conformada por los departamentos de Distribución y Alumbrado Público, Generación y Subestaciones, a través de los cuales se ejecutaron las actividades que permitieron dar seguimiento y cumplimiento del Plan Estratégico 2014 - 2018, así como también los programas de mantenimiento predictivo, mantenimiento preventivo y mantenimiento correctivo para el normal funcionamiento de las tres centrales hidroeléctricas, con una potencia instalada de 14,200 Mw., de las 10 subestaciones con una potencia instalada de 92,5/109,375 Mw., de las líneas de subtransmisión constituida por 179,26 Km. de líneas trifásica para interconectar las subestaciones, las centrales hidroeléctricas y el Sistema Nacional Interconectado (SIN), de los 38 alimentadores primarios de medio voltaje (MV), de los 11.636 centros de transformación y sus respectivos circuitos de bajo voltaje (BV) y de las 42.849 luminarias, en horarios de 24h/7d con personal de turno y llamada; y la funciones de gestión de Compras Públicas, administración de contratos, cubrimiento de los requerimientos energéticos, generación de información para reportes técnicos y estadísticas de atención.

PLAN ESTRATEGICO

La ejecución del plan no alcanzo el 100% por cuanto para algunos proyectos no se obtuvo el financiamiento, otros fueron desplazados por financiamiento para el para el año 2016, desplazamiento en el tiempo de los procesos de compras públicas.

11.1 OPERACION Y MANTENIMIENTO DEL SERVICIO ELECTRICO Y SERVICIO DE ALUMBRADO PUBLICO GENERAL

La operación y mantenimiento de la infraestructura de los sistemas de Bajo Voltaje, Medio Voltajes, Subestaciones y Subtransmisión están a cargo del departamento de Distribución y Alumbrado Público y departamento de subestaciones, los cuales ejecutan labores predictivas, preventivas y correctivas que garantizan la calidad y continuidad del Servicio eléctrico y Servicio de Alumbrado Público General.

11.1.1 MANTENIMIENTO PREDICTIVO

Conjunto de acciones y actividades que permiten monitorear variables que pueden interferir en la continuidad del servicio y calidad del producto.

Distribución y Alumbrado Público

Mantenimiento predictivo de detección de puntos calientes



Con el objeto de disminuir las interrupciones del sistema mediante la detección oportuna de conexiones de alta resistencia, conexiones sulfatadas y degradación de materiales en las redes de MV del área de concesión de la EERSA, en los 38 alimentadores de las diez subestaciones.

De los 3724,38 Km programados en el año 2015 se realizó termografía en 2541,68 Km, detectándose 567 puntos calientes y mantenimiento correctivo en 308 puntos calientes críticos con la respectiva programación de suspensión del servicio de energía eléctrica en horario de menor impacto a la ciudadanía. En los alimentadores rurales se estima que se revisó el 70% del mismo por cuanto en algunas zonas no es accesible con vehículo. Los índices indican una disminución del número de puntos encontrados respecto al año 2014 en un 44.26% debido principalmente a las labores de mantenimiento realizadas para corregirlos.

AÑO	Km recorridos	PTOS. CAL. Detectados	PTOS. CAL. Corregidos
2014	2464.98	980	629
2015	2541.68	567	308

Los índices indican una disminución del número de puntos encontrados respecto al año 2014 en un 42.14% debido principalmente a las labores de mantenimiento realizadas para corregirlos.

Mantenimiento predictivo termográfico de subestaciones.

Este tipo de mantenimiento predictivo se ejecutó siguiendo el cronograma elaborado en el programa de mantenimiento SISMAC, con una frecuencia de 16 semanas cada a una de las subestaciones, donde se cumplió con inspección termográfica a cada uno de los puntos de conexión en AV, MV y BV.

Mantenimiento predictivo termográfico de líneas de 69 KV.

Este tipo de mantenimiento predictivo se ejecutó siguiendo el cronograma elaborado en el programa de mantenimiento SISMAC, con una frecuencia de 26 semanas cada a una de las líneas de subtransmisión de 69 KV, donde se cumplió con la inspección termográfica de las líneas.

11.1.2 MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Conjunto de acciones y actividades que permiten realizar correctivos antes de que afecten la continuidad del servicio y calidad del producto.

➤ DISTRIBUCIÓN Y ALUMBRADO PÚBLICO

Mantenimiento preventivo de centros de transformación de los alimentadores de las S/E 7 y S/E 13

En el año 2014 se firmo el contrato 159-DOM-14 para el mantenimiento preventivo en los centros de transformación de los alimentadores de la subestación 4, ejecutándose los mismos hasta el mes de Mayo del 2015, siendo intervenidos la cantidad de 1518 transformadores.

La cantidad total contratada para realizar los trabajos de mantenimiento preventivo en los centros de transformación de los alimentadores de las subestaciones 7 y 13 es de 932 transformadores; siendo intervenidos hasta finales del año 2015 la cantidad de 233 transformadores (25%). En base a las actividades realizadas se valora que se ha avanzado en este proyecto un 65%.

De acuerdo a lo planificado se tenía previsto la intervención en 932 centros de transformación correspondientes a las subestaciones 7 y 13, sobre la base de lo expuesto anteriormente en el año 2015 se realizó el mantenimiento preventivo en 1751 centros de transformación, lo que equivale a un cumplimiento del 187.87%.



Mantenimiento preventivo de redes primarias de las S/E 3 y la consultoría para levantamiento de la información de las subestaciones 9, 10 y 14.

Para el año 2015 estaba previsto el mantenimiento preventivo de líneas y redes primarias de las subestaciones 3 y la consultoría para levantar la información de las Subestaciones 9,10 y 14, pero no fueron ejecutados en su totalidad debido a que durante el año 2015 en el periodo de marzo a julio se asistió a los diferentes módulos de capacitación para el manejo de programas para el centro de control y a partir de agosto del 2015 el Ingeniero a cargo de esta actividad pasó a formar parte del centro de control.

➤ SUBESTACIONES y LINEAS DE SUBTRANSMISION

Mantenimiento preventivo mensual de subestaciones.

Siguiendo el cronograma elaborado en el programa de mantenimiento SISMAC, con una frecuencia de cinco semanas cada a una de las subestaciones, donde se cumplió los siguientes trabajos: Banco de baterías.- Limpieza, registró de datos de densidad y voltaje de cada una de las celdas, limpieza del cargador. Tableros 13,8 Kv, interruptores de 13,8 y 69 KV.- Registró de los parámetros eléctricos como voltaje, corriente, factor de potencia. Se realiza la limpieza interna y externa de los cubículos y se revisó su normal funcionamiento, se registró la presión, temperatura de los transformadores de potencia e inspección visual de todos los equipos, a continuación se refleja el cumplimiento de los mantenimientos programados.

Mantenimiento preventivo anual de subestaciones.

Se ejecutó siguiendo el cronograma elaborado en el programa de mantenimiento SISMAC, con una frecuencia de 52 semanas cada a una de las subestaciones, donde se cumplieron varias tareas, a continuación se refleja el cumplimiento de los mantenimientos programados.

Mantenimiento preventivo de protecciones de subestaciones.

Se ejecutó siguiendo el cronograma elaborado en el programa de mantenimiento SISMAC, con una frecuencia de 52 semanas cada a una de las subestaciones, donde se cumplió con la coordinación de las protecciones en 13,8 KV y 69 KV.

