

Memoria Anual de Gestión de Gerencia 2012

Empresa Eléctrica Azogues C.A.

Empresa Eléctrica Azogues C. A.



1.	INTRODUCCION	8
2.	ASPECTOS GENERALES	8
2.1	CONFORMACIÓN LEGAL DE LA EMPRESA	8
2.1.1	FECHA	8
2.1.2	OBJETIVO	8
2.1.3	ACCIONISTAS	8
2.1.4	FECHA DE LA ÚLTIMA REFORMA ESTATUTARIA Y AUMENTO DE CAPITAL	9
2.1.5	SESIONES DE JUNTA DE ACCIONISTAS Y GRADO DE CUMPLIMIENTO DE LAS RESOLUCIONES	9
2.1.6	SESIONES DE DIRECTORIO Y GRADO DE CUMPLIMIENTO DE LAS RESOLUCIONES	9
3.	ASPECTOS ADMINISTRATIVOS	9
3.1	ORGANIZACIÓN ESTRUCTURAL Y FUNCIONAL DE LA EMPRESA	9
3.2	NÚMERO DE TRABAJADORES	10
4.	DIRECCIÓN DE FINANZAS: INFORME DE LABORES CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO ECONOMICO DE 2012	11
4.1	INTRODUCCION	11
4.2	ASPECTOS ECONOMICO-FINANCIERO	11
4.2.1	ESTRUCTURA DEL CAPITAL SOCIAL Y ANÁLISIS DE LAS VARIACIONES	11
4.3	RESULTADOS DEL PERIODO	13
4.3.1	ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE LOS RESULTADOS PRESUPUESTADOS Y LOS OBTENIDOS EN EL PERIODO (VARIACIONES)	13
4.4	DEFICIT DEL EJERCICIO ECONOMICO DE 2012	16
4.4.1	ANÁLISIS DEL PRECIO MEDIO DE VENTA DEL KWH FRENTE AL COSTO MEDIO DEL KWH EN EL 2012	16
4.5	OBLIGACIONES DE LA EMPRESA	17
4.5.1	OBLIGACIONES A CORTO PLAZO	17
4.5.2	PASIVOS A LARGO PLAZO	19
4.5.3	POR PRESTAMOS EXTERNOS	19
4.6	INDICADORES FINANCIEROS	19
5.	DIRECCIÓN COMERCIAL: INFORME DE LABORES CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO ECONOMICO DE 2012.	21
5.1	INTRODUCCION	21
5.2	ÁREA DE CONCESIÓN	21
5.3	PROYECTOS RELEVANTES	22
5.3.1	REMODELACIÓN DEL CENTRO DE ATENCIÓN AL CLIENTE (FONREP 2012)	22
5.3.2	PLAN DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS: PLANREP 2012	23
5.3.3	ACTIVIDADES Y RESULTADOS POR JEFATURA	23
6.	DIRECCION TÉCNICA: INFORME DE LABORES CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO ECONOMICO 2012	47
6.1	INTRODUCCION	47
6.2	EL SUMINISTRO DEL SERVICIO ELECTRICO	47
6.2.1	ABASTECIMIENTO DE POTENCIA Y ENERGIA	47

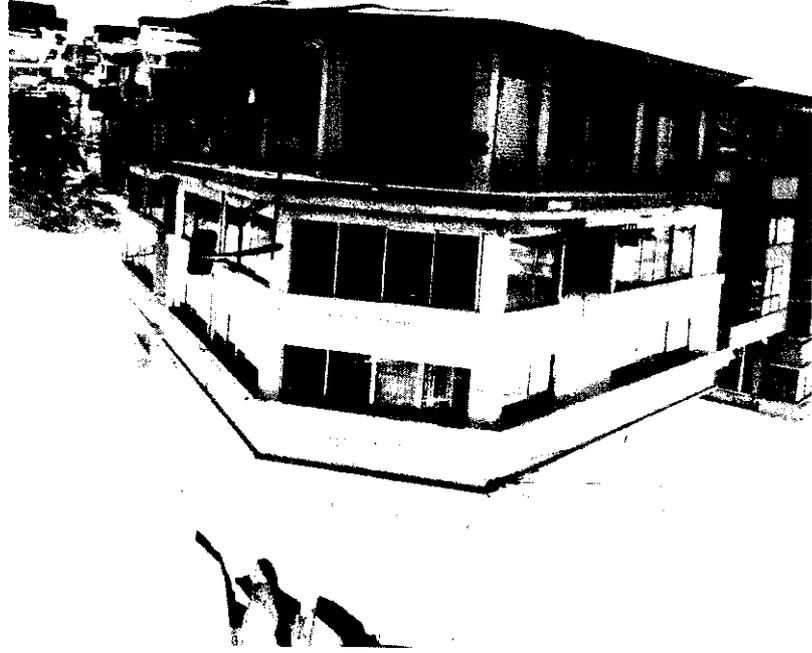
AZOGUES EMPRESA ELÉCTRICA C.A.