Mantenimiento preventivo de patios de maniobras de las subestaciones.

Este tipo de mantenimiento preventivo se ejecutó siguiendo el cronograma elaborado en el programa de mantenimiento SISMAC, con una frecuencia de 13 semanas cada a una de las subestaciones, donde se cumplió con la limpiezas de malezas en el patio de las subestaciones.

Mantenimiento preventivo de limpieza de vía líneas de 69 KV.

Se ejecutó siguiendo el cronograma elaborado en el programa de mantenimiento SISMAC, con una frecuencia de 26 semanas cada a una de las líneas de subtransmisión de 69 KV, donde se cumplió con la inspección termográfica de las líneas

11.1.3 MANTENIMIENTO CORRECTIVO

➤ DISTRIBUCIÓN Y ALUMBRADO PÚBLICO

Atención de reclamos de los consumidores

Con el sistema de distribución de energía eléctrica se suministrara a los consumidores el Servicio Eléctrico y Servicio de Alumbrado Público con calidad, continuidad y cumplimiento de las regulaciones CONELEC 012/08, CONELEC 008/11, derogada en septiembre del 2014 por CONELEC 005/14.

A.- Servicio Eléctrico (SE)

A fin de garantizar la continuidad del servicio eléctrico se realizan actividades de mantenimiento para la reposición del servicio en las aéreas urbana y rural, en base de reclamos presentados por los clientes a través de medio telefónico, web y personalmente, cumpliendo con lo establecido en la regulación CONELEC 012/08, Tabla 1- Subetapa 2, para reclamos técnicos.



SECTOR URBANO

Los reclamos técnicos urbanos fueron atendidos por el personal operativo del Departamento y resueltos dentro de los tiempos regulados, como lo muestra el gráfico anterior, variando desde "Daños en la red eléctrica de distribución bajo voltaje" el 95,55% de las mismas dentro del tiempo establecido hasta "Revisión de medidores" el 100% dentro del tiempo establecido.

En el año 2014 en el sector urbano se tuvieron 4113 reclamos técnicos mientras que en el año 2015 se redujeron a 3680 reclamos técnicos. Como se puede observar de los datos del año 2015, la atención de los mismos disminuyó con respecto al año 2014.

SECTOR RURAL

Los reclamos técnicos rurales fueron atendidos por el personal operativo del Departamento y resueltos dentro de los tiempos regulados, como lo muestra el gráfico anterior, variando desde "Daños en la red eléctrica de distribución bajo voltaje" el 87,43% de las mismas dentro del tiempo establecido hasta "Revisión de medidores" el 100% dentro del tiempo establecido.

En el año 2014 en el sector rural se tuvieron 5082 reclamos técnicos mientras que en el año 2015 se redujeron a 4649 reclamos técnicos. Como se puede observar de los datos del año 2015, la atención de los mismos disminuyó con respecto al año 2014.

B.- Servicio de Alumbrado Público General (SAPG)

A fin de garantizar la continuidad del servicio de alumbrado público general se realizaron actividades de mantenimiento para la reposición del servicio en las aéreas urbana y rural, en base de reclamos presentados por los clientes a través de medio telefónico, web, personalmente e inspecciones mensuales del 5% de los alimentadores de distribución, en el año 2015 se debía realizar la inspección de 32396 luminarias, de acuerdo a la regulación 005/14; cumpliéndose con la revisión de 25957 luminarias, habiendo realizado el 80,12% de lo planificado.

Cumpliendo con lo establecido en la regulación CONELEC 008/11 vigente hasta el mes de septiembre y CONELEC 005/14, vigente a partir del mes de octubre, para reclamos de Daños en alumbrado público, los cambios relacionados a la atención de reclamos por daños en el alumbrado público son el tiempo de atención de los reclamos rurales de 40 h a 72 h y la inspección programada mensual de 5% de los alimentadores, las mismas que deben sumarse para el cálculo de la tasa de falla mensual

SECTORES URBANO y RURAL

Los reclamos por daños en el alumbrado público de las zonas urbana y rural fueron atendidos por el personal operativo del Departamento y resueltos dentro de los tiempos regulados, como lo muestra el gráfico anterior, en la zona urbana el 86,80% y en la zona rural el 97,75% dentro del tiempo establecido; en comparación con el año 2014 en la zona urbano disminuyó el porcentaje de reclamos en el tiempo establecido mientras que en la zona urbana aumento, estas variaciones se presentan por cuanto no se priorizo el proyecto de mantenimiento preventivo de alumbrado publico

➤ **SUBESTACIONES y LINEAS DE SUBTRANSMISION**

Mantenimiento correctivo de las subestaciones.

En el cuadro siguiente se detallan las principales actividades de mantenimiento correctivo

SUBESTACIÓN	ACTIVIDAD
1	<ul style="list-style-type: none"> • Arreglo de punto caliente en la barra de los capacitores. • Arreglo la iluminación de emergencia de Vdc. • Cambio de las conexiones de los TC's de protección y medición del alimentador 7. • Arreglo de fuga de aceite en el transformador de Potencia. • Cambio de pieza recibida por garantía técnica del Interruptor de 69Kv salida a la Subestación N.-3
2	<ul style="list-style-type: none"> • Arreglo de un punto caliente a la salida del alimentador 1/3. • Cambio de pararrayo de 69 KV en la salida a la subestación N° 1.



4	<ul style="list-style-type: none"> • Cambio de una celda en el banco de baterías.
6	<ul style="list-style-type: none"> • Cambio de cadenas de aisladores en la barra de 69 KV. • Calibración del seccionador de línea.
7	<ul style="list-style-type: none"> • Arreglo de las dos bombas de agua. • Cambio de un fusible en el control del Alimentador principal.
8	<ul style="list-style-type: none"> • Calibración del Seccionador Puesta a Tierra salida a SE07. • Sellado de conductos de entrada de cableado a cuarto de control por motivo de presencia de roedores.
9	<ul style="list-style-type: none"> • Revisión de los contactos de apertura y cierre del Interruptor de 69 KV salida a la S/E Multitud.
10	<ul style="list-style-type: none"> • Cambio de baterías en el control del Alimentador 1/10 Chunchi. • Arreglo de fuga de aceite en el transformador de potencia.
13	<ul style="list-style-type: none"> • Revisión de conexiones de corriente alterna de los ventiladores del transformador y del interruptor de 69 KV salida al transformador. • Cambio las baterías en el control del reconector del alimentador 3.
14	<ul style="list-style-type: none"> • Cambio de interruptor del Alimentador 3/14 con el interruptor el Alimentador del Banco de Capacitores.

Mantenimiento Correctivo de Líneas de 69 KV

- Limpieza de los aisladores de la línea de 69 KV tramo de la subestación N° 1 – subestación N° 3.
- Recorrido de línea de 69 Kv desde la Subestación Alausí hasta la Subestación Chunchi por presentarse fallas temporales, de detecta la falla en el cable de fibra óptica de propiedad de Telconet.
- Por presentarse falla permanente en la línea de 69 KV Guamote- Cajabamba se recorre la línea y se encuentra un cable sobre las líneas, se procedió a retirar.
- Cambio de un poste chocado de 69 KV tramo S/E 4 - S/E 2, este trabajo se lo realizó con línea energizada.
- En el sector de Rosaspamba se replantaron los tensores del poste de hormigón de la línea de la subestación N°1 a la subestación N°3

11.2 OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS

Las actividades están relacionadas a los mantenimientos predictivo, preventivo y correctivo de las centrales de generación, y reducir las indisponibilidad; para ello se cuenta con el programa de mantenimiento presentado al CENACE el cual es monitoreado con el software SisMAC, alcanzándose un cumplimiento del 100%.

Operación de las centrales hidroeléctricas

Para el año 2015 conforme la información enviada al CENACE se trazo las curvas de la proyección de producción de energía y la curva de la producción real de energía para las centrales declaradas al CENACE (Río Blanco y Alao).

En la central Río Blanco se tiene una considerable baja en la producción con respecto a la proyección en septiembre, debido al desplazamiento de la junta del sifón del canal de conducción y desde fines de noviembre por trabajos de reparación en el túnel de conducción del agua.

11.2.1 MANTENIMIENTO DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS

CENTRAL ALAO

Durante el año 2015 la Central Alao generó con sus cuatro unidades una producción de 83'038,121 kWh, y en comparación con el año anterior la generación se ha incrementado en un 1.93%. Este incremento se debe que hemos tenido mayores caudales de agua con respecto al 2014.

Respecto al análisis de la disponibilidad operativa de la central en el 2015 la diferencia entre la disponibilidad programada y la disponibilidad efectiva es del 1,2%.

Como se puede apreciar en el 2015 se tiene un incremento en las salidas de los grupos por falta de agua y también el incremento de las salidas no programadas esto se debe a una obstrucción que se tuvo en la tubería de ingreso al grupo N° 2 y desajuste en los reguladores de velocidad, este índice es bajo en función de que la central se encuentra conectada a la red de Subtransmisión la cual es más estable.

CENTRAL RÍO BLANCO

Durante el año 2014 la Central Río Blanco generó 18'494,692 kWh, con referencia al año anterior la generación ha disminuido en un 2.61%. Esta disminución obedece a que en el mes de noviembre y diciembre se comenzó los trabajos de reparación en el túnel del sistema de conducción de agua, por consiguiente la central no ha operado por un tiempo aproximado de 20 días.

Respecto al análisis de la disponibilidad operativa de la central en el 2015 la diferencia entre la disponibilidad programada y la disponibilidad efectiva es del 3,16%.

En el 2015 se tiene un incremento en las salidas por falta de agua y además se debe acotar que el índice de salidas no programadas está afectado por el mantenimiento correctivo de la tubería (junta del sifón) del sistema de conducción de agua y también por encontrarse conectada la central a la red de distribución la cual es más vulnerable e incide dentro del factor de salidas no programadas

CENTRAL NIZAG

Durante el año 2015 la Central Nizag generó 4'263,340 kWh, comparando con el año anterior se ha incrementado en 16.78 %. Este incremento se debe a que en el año 2014 la central estuvo parada desde el 13 de julio del 2014 e ingresa el 25 de septiembre del 2014 por motivo de la reparación del estator.

Respecto al análisis de la disponibilidad operativa de la central en el 2015 la diferencia entre la disponibilidad programada y la disponibilidad efectiva es del 2,47%.

En el 2015 se tiene una reducción del índice de salidas no programadas debido a que en el 2014 se presentó una falla en el estator, sin embargo también se debe considerar que este se ve afectado por encontrarse conectada la central a la red de distribución la cual es más vulnerable e incide dentro del factor de las salidas no programadas.

11.2.1 GESTION DE CUBRIMIENTO DE LOS REQUERIMIENTOS ENERGIA DEL SISTEMA EERSA.

Para cubrir los requerimientos de potencia y energía eléctrica del sistema EERSA se realizó con generación hidroeléctrica propia y en el mercado energético.

En los cuadros siguientes se muestra la energía total generada por la empresa durante el año 2015 y el requerimiento energético de la EERSA.

Generación bruta de las Centrales

CENTRAL	2014	2015	Δ(%)
Central Alao (GWh)	81,466,577.92	83,038,120.76	1.93
Central Río Blanco (GWh)	18,991,239.44	18,494,692.25	- 2.61
Central Nizag (GWh)	3,650,804.00	4,263,340.00	16.78
Total (GWh)	104,108,621.36	105,796,153.00	1.62

Energía efectiva adquirida de EERSA al MEM

DESCRIPCION	2014	2015	Δ(%)
Requerimiento (kWh)	352,128,878.76	367,164,095.20	4.27
Del SIN (kWh)	248,020,257.41	261,367,942.20	5.38
Generación Centrales Propias(kWh)	104,108,621.36	105,796,153.00	1.62



Sobre la base del análisis anterior se concluye que durante el año 2.015, la EERSA ha generado el 28.81% del total de energía requerida, y el restante 71.19 % se ha obtenido del Sistema Nacional Interconectado.

11.3 EJECUCION DE LOS PLANES DE INVERSION, MODERNIZACION, EXPANSIÓN Y CALIDAD

Mejoramiento de alumbrado público y niveles de iluminación

Dentro de los programas de mantenimiento de Alumbrado Público que mantiene la EERSA, se planificó el cambio e incremento de 1500 luminarias en los diferentes cantones de la provincia. En el mes de Agosto de 2015 se solicita se realice un reajuste del presupuesto, en base de los valores asignados en el estudio de costos, el mismo que se establece en 131.180,65 (ciento treinta y un mil ciento ochenta con 65/100 dólares) lo que equivale a un total de 900 luminarias de las cuales la EERSA instaló un total de 930, es decir, un cumplimiento de 103,73%.

Los cambios e incrementos de luminarias de diferentes potencias en el año 2015 fueron de 930 luminarias; mientras que en el año 2014 fue de 747 luminarias.

Re potenciación de centros de transformación y redes de bajo voltaje – proyectos BID

El Gobierno de la República del Ecuador implementó el PROGRAMA DE REFORZAMIENTO DEL SISTEMA NACIONAL DE DISTRIBUCIÓN. El alcance del proyecto es la re potenciación de transformadores de distribución de energía eléctrica, reconfiguración de la red de baja tensión, instalación y desmontaje de acometidas y medidores.

Para el presente proyecto la EERSA mediante procesos de comparación de precios llave en mano, contrató la ejecución de obras para todos los cantones de la provincia de Chimborazo, de la siguiente manera:

- BID-RSND-EERSA-DI-OB-005 Colta, Pallatanga y Cumandá CONTRATO 87-DOM-14
- BID-RSND-EERSA-DI-OB-006 Guamote, Alausí y Chunchi CONTRATO 89-DOM-14
- BID-RSND-EERSA-DI-OB-007 Riobamba, Penipe, Guano y Chambo CONTRATO 88-DOM-14

El monto cancelado por la ejecución de trabajos es de USD. 1'526.905,61 (Un millón quinientos veinte y seis mil novecientos cinco Dólares de los Estados Unidos de América con sesenta y un centavos) incluido IVA. Con este proyecto se instalaron 6637.5 kVA; se cambiaron 4400 medidores de 120V por 220V y se tendió 40.68 Km de redes de baja tensión.