6.3	ATENCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA	48
6.3.1	ETAPA SUBTRANSMISIÓN	49
6.3.2	ETAPA DISTRIBUCIÓN	55
6.3.3	AVANCE DE EJECUCIÓN	64
6.4	OPERACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	65
6.4.1	CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO	65
6.4.2	CALIDAD DEL PRODUCTO	69
6.5	EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN	70
6.5.1	LONGITUD DE LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN	70
6.5.2	LONGITUD DE LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN	70
6.5.3	CARGA INSTALADA EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	71
6.5.4	REUBICACIÓN DE POSTES Y LÍNEAS	72
6.5.5	CARGA INSTALADA POR ALUMBRADO PÚBLICO	73
6.6	MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	75
6.6.1	MANTENIMIENTO CORRECTIVO	75
6.6.2	MANTENIMIENTO PREVENTIVO	77
6.7	CONCLUSIONES	78
6.8	RECOMENDACIONES	79

ILUSTRACIÓN 1 CLIENTES AÑO 2011 Y 2012	24
ILUSTRACIÓN 2 CANTIDAD DE CLIENTES POR MES DEL AÑO 2012 VERSUS EL AÑO 2011	24
ILUSTRACIÓN 3 SERVICIO BRINDADO POR LA EMPRESA	25
ILUSTRACIÓN 4 ENERGÍA FACTURADA POR SERVICIO PERÍODO 2007 - 2012	26
ILUSTRACIÓN 5 RECAUDACIÓN POR SERVICIO PERÍODO 2007 - 2012	27
ILUSTRACIÓN 6 PARTICIPACIÓN DE TERCEROS Y OTROS (%)	28
ILUSTRACIÓN 7 LECTURAS VS. CLIENTES AÑO 2012	30
ILUSTRACIÓN 8 PORCENTAJE LECTURAS AÑO 2012	30
ILUSTRACIÓN 9 CORTES Y RECONEXIONES AÑO 2012	31
ILUSTRACIÓN 10 PORCENTAJE RECONEXIONES VS CORTES AÑO 2012	31
ILUSTRACIÓN 11 TARIFAS AJUSTADAS Y RECLAMOS 2012	31
ILUSTRACIÓN 12 EFICIENCIA COMERCIAL AÑO 2012	38
ILUSTRACIÓN 13 COMPRA, VENTA Y PERDIDAS ENERGÍA AÑO 2012	40
ILUSTRACIÓN 14 COMPRA, VENTA Y PÉRDIDAS ENERGÍA PERÍODO 2000-2012	41
ILUSTRACIÓN 15 ENERGÍA COMPRADA POR LA EMPRESA EN PORCENTAJE	48
ILUSTRACIÓN 16 CRECIMIENTO DE LA DEMANDA KWH	48
ILUSTRACIÓN 17 ESTADÍSTICA DE LOS ÍNDICES DE INTERRUPCIÓN 2000-2012	67
ILUSTRACIÓN 18 EVOLUCIÓN DE FAL Y TAL	68
ILUSTRACIÓN 19 ESTADÍSTICA DE TRABAJOS Y RECLAMOS PERÍODO 2000-2012	69
ILUSTRACIÓN 20 MEDICIONES DE CALIDAD DE PRODUCTO	70
ILUSTRACIÓN 21 POTENCIA INSTALADA EN KVA	72
ILUSTRACIÓN 22 NÚMERO DE LUMINARIAS	73
ILUSTRACIÓN 23 POTENCIA EN KW POR ALUMBRADO PÚBLICO	74

MEMORIA ANUAL DE GESTIÓN DE GERENCIA 2012



EDIFICIO EMPRESA ELÉCTRICA

PRESENTACIÓN

Un año más como ya viene siendo habitual, la EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES C. A. presenta la Memoria de Gestión desarrollada a lo largo del año 2012. En ella se ofrece el trabajo que el equipo humano, directivos, técnicos, empleados y trabajadores ha desplegado con especial atención, empeño y dedicación. La tarea ha sido intensa y comprometida por realizar satisfactoriamente los encargos de las autoridades superiores y demandas de nuestros usuarios, al mismo tiempo que se implementaban nuevas políticas y lineamientos de parte de la nueva administración de la Empresa.