Re potenciación y modernización de subestaciones

El Gobierno de la República del Ecuador financio varios proyectos a través de organismos internacionales como el BID, AFD y CAF, con lo cual se realizó la re potenciación de subestaciones, modernización de equipos de maniobra y protecciones.

Implementación del sistema SIGDE – MEER / ADMS

Seguimiento del proyecto del MEER para el “Suministro e implantación del sistema SACADA/DMS/OMS-MWM, para las empresas eléctricas de distribución del país” contratado con la firma TELVENT.

Implementación, pruebas y capacitación de los diferentes software, pruebas de comunicación del centro de control con las RTU de las subestaciones y reconectores de medio vano de los alimentadores primarios de distribución de energía eléctrica.

Al cierre del año se encuentra en la etapa de “pruebas de disponibilidad”, la misma que continuarán en los primeros meses del 2016.

MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES DE VOZ Y DATOS

En las principales actividades tenemos la programaron los radios de voz móviles, portátiles, fijos, repetidoras de Salaron Gradass, Puchucal y Santana de Guamote con las nuevas frecuencias

que fueron asignadas por la SUPERTEL, además se Instaló una nueva repetidora de voz ubicada en el cerro Danas, y se realizo el mantenimiento preventivo de comunicaciones de voz en las diferentes subestaciones.

11.4 EVALUACION DE RESULTADOS

1.- Mediante la gestión del Sistema de atención de Reclamos (SAR) se generaron reportes de información para: GIS, Calidad, Inventarios, Contabilidad, Ferum, y el seguimientos de los mantenimientos predictivos, preventivos, correctivos, trabajos programados, mediante la gestión de grupos de trabajo encargados del SE y SAPG.

2.- En el año 2015 se realizaron 19311 actividades orientadas a la restitución del servicio, atención de solicitudes de servicio temporales, reubicaciones y readecuaciones de líneas y redes.

La actividad de ACOMETIDAS Y MEDIDORES, representan el rubro más alto con el 20,25%.

El segundo rubro más alto, es el correspondiente a la actividad ALUMBRADO PUBLICO con un 18.97%.

El tercer rubro más alto, es el correspondiente a la actividad PROGRAMADOS Y PLANILLADOS con un 18.22%.

3- En base de lo establecidos en las regulaciones CONELEC 08/11 vigente hasta el mes de septiembre y CONELEC 05/14 se determina la Tasa de Falla del servicio de alumbrado público general en el área de concesión de la EERSA.

La tasa de falla del servicio de alumbrado público general en el año 2015, en los meses de enero, febrero, junio, septiembre, noviembre y diciembre fue menor o igual al 0,02 (valor regulado), en los meses restantes oscilo entre el 0,02 y 0,03.

En comparación con el año 2014 la tasa promedio de falla del SPAG fue de 0,0237; mientras que para el año 2015 la tasa promedio de falla del SPAG fue de 0,0209.

4.- FAL red y TAL red

Los indicadores de control de tiempos y frecuencias de interrupción del suministro de energía eléctrica a cabecera de alimentador en el año 2015 están por debajo de meta establecida por el MEER, esperando la respuesta del ARCONEL respecto a la suspensión general del sistema de la EERSA por mantenimiento de la subestación Riobamba, de acuerdo a la Regulación No. CONELEC 004/01 inciso "3.1.4 Interrupciones a ser Consideradas", estas interrupciones deben ser registradas y no se considerarán para el cálculo de los índices; en base de la información contenida en el Anexo4, en el cuadro siguiente se muestra los resultados:

	FAL red 2015	TAL red 2015
Meta 2015 EERSA	7	5
EERSA (sin suspensión general SNI)	5,92	3,60
EERSA (con suspensión general SNI)	6,92	7,91

5.- En el año 2015, la EERSA ha generado el 28.81% del total de energía requerida, y el restante 71.19 % se ha obtenido del Sistema Nacional Interconectado.

6.- La gestion del mantenimiento del sistema de subtransmisión de energia electrica se la ejecuta mediante el Software de Mantenimiento llamado SisMAG. Dentro de la programacion del mantenimiento, se ha considerado para las subestaciones y lineas de subtransmision. En el año 2014 el cumplimiento del plan de mantenimiento se ejecutó el 93 % y en el año 2015 el plan de mantenimiento se ejecutó el 96, 13%

7.- Seguimiento de la implementación del sistema ADMS en coordinación con las firmas ABB y TELVENT: parametrización de 10 RTU en subestaciones, integración de 22 reconectores, implementación de sistemas de comunicación mediante fibra óptica y radio, pruebas de SACADA, OASYS (local), instalación y pruebas de los software DMD, OMS y MWM, integración de la información parametrizada y elaboración de diagramas unifilares; el proyecto se encuentra en la etapa de "pruebas de disponibilidad". Esto permitirá en el sistema de distribución de



energía eléctrica realizar la operación, monitoreo, control, gestión de incidentes y la generación de reporte en base del marco regulatorio vigente para el Servicio eléctrico y Servicio de Alumbrado Público General desde el Centro de Control.

XII INGENIERÍA Y CONSTRUCCIONES

Entre las actividades realizadas por la Dirección de Ingeniería y Construcción durante el año 2.015 se resaltan las siguientes:

- Elaboración de Documentos Precontractuales y Análisis de ofertas técnicas e informes para la adquisición de equipos y materiales necesarios para las obras de distribución; la elaboración y Administración de los contratos.
- Administración y Fiscalización del contrato suscrito con Jaime Ortega Pazmiño JOP Ingeniería Eléctrica Cía. para el cambio de calibre de conductor de la línea de subtransmisión a 69 kv Gatazo-Cajabamba-Guamote (33,08 km), avance 100 %, se encuentra suscrita el Acta de Entrega-Recepción Provisional (Nro. 822-DIC-15) (monto del contrato sin IVA US \$ 579,729.86, valor liquidado US \$ 584.183,93); Proceso BID-RSND-EERSA-ST-OB-0017, Contrato Nro. 125-DIC-14, Programa BID I.
- Elaboración, Fiscalización y Administración del contrato para la repotenciación de la línea de subtransmisión a 69 kv Licán-Gatazo- (6,10 km) el cambio de estructuras y calibre de conductor e implementación de una nueva línea para convertirle en doble circuito ACAR 2x(3x600 MCM); e, instalación de cable OPGW (fibra óptica). Proceso BID-RSND-EERSA-ST-OB-0011, Contrato Nro. 006-DIC-15, por un monto sin IVA de US \$ 1'428.938,80; avance 100 %, la línea se encuentra en operación y está en trámite el proceso de liquidación. Programa BID I.
- Administración del contrato de Consultoría para los Estudios y diseños electromecánicos y de impacto ambiental para el enlace de subtransmisión a 69 kv Tapi-San Antonio-Balsayán y de la subestación Balsayán BID-RSND-EERSA-ES-FC-001, por un monto con IVA de US \$ 111.912,64; avance 75 %, Programa BID I.
- Elaboración de pliegos, proceso contractual y firma de contrato para la compra y supervisión de montaje de los equipos para la ampliación de la subestación Gatazo. Monto sin IVA US \$ 1'109.544,00, Programa BID II.
- Elaboración de estudios y contratación de consultoría para diseñar las reparaciones del túnel Nro. 1 de la central Río Blanco; Elaboración de pliegos, procesos, contrato, fiscalización y administración para la reparación de éste túnel por un monto sin IVA de US \$ 181.994,07.
- Elaboración de pliegos y administración de los procesos para la contratación de las obras de distribución de los Programas CAF- RSND, mediante la modalidad "Obra", para el programa del Gobierno Central de cocción eficiente, programa cuyo monto asignado asciende a US \$ 6,289,166.78. Elaboración de pliegos y administración de los procesos de Consultoría para la contratación de la Fiscalización de las obras de distribución de los Programas CAF- RSND que por exigencia de la CAF debía realizarse con Fiscalizadores independientes, monto asignado sin IVA US \$ 326,019.88. En los cuadros siguientes se presenta la descripción de los procesos:

**INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONÓMICO 2015**



CÓDIGO	PROYECTO	MONTO
CAF-RSND-EERSA-LPN-OB-011	REPOTENCIACIÓN DE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN, REDES DE BAJA TENSIÓN, ACOMETIDAS Y MEDIDORES EN VARIOS SECTORES DE LOS CANTONES COLTA-GUAMOTE I	306,668.77
CAF-RSND-EERSA-LPN-OB-012	REPOTENCIACIÓN DE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN, REDES DE BAJA TENSIÓN, ACOMETIDAS Y MEDIDORES EN VARIOS SECTORES DE LOS CANTONES COLTA-GUAMOTE II	288,922.98
CAF-RSND-EERSA-LPN-OB-013	REPOTENCIACIÓN DE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN, REDES DE BAJA TENSIÓN, ACOMETIDAS Y MEDIDORES EN VARIOS SECTORES DEL CANTÓN GUANO I	409,330.82
CAF-RSND-EERSA-LPN-OB-014	REPOTENCIACIÓN DE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN, REDES DE BAJA TENSIÓN, ACOMETIDAS Y MEDIDORES EN VARIOS SECTORES DEL CANTÓN GUANO II	327,842.17
CAF-RSND-EERSA-LPN-OB-015	REPOTENCIACIÓN DE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN, REDES DE BAJA TENSIÓN, ACOMETIDAS Y MEDIDORES EN VARIOS SECTORES DEL CANTÓN GUANO III	354,655.48
CAF-RSND-EERSA-LPN-OB-016	REPOTENCIACIÓN DE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN, REDES DE BAJA TENSIÓN, ACOMETIDAS Y MEDIDORES EN VARIOS SECTORES DEL CANTÓN GUANO IV	407,563.26
CAF-RSND-EERSA-LPN-OB-017	REPOTENCIACIÓN DE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN, REDES DE BAJA TENSIÓN, ACOMETIDAS Y MEDIDORES EN VARIOS SECTORES DEL CANTÓN GUANO V	301,504.78
CAF-RSND-EERSA-LPN-OB-018	REPOTENCIACIÓN DE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN, REDES DE BAJA TENSIÓN, ACOMETIDAS Y MEDIDORES EN VARIOS SECTORES DEL CANTÓN GUANO VI	322,835.73
CAF-RSND-EERSA-LPN-OB-019	REPOTENCIACIÓN DE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN, REDES DE BAJA TENSIÓN, ACOMETIDAS Y MEDIDORES EN VARIOS SECTORES DEL CANTÓN RIOBAMBA I	337,217.85
CAF-RSND-EERSA-LPN-OB-032	REPOTENCIACIÓN DE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN, REDES DE BAJA TENSIÓN, ACOMETIDAS Y MEDIDORES EN VARIOS SECTORES DEL CANTÓN RIOBAMBA II	368,189.41
CAF-RSND-EERSA-LPN-OB-021	REPOTENCIACIÓN DE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN, REDES DE BAJA TENSIÓN, ACOMETIDAS Y MEDIDORES EN VARIOS SECTORES DEL CANTÓN RIOBAMBA III	359,918.76
CAF-RSND-EERSA-LPN-OB-022	REPOTENCIACIÓN DE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN, REDES DE BAJA TENSIÓN, ACOMETIDAS Y MEDIDORES EN VARIOS SECTORES DEL CANTÓN RIOBAMBA IV	336,359.15
CAF-RSND-EERSA-LPN-OB-023	REPOTENCIACIÓN DE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN, REDES DE BAJA TENSIÓN, ACOMETIDAS Y MEDIDORES EN VARIOS SECTORES DEL CANTÓN RIOBAMBA V	490,301.44
CAF-RSND-EERSA-LPN-OB-033	REPOTENCIACIÓN DE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN, REDES DE BAJA TENSIÓN, ACOMETIDAS Y MEDIDORES EN VARIOS SECTORES DE LOS CANTONES PENIPE -CHAMBO I	356,815.97
CAF-RSND-EERSA-LPN-OB-034	REPOTENCIACIÓN DE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN, REDES DE BAJA TENSIÓN, ACOMETIDAS Y MEDIDORES EN VARIOS SECTORES DE LOS CANTONES PENIPE -CHAMBO II	337,132.63
CAF-RSND-EERSA-LPN-OB-026	REPOTENCIACIÓN DE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN, REDES DE BAJA TENSIÓN, ACOMETIDAS Y MEDIDORES EN VARIOS SECTORES DEL CANTÓN CHAMBO I	302,165.23
CAF-RSND-EERSA-LPN-OB-027	REPOTENCIACIÓN DE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN, REDES DE BAJA TENSIÓN, ACOMETIDAS Y MEDIDORES EN VARIOS SECTORES DEL CANTÓN CHAMBO II	372,428.53
CAF-RSND-EERSA-LPN-OB-035	REPOTENCIACIÓN DE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN, REDES DE BAJA TENSIÓN, ACOMETIDAS Y MEDIDORES EN VARIOS SECTORES DEL CANTÓN CHAMBO III	309,313.83
Total (US\$)		6,289,166.78

Se realizó 18 Procesos para contratación de consultoría para la Fiscalización de las obras CAF-RSND por un monto total de USD 326,019.88 valor que no incluye IVA.

- Durante el año 2015 en total por administración directa y por contrato de Obras y servicios técnicos especializados se han construido: 122,16 km de líneas de media tensión, 201,36 km de redes de baja tensión, instalación de 290 transformadores con una potencia total de 3.842,5 kVA; instalación de 2.362 luminarias de diferentes capacidades que representa un total de 278,45 kW; a continuación se presenta un cuadro comparativo con lo ejecutado en el año 2.014 y el desglose de lo construido por administración directa y por contrato.

Año	km		Transformadores	Luminarias			
	M. T.	B. T.	kVA	100 w	150 w	250 w	Kw
2014	82,06	135,00	3.320	1.874	62	67+ 20x400	221,47
2015	122,16	201,36	3.842,5	2.362	110	71+ 20X400	278,45
2015/2014	1,49	1,49	1,49	1,26	1,77	1,05	1,26

- Por administración directa se han construido 29,03 km de líneas de media tensión; 34,37 km de redes de baja tensión; instalación de 1.006 luminarias de sodio de 100 W., 41 luminarias de sodio de 150 W., 27 luminarias de sodio 250 W y 51 reflectores de 400 w lo que



representa una potencia total de 135,2 kW; instalación de 137 transformadores de distribución con una potencia instalada de 1.572 kVA, los detalles constan en los anexos respectivos.

12.1 DEPARTAMENTO DE FISCALIZACION

Se han fiscalizado e inventariado 349 obras realizadas ya sea por contrato; administración directa; o por particulares, con un total de 4.005 postes inventariados.

De las 232 Órdenes de Trabajo abiertas durante el año 2.014 y que corresponden a distribución, se han inventariado y liquidado 213; las restantes se encuentran en proceso de construcción o liquidación.

Mediante la modalidad de contratación de obras y servicios técnicos especializados, que fueron administrados por este Departamento, se construyeron: 65,86 km de líneas de media tensión; 100,23 km de redes de baja tensión; instalación de transformadores de distribución con una potencia total de 1.975 kVA; instalación de 829 luminarias de sodio de 100 w; 48 de 150 w y 4 de 250w con una potencia instalada total de 91,1 kw., los detalles constan en los anexos respectivos.

De los totales consignados en el párrafo anterior, mediante la modalidad de contratación de Servicios Técnicos Especializados de ejecutaron 24,12 km de líneas de media tensión, 59,61 km de redes de baja tensión, instalación de transformadores de distribución con una potencia total de 1.250 kVA; instalación de 583 luminarias de Na. De 100 w, 48 de 150 w y 2 de 250 w; el saldo se realizó mediante la modalidad de contratación por obra.

El personal de este Departamento está Administrando 4 de los 18 proyectos del programa CAF-RSND por un monto referencial de US \$ 1'832.061,31 que representa un 33,32 % de todo el programa.

12.2 DEPARTAMENTO DE CONSTRUCCIONES ELECTRICAS

Durante el año 2.015 por administración directa se construyeron 29,03 km de líneas de media tensión; 34,37 km de redes de baja tensión; instalación de 1.006 luminarias de sodio de 100 W., 41 luminarias de sodio de 150 W, 27 luminarias de sodio 250 W Y 51 reflectores de mercurio de 400 W. lo que representa una potencia total de 135,2 kW; instalación de 137 transformadores de distribución con una potencia total de 1.572,5 kVA, los detalles constan en el anexo respectivo.

El personal de este Departamento; a más de las actividades permanentes, se encuentra Administrando 8 de los 18 proyectos del programa CAF-RSND por un monto referencial de US \$ 2'469.746,18 que representa un 44,92 % de todo el programa; que a la fecha algunos se encuentran en proceso de liquidación técnica quedando pendiente la parte económica; y, otros suspendidos por la falta de cancelación de planillas por no contar con la transferencia de los recursos por parte del Ministerio de Finanzas.

12.3 DEPARTAMENTO DE INGENIERIA Y DISEÑO

Entre inspecciones, diseños y presupuestos para: comunidades e interesados que no disponen del servicio de energía eléctrica; iluminaciones y alumbrado público solicitados por los Accionistas y público se han realizado 641 proyectos con un total de 535,09 km de líneas de media tensión y 514,16 km de redes de baja tensión; se revisaron y aprobaron 179 diseños presentados por particulares. Inspecciones para certificados de factibilidad de servicio en un número de 598.

Se preparó la documentación correspondiente de los Proyectos a ser considerados en el Programa del Plan de Expansión de la Distribución 2016 y en el Programa del Plan de Expansión del Alumbrado Público 2016.

La documentación se preparó en los formatos exigidos por el CONELEC y SENPLADES que, entre otros requisitos, contempla los cálculos de caídas de voltaje de media y baja tensión; cálculos del VAN, TIR, RE y B/C; planos digitalizados y con coordenadas georeferenciadas UTM – WGS84; número y listados de usuarios para cada proyecto; entre otros.



Para el Programa del Plan de Expansión de la Distribución 2016 se presentaron 116 proyectos, los cuales beneficiarían a 11.677 viviendas por un valor total presupuestado de US \$ 29'352,720.68; todos los proyectos han sido calificados técnicamente, pero aún no ha habido las asignaciones de los fondos.

Para el Programa del Plan de Expansión de Alumbrado Público 2015 se presentaron 15 proyectos, por un valor total presupuestado de **US \$ 52.620,10.**

Un funcionario de este Departamento; a más de las actividades permanentes, se encuentra Administrando 4 de los 18 proyectos del programa CAF-RSND por un monto referencial de US \$ 1'196.175,98 que representa un 21,76 % de todo el programa; que a la fecha algunos se encuentran en proceso de liquidación técnica quedando pendiente la parte económica; y, otros suspendidos por la falta de cancelación de planillas por no contar con la transferencia de los recursos por parte del Ministerio de Finanzas.

12.4 SECCION OBRAS CIVILES

FABRICA DE POSTES:

- Limpieza periódica del tanque de captación de agua potable, cunetas de drenaje y plataformas de construcción de la fábrica de postes.
- Limpieza y desbroce periódico de las plataformas para el almacenamiento de postes.

CENTRAL HIDROELÉCTRICA ALAO:

- Limpieza periódica de las paredes y solera en los tramos de canal abierto, bocatoma, desarenadores y tanque de presión; limpieza de cunetas de coronación desde la bocatoma hasta la casa de máquinas; desbroce de los taludes de los tramos de canal abierto, canal de la rápida de desfogue, aliviaderos y acueductos; limpieza del sector de la tubería de presión; limpieza de los drenes de los túneles 1, 2, 6, 8 y 9; mantenimiento de las tuberías de agua potable y de refrigeración de la casa de máquinas, limpieza periódica de la subestación Alao.
- Construcción de muro de hormigón armado para proteger las cámaras de la bocatoma.
- Construcción de dos muros en la plataforma del canal en el sector La Playa para precautelar el canal de conducción.

CENTRAL HIDROELÉCTRICA NIZAG:

- Mantenimiento permanente del canal de conducción en los tramos del canal abierto, bocatoma, desarenador y tanque de presión; limpieza de cunetas de coronación desde la bocatoma hasta la casa de máquinas.
- Reparación de varios tramos del canal de conducción en un total de 400ml (sector verteros Nº 2, 5 y 6).
- Reparación de varios tramos de rápida de desfogue (50 ml).

CENTRAL HIDROELÉCTRICA RIO BLANCO:

- Limpieza general de las cunetas de coronación en los sectores de: casa de máquinas, tanque de presión, Pucará, sifón y de la vía que conduce a la bocatoma.
- Reparación de las cunetas de coronación de hormigón en el sector del sifón, una longitud de 250 ml.
- Colocación de alcantarilla metálica para el paso de agua en el sector del sifón.
- Alineamiento de las bases del sifón.
- Reparación de la tubería de conducción sector caja de revisión inicio del Sifón.
- Construcción de cunetas y zanjas de drenaje en la parte baja del sifón.
- Ejecución de la reparación y reforzamiento del túnel de conducción contrato Nº 147-DIC-2015.



SUBESTACION CAJABAMBA

Construcción de 2 bases para los Interruptores de 69 kV, en SF6, tipo tanque muerto, de la S/E.

SUBESTACION MULTITUD

- Construcción de 4 bases para los Interruptores de 69 kV, en SF6, tipo tanque muerto, de la S/E.

SUBESTACION GATAZO

- Elaboración de diseños, especificaciones técnicas y presupuesto referencial para construcción de la ampliación de la sub estación Gatazo (bases de las estructuras e instalaciones generales).
- Fiscalización y liquidación del contrato N° 61-DIC-2014.