En efecto, a partir del 11 de mayo del año 2012, la Empresa Eléctrica Azogues mediante decisión de la Junta de Accionistas, reunidas en ese día resuelve nombrar como nuevo Gerente de la Entidad a mi persona y es a partir de ese momento que con entusiasmo, voluntad y responsabilidad, se inicia una nueva etapa administrativa, encaminada a la consecución de nuevos objetivos, siempre bajo los lineamientos establecidos por las autoridades del sector eléctrico y en particular del señor Ministro Doctor Esteban Albornoz.



Eco. Luis González Medina
Gerente General

Han sido varias las actividades que se han ejecutado en el año 2012, destacando entre otras: Una revisión global del plan de actividades y replanteo para su ejecución, tanto en los aspectos de infraestructura y sobre todo del capital humano con que contaba ese momento la Empresa.

Se ejecutaron varias obras de infraestructura física, partiendo de nuevos diseños arquitectónicos que permitan mejorar las condiciones básicas de trabajo y de otro lado mejorar el autoestima de todos los empleados y trabajadores; así como el dotar de un ambiente moderno y eficiente a todos los usuarios de la Empresa Eléctrica Azogues.

para a partir del siguiente año operar en condiciones eficientes y acordes con el desarrollo que hoy por hoy se implementa en el sector eléctrico ecuatoriano.

Se han desarrollado todas las actividades previstas para inicios de año, al igual que aquellas que se planificaron durante el segundo semestre de labores con resultados satisfactorios, mismos que se reflejan en los índices de gestión técnicos, operativos, administrativos y financieros que posteriormente se detallarán; cabe resaltar que se han superado circunstancias adversas, siempre apostando por iniciativas optimistas y reales; pues, para ello, nunca faltó las ganas y entusiasmo ni la voluntad de trabajar por un futuro mejor de la EEA

Confío que la presente Memoria de Gestión, sea una buena muestra de nuestra forma de trabajar y contribuya a dar a conocer pormenorizadamente y con un mayor detalle todas las actividades, proyectos y servicios en los que ha participado la EEA durante el año 2012, procurando ofertar un servicio de calidad y calidez a los usuarios de Azogues y Délég en la provincia del Cañar.



Las obras de remodelación se cumplieron conforme a lo planificado y diría que los objetivos también, pues la nueva imagen empresarial ha posibilitado el reconocimiento y aceptación de todos los clientes, autoridades y comunidad en general; pero, se requería con urgencia complementar el cambio desde el punto de vista de la actitud y profesionalismo de los servidores de la institución quienes, a más de disfrutar de un adecuado espacio físico y funcional, reclamaban como justa aspiración una revisión y mejora de los niveles salariales en base a un análisis técnico y comparativo con entidades similares; aspectos que, gracias al apoyo de Directores y Accionistas de la Empresa se concretaron en ese mismo año, beneficiando a gran parte del personal que laboraba en la institución.

Aspecto fundamental del trabajo desarrollado en el 2012, tiene relación con la evaluación y replanteamiento de actividades planificadas para ese y para los próximos años, partiendo de las políticas definidas a través del Plan Nacional del Buen Vivir y complementadas con una nueva visión de las autoridades del sector eléctrico, ante retos y objetivos ambiciosos del actual gobierno. Para el efecto, se reestructuraron las unidades operativas y administrativas; así como, se plantea la creación de una nueva unidad que se encargaría de la planificación y generación de proyectos, mediante la utilización de nueva tecnología y sistemas modernos de comunicación;

ORGANOS DE GOBIERNO

JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS

Dr. Esteban Alborno Vintimilla
Dr. Santiago Correa Padrón
Arq. Eugenio Morocho Quinteros

Ministro de Electricidad y Energía Renovable
Prefecto Provincial del Cañar
Alcalde de Azogues

PRESIDENTE

Dr. Darío Tito

Alcalde de Déleg

DIRECTORES

Lic. Silvana Dueñas
Ing. Jorge Vergara
Arq. Eugenio Morocho
Ing. Santiago Arias
Ing. Freddy Vintimilla
Ing. Carlos Romero