PROCESOS Y ADMINISTRACIÓN DE CONTRATOS:

PROCESO MCO-EERSA-DIC-10-14 : "CONFORMACION DE PLATAFORMAS, CONSTRUCCION DEL CERRAMIENTO Y SALA DE TABLEROS DE LA AMPLIACION DE LA SUBESTACION GATAZO ". Se encuentra culminada la ejecución del contrato.

CONTRATO: N° 06-DIC-15 (BID-RSND-EERSA-LPN-ST-OB-11): "Repotenciación de la línea de subtransmisión 69KV Lican - Gatazo ". Se encuentra culminada la ejecución de la Obra.

PROCESO RE-EERSA-DIC-05-15; CONTRATO 081-DIC-15: "CONTRATO DE COMPRA – VENTA DE CEMENTO PORTLAND PUZOLANICO TIPO IP, ENTRE LA EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A. Y LA UNIÓN CEMENTERA NACIONAL UCEM C.E.M ". Se encuentra en ejecución de acuerdo al cronograma de entrega contractual.

PROCESO EMERGENCIA-EERSA-GER-07-15: "CONTRATACIÓN DE OBRA PARA SUPERAR LA SITUACIÓN DE EMERGENCIA PRESENTADA EN EL TÚNEL DE CONDUCCIÓN DE LA CENTRAL HIDRÁULICA RIO BLANCO DE LA EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A., ENTRE LA EERSA Y LA ING. MARÍA FERNANDA LEMA LOZA ". Se encuentra en ejecución con un avance físico de 81.50% hasta la presente fecha.

12.5 COMPARACION CON EL AÑO 2014

A continuación se realiza una comparación con respecto a las cantidades de obra y actividades realizadas en el año 2015 con respecto a las del año 2014.

DESCRIPCION	NÚMERO DE ÓRDENES DE TRABAJO	NÚMERO DE ÓRDENES DE TRABAJO	RELACIÓN
	2014	2015	2015/2014
Dirección de Ingeniería y Construcción	261	373	142.9 %
Dirección de Operación y Mantenimiento	36	37	102.8 %
Dirección de Comercialización	7	6	85.71 %
Área de Obras Civiles	1	1	100.00 %
Dirección de Planificación	-	-	-
Órdenes de Trabajo anuladas	-	1	n. a.
TOTAL VÁLIDAS	305	418	137,05 %

DEPARTAMENTO DE FISCALIZACION

DESCRIPCIÓN	AÑO 2014	AÑO 2015	2015/2014
NUMERO DE OBRAS FISCALIZADAS	267	349	130,71 %
Obras fiscalizadas por contrato	10	25	250 %
Obras fiscalizadas por administración directa	210	256	121,90 %
Obras fiscalizadas realizadas por particulares	47	68	144,68 %
NUMERO TOTAL DE POSTES INVENTARIADOS	2837	4005	141,17 %
Obras fiscalizadas por contrato	896	2.425	270,65 %
Obras fiscalizadas por administración directa	1880	1.420	75,53 %
Obras fiscalizadas realizadas por particulares	61	160	262,3 %
Km. DE LINEA INSTALADOS	169.85	408.96	240,78 %
Obras fiscalizadas por contrato	59.62	166.09	278,58 %
Km. de líneas de Media Tensión	25.76	65.86	255,67 %
Km. de líneas de Baja Tensión	33.87	100.23	295,93 %
Obras fiscalizadas por administración directa	107.03	226.053	211,21
Km. de líneas de Media Tensión	38.53	71.08	184,48 %
Km. de líneas de Baja Tensión	68.50	154.973	226,24 %
Obras particulares fiscalizadas	5.35	16,82	314,39 %
Km. de líneas de Media Tensión	4.69	15,30	326,23 %
Km. de líneas de Baja Tensión	0.66	1,52	230,30 %
Total Km. Líneas de Media Tensión	54.69	152,24	278,37 %
Total Km. Líneas de Baja Tensión	83.50	256,72	307,45 %
POTENCIA INSTALADA EN LAS OBRAS FISCALIZADAS (kVA)	4765	6.867	141,11 %
Obras fiscalizadas por contrato	585	2.125	363,25 %
Obras fiscalizadas por administración directa	2065	1.519,5	73,58 %
Obras fiscalizadas realizadas por particulares	2115	3.222,5	152,36 %
Total Potencia Monofásica Instalada (kVA)	3452.5	4.637	134,31 %
LUMINARIAS TOTALES INSTALADAS	2103	1.989	98,81 %
Obras fiscalizadas por contrato	238	956	401,68 %
Obras fiscalizadas por administración directa	1824	936	51,32 %
Obras fiscalizadas realizadas por particulares	41	97	236,59 %
POTENCIA INSTALADA EN LUMINARIAS (KW)	230	228	99,13 %
Obras fiscalizadas por contrato	24.85	98,8	397,59 %
Obras fiscalizadas por administración directa	198.78	114,45	57,58 %
Obras fiscalizadas realizadas por particulares	6.2	14,35	231,45 %

DEPARTAMENTO DE CONSTRUCCIONES ELÉCTRICAS

Obras construidas por personal de la EERSA.

DESCRIPCIÓN	2014	2015	2015/2014
Líneas media tensión (Km)	56,3	29,03	51,56 %
Líneas de baja tensión (Km)	101,13	34,37	33,99 %

**INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONÓMICO 2015**



Luminarias 100 W	1.533	1.006	65,62 %
Luminarias 150 W	62	41	66,13 %
Luminarias 250 W	67	27	40,30 %
Reflectores 400 W	20	51	255 %
KVA Instalados	2.490	1.572,5	63,15 %

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA Y DISEÑO

DESCRIPCIÓN	2014	2015	2015/2014
Diseños Comunidades, Barrios,	812 con 533,09 km de líneas de media tensión y 465,91 de redes de baja tensión	641 con 535,42 km de líneas de media tensión y 514,16 de redes de baja tensión	78,94 % en #. De Proyectos y 114,92 % en (km)
Revisión proyectos	219	179	81,74 %
Inspecciones varias, factibilidades.	564	598	106,03%

XIII. CONCLUSIONES

En cumplimiento de las políticas, lineamientos y apoyados en la Panificación Estratégica, se ha continuado con el mejoramiento Institucional, siendo una de las razones principales de la situación de la EERSA en la prestación del servicio de energía eléctrica, y alineada en la mejora de los índices técnico comerciales de la Empresa.

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

El ejercicio económico 2015, está enmarcado dentro de un manejo y una gestión de control del gasto, política definida e impulsada por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, presentándose una Utilidad en el ejercicio económico.

En la parte operativa del sistema se ha trabajado bajo los lineamientos del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable apoyando todos los programas emprendidos por esta Cartera de Estado, y uno de los lineamientos claves es el tema de Calidad del Servicio, que sigue siendo uno de los puntos de mayor atención en la operación y atención en la entrega del servicio eléctrico, así como el cumplimiento de los diferentes Planes que lidera el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, como son PLANREP, PMD y FERUM y el proyecto SIGDE. Dentro de este contexto, se puede ver que las pérdidas de energía eléctrica total del sistema están en el 10,89%, existiendo un decremento con respecto al año 2014, manteniéndose una tendencia de reducción sostenible en el tiempo en los últimos años.

De igual forma en el área de Subtransmisión, se ha realizado el cambio de sistema de protecciones en alimentadores de varias subestaciones, y mediante financiamiento BID, AFD y CAF, se realizó la repotenciación de Subestaciones, modernización de equipos de maniobra y protecciones, todo esto para el mejoramiento de las condiciones de entrega del suministro de energía eléctrica. Una obra de gran importancia en Subtransmisión se realizó el cambio de calibre de conductor de la línea de subtransmisión a 69 kV Gatazo-Cajabamba-Guamote (33,08 km), avance 100 %, (monto del contrato sin IVA US \$ 579,729.86, valor liquidado US \$ 584.183,93) financiado por el BID I y la repotenciación de la línea de subtransmisión a 69 kv Licán-Gatazo (6,10 km) el cambio de estructuras y calibre de conductor e implementación de una nueva línea para convertirle en doble circuito ACAR 2x(3x600 MCM); e, instalación de cable OPGW (fibra óptica), por un monto sin IVA de US \$ 1'428.938,80; avance 100 %, línea que se encuentra en operación.



Un tema que es necesario mencionar es el continuo mejoramiento en la calidad del servicio para lo cual, se ha disminuído las interrupciones del servicio por debajo de las metas establecidas por el Ministerio de Electricidad y Energías Renovables con lo cual los usuarios tienen el servicio de energía eléctrica con mayor confiabilidad y continuidad; esto se logró en base a un programa de mantenimiento preventivo de transformadores de distribución de los alimentadores de las Subestaciones, limpieza de vía en las líneas de subtransmisión y distribución mediante la poda de y arbustos y se realiza estudios de termografía en redes primarias de distribución.

Se realizaron 18 procesos de contratación de obras para la Repotenciación de redes de Distribución, bajo el financiamiento de los programas CAF- RSND, mediante la modalidad "Obra", para el programa del Gobierno Central de cocción eficiente, programa cuyo monto asignado asciende a US \$ 6,289,166.78. y procesos de Consultoría para la contratación de la Fiscalización de las obras de distribución de los Programas CAF- RSND que por exigencia de la CAF debía realizarse con Fiscalizadores independientes, monto asignado sin IVA US \$ 326,019.88.

XIV. RECOMENDACIONES

El presente Informe Administrativo de Gerencia, correspondiente al año 2015, ha sido preparado en base a los Informes emitidos por las diferentes Direcciones de la Empresa y me permito añadir las siguientes recomendaciones para su aprobación:

14.1 Según la normativa legal y contable, la Administración de la Empresa tuvo que insertar a la Contabilidad valores que inciden en los resultados.

Provisión Jubilación Patronal

La firma Logaritmo en base al estudio actuarial sugirió actualizar los pasivos laborales por este concepto en un monto de USD. 365.080,04, afectando dicha cantidad mayoritariamente al gasto.

Provisión Renuncia Voluntaria

La firma Logaritmo Consultoría Matemático Actuarial Dueñas Loza Cía. Ltda. en base al estudio actuarial para el año 2015, sugirió actualizar los pasivos laborales por este concepto en un monto de USD. 608.535,00, afectando dicha cantidad mayoritariamente al gasto, según el siguiente detalle:

ETAPA FUNCIONAL	JUBILACION PATRONAL	RENUNCIA VOLUNTARIA
GENERACION HIDRAULICA	28.089,35	66.804,01
SUBTRANSMISION	17.633,86	45.618,44
DISTRIBUCION	17.114,55	69.471,30
ALUMBRADO PUBLICO	3.264,78	9.746,28
COMERCIALIZACION	40.261,91	101.415,35
ADMINISTRACION	230.832,90	228.035,76
CONSTRUCCIONES ELECTRICAS	27.882,69	87.443,86
TOTAL PROVISIONES	365.080,04	608.535,00

14.2 El ejercicio económico del año 2015 arroja una utilidad de USD. 133.442,87, la misma que de acuerdo a disposiciones legales se ha de distribuir, conforme al siguiente detalle:

UTILIDAD ANTES DE RESERVA LEGAL	USD.	133.442,87
-10% RESERVA LEGAL	USD.	13.344,29
UTILIDAD A FAVOR DE ACCIONISTAS	USD.	<u>120.098,58</u>

**INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONÓMICO 2015**



DISTRIBUCION DE UTILIDADES

Ministerio de Electricidad y Energía Renovable	USD.	53.056,15
GADM de Riobamba	USD.	13.492,68
GAD Provincial de Chimborazo	USD.	27.354,56
GADM Guano	USD.	4.624,45
GADM Colta	USD.	2.661,70
GADM Guamote	USD.	6.256,31
GADM Alausí	USD.	3.567,06
GADM Chunchi	USD.	2.573,05
GADM Penipe	USD.	2.625,79
GADM Pallatanga	USD.	2.337,59
GADM Chambo	USD.	1.549,24
TOTAL		<u>120.098,58</u>

En razón del marco jurídico tributario que se aplica, la Empresa está exenta del pago del impuesto a la renta, por lo que la utilidad del ejercicio es igual a la utilidad antes de la reserva legal es decir USD. 133.442,87; una vez que se ha descontado el 10% de reserva legal USD. 13.344,29, la utilidad a distribuirse a los accionistas es de USD. 120.098,58.

14.3 Para mantener los resultados económicos financieros favorables de la empresa en los próximos ejercicios económicos, deberá continuarse atento a los principales aspectos y situaciones que inciden directamente en los resultados en función del plan estratégico que fue actualizado para el período 2014 - 2017 y los planes operativos anuales y sobre manera el reconocimiento del déficit tarifario que es de obligación su reconocimiento por parte del Estado.

14.4 Es importante manifestar que el enfoque Global del Sector Eléctrico del país estará sujeto a las políticas del Gobierno Nacional a través del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, aplicación de la Ley de Empresas Públicas así como la Ley aplicación de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica que entro en vigencia a partir de enero del 2015.

Como representante legal de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A. y una vez que los Estados Financieros se encuentran auditados tanto por los Comisarios de la Empresa como por la compañía BDO Ecuador Cía. Ltda. que es la firma auditora contratada por la Contraloría General del Estado según contrato de prestación de servicios de auditoría N° 010—CGE-DAyS-AE-2016 (código del proceso en el portal de compras públicas: CDC-CGE-AE-001-2016) para "REVELAR Y EVALUAR LA INFORMACION PARA EXPRESAR UNA OPINION SOBRE LA RAZONABILIDAD DE LOS ESTADOS FINANCIEROS DE LA EMPRESA ELECTRICA RIOBAMBA S.A., POR EL EJERCICIO ECONOMICO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015", y al contar con el documento definitivo de conformidad con el informe de auditoría, me permito solicitar la aprobación de los mismos.

Finalmente debo dejar constancia de que la gestión y los resultados que se han podido obtener, es gracias al trabajo y a la colaboración de todos y cada uno de los trabajadores que integran la Empresa, así como también hacer extensivo el agradecimiento a los señores Directores administrativos, a quienes han participado como miembros del Directorio durante este período 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 2015.

De los señores Accionistas y Directores, me suscribo,

Muy atentamente,

Ing. Joe Ruales Parreño

GERENTE DE LA EERSA (e)