Ministerio de Electricidad
Ministerio de Electricidad
Gobierno Municipal de Azogues
Ministerio de Electricidad
Ministerio de Electricidad
Comité Trabajadores EEA

COMISARIO

Ing. Santiago Álvarez Fernández

GERENTE

Econ. Luis González Medina

1. INTRODUCCIÓN

En sujeción a lo constante en el artículo 263, numeral 4 de la Ley de Compañías, me permito poner a consideración de los Organismos Superiores de la Compañía la Memoria Gerencial, orientada al periodo comprendido entre el primero de enero al treinta y uno de diciembre del dos mil doce, que refleja las diferentes actividades cumplidas en dicho periodo, de acuerdo a la información que se adjunta.

2. ASPECTOS GENERALES

2.1 CONFORMACIÓN LEGAL DE LA EMPRESA

2.1.1 FECHA

La Empresa Eléctrica Azogues C. A. se constituyó de acuerdo a lo que estipulan las leyes pertinentes, el día 27 de febrero de 1972.

2.1.2 OBJETIVO

La Compañía tiene por objeto:

- Proporcionar el servicio público de electricidad en su área de concesión, mediante la compra, intercambio, distribución y comercialización de energía, de conformidad con la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y demás leyes de la República.
- Brindar un servicio eléctrico, en las mejores condiciones técnicas y económicas.
- Satisfacer los requerimientos de la demanda, incorporando

2.1.3 ACCIONISTAS

Son tres instituciones las que ostentan la calidad de accionistas de la Compañía:

- MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGIA RENOVABLE (MEER).
- GOBIERNO PROVINCIAL DEL CANAR.
- GOBIERNO AUTONOMO MUNICIPAL DE AZOGUES.

2.1.4 FECHA DE LA ÚLTIMA REFORMA ESTATUTARIA Y AUMENTO DE CAPITAL

El último aumento de capital de la Compañía fue resuelto en sesión de la Junta General Extraordinaria de 1 de junio de 2011, por la suma de US\$ 19'548.618,00, mediante Escritura Pública otorgada ante el doctor Rolando Ruiz, Notario Público Segundo del cantón Azogues e inscrito en el Registro Mercantil del 15 de julio de ese mismo año.

2.1.5 SESIONES DE JUNTA DE ACCIONISTAS Y GRADO DE CUMPLIMIENTO DE LAS RESOLUCIONES

Durante el año 2012 se llevaron a cabo seis (6) Juntas de Accionistas, en las que se tomaron 24 resoluciones, las cuales han sido cumplidas.

2.1.6 SESIONES DE DIRECTORIO Y GRADO DE CUMPLIMIENTO DE LAS RESOLUCIONES

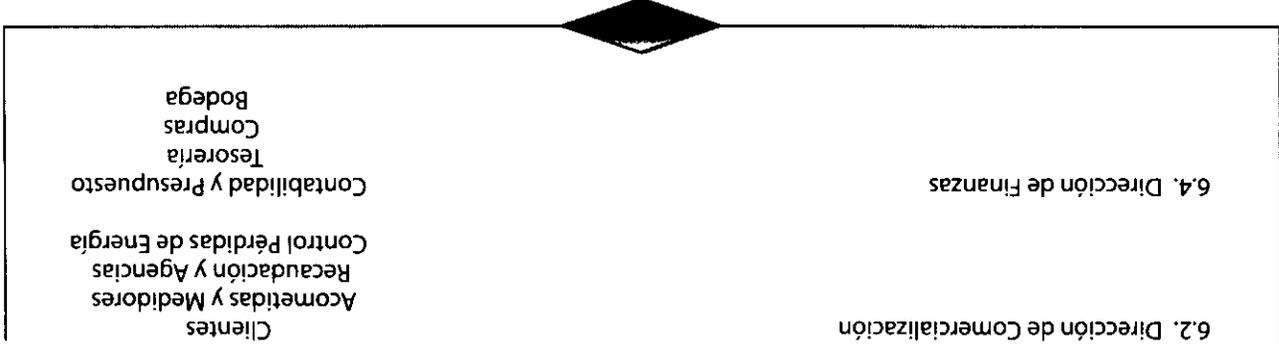
Durante el año 2012 se realizaron seis (6) sesiones de Directorio. Se tomaron 48 resoluciones, las cuales han sido cumplidas.

3. ASPECTOS ADMINISTRATIVOS

3.1 ORGANIZACIÓN ESTRUCTURAL Y FUNCIONAL DE LA EMPRESA

La Empresa Eléctrica Azogues C. A. se encuentra estructurada de la siguiente manera:

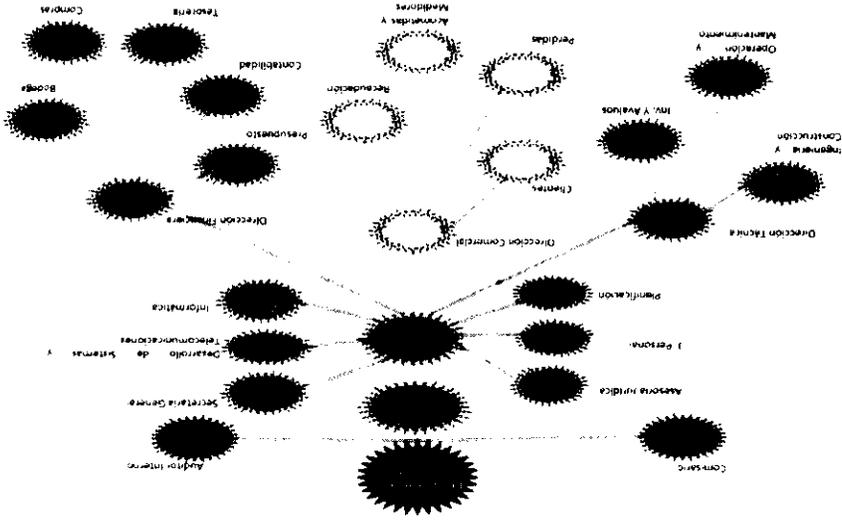
1. Nivel Directivo	Junta General de Accionistas Directorio
2. Nivel de Control	Comisario Auditoría Interna
3. Nivel Ejecutivo	Gerencia
4. Nivel de Asesoría y Coordinación	Comité de Coordinación Administrativa Asesoría Jurídica
6. Nivel Operativo	
6.1. Dirección Técnica	Ingeniería y Construcción Operación y Mantenimiento Inventarios y Avalúos



Las funciones que cumplen todos y cada uno de los niveles, se encuentran definidas en el Reglamento Orgánico Funcional.

3.2 NÚMERO DE TRABAJADORES

De la información proporcionada por la Jefatura de Personal, la Empresa al 31 de diciembre de 2012 contó con 152 trabajadores, de los cuales 123 son trabajadores de planta y 29 contratados.



ORGANIGRAMA

4. DIRECCIÓN DE FINANZAS: INFORME DE LABORES CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO ECONOMICO DE 2012

4.1 INTRODUCCION

La Dirección Financiera para alcanzar los objetivos propuestos y el cumplimiento de las funciones propias de su campo de acción, ha definido sus planes y programas de trabajo en acatamiento a lo establecido en el Manual del Área Financiera y en el Manual Orgánico Funcional de la Compañía, en vigencia.

Por otra parte, se ha considerado el conjunto de normas, disposiciones y políticas emanadas de los órganos máximos de la dirección y administración de la misma, esto es la Junta General de Accionistas y Directorio; así como también los lineamientos de la Gerencia General, los señores Comisarios, Auditoría Interna y Externa.

Las labores ejecutadas durante el ejercicio económico de 2012 se ajustaron al Plan de Actividades previsto , en tal virtud a continuación se detallan las siguientes:

4.2 ASPECTOS ECONOMICO-FINANCIERO

4.2.1 ESTRUCTURA DEL CAPITAL SOCIAL Y ANÁLISIS DE LAS VARIACIONES

4.2.1.1 CAPITAL SUSCRITO

El último aumento de capital de la Compañía se registró en junio del 2011, por un monto de US \$ 19,548,618.00, mismo que se realizó a través de la escritura pública otorgada ante el señor doctor Rolando Ruiz, Notario Público Segundo del Cantón Azogues e inscrita en el Registro Mercantil el 15 de julio de ese año; alcanzando al 31 de diciembre del 2012, un total de US\$ 20'742.093,60; el detalle que corresponde a cada Accionista se muestra en el siguiente cuadro:



Ing. Alberto Lata Rojas
Director Financiero

ACCIONES SUSCRITAS

EN DOLARES

NOMBRE DEL ACCIONISTA	VALORES		CAPITALIZADOS	31-XII-2011	VALOR	%
	CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO	31-XII-2012				
MINISTERIO DE ELECTRICIDAD	15.917.349,60	15.917.349,60	76,74			
GOBIERNO PROV. DEL CAÑAR	3.902.420,00	3.902.420,00	18,81			
GOBIERNO AUTO. MUNICIPAL DE AZOGUES	724.906,40	724.906,40	3,49			
SENPLADES	197.417,60	197.417,60	0,95			
S U M A N	20.742.093,60	20.742.093,60	100,00			

4.2.1.2 CAPITAL PAGADO

La totalidad del capital suscrito se encuentra íntegramente pagado, lo cual nos permite destacar el valioso apoyo económico que vienen brindando las Entidades Accionistas de la Compañía con aportes significativos para el desarrollo y expansión dentro del área de concesión.

Cabe informar que el valor de cada acción es de US \$ 0,40, siendo el número total de acciones y del capital suscrito y pagado el siguiente:

MINISTERIO DE ELECTRICIDAD	40.286.918	16.114.767,20	77,69
GOBIERNO PROVINCIAL DEL CAÑAR	9.756.050	3.902.420,00	18,82
GOBIERNO AUTON. DESCENTRAL. MUNICIPAL DE AZOGUES	1.812.266	724.906,40	3,49
S U M A N	51.855.234	20.742.093,60	100,00

4.2.1.3 APORTES PARA FUTURA CAPITALIZACIÓN

Los aportes para futura capitalización constituyen la fuente de financiamiento que otorgan las Entidades Accionistas, a fin de que la Compañía pueda llevar adelante importantes proyectos de electrificación. Los aportes realizados hasta el 31 de diciembre del 2012 son los siguientes:

MINISTERIO DE ELECTRICIDAD	1.038.600,00	3.263.240,97	214,19
GOBIERNO PROV. DEL CAÑAR	-	-	-
GOBIERNO AUT. MUNICIPAL DE AZOGUES	3.950,00	3.950,00	-
S U M A N	1.042.550,00	3.267.190,97	213,38

Como se puede observar en el cuadro anterior, los aportes para futura capitalización obtenidos en el año 2012 fueron del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable por el valor de US \$ 3,267,190,97, y corresponden a los recursos económicos que financiaron los proyectos PLANREP, SIGDE, FERUM, FERUM BID, y PMD, se presenta el incremento de US \$ 2,224,640,97 equivalente al 213,38% con relación al año anterior.

4.3 RESULTADOS DEL PERIODO

4.3.1 ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE LOS RESULTADOS PRESUPUESTADOS Y LOS OBTENIDOS EN EL PERIODO (VARIACIONES)

Del análisis efectuado a los Estados Financieros por el período terminado al 31 de diciembre de 2012, los resultados económicos obtenidos y comparados con los presupuestados muestran los siguientes valores:

DETALLE DE INGRESOS Y GASTOS AÑO 2012 EN DOLARES AMERICANOS				
CONCEPTO	PRESUPUESTO	EJECUTADO	VARIACION	
			VALOR	%
INGRESOS				
INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA	7.454.288,80	7.560.015,86	105.727,06	1,42
INGRESOS NO VENTA DE ENERGIA	39.000,00	21.055,83	- 17.944,17	- 46,01
INGRESOS POR DEFICIT TARIFARIO	1.252.222,00	1.352.518,53	100.296,53	8,01
INGRESOS SERVICIO VALOR AGREGADO	102.784,00	74.073,43	- 28.710,57	- 27,93
OTROS INGRESOS	34.140,00	37.599,37	3.459,37	10,13
SUBTOTAL:	8.882.434,80	9.045.263,02	162.828,22	1,83
AJENOS A LA OPERACIÓN	275.000,00	382.345,94	107.345,94	39,03
TOTAL INGRESOS:	9.157.434,80	9.427.608,96	270.174,16	2,95
DE OPERACIÓN				
DE OPERACIÓN	8.273.953,57	8.575.389,59	301.436,02	3,64
DEPRECIACIONES	1.186.200,00	1.294.517,07	108.317,07	9,13
SUBTOTAL:	9.460.153,57	9.869.906,66	409.753,09	4,33
AJENOS A LA OPERACIÓN	235.946,50	267.498,60	31.552,10	13,37
TOTAL GASTOS:	9.696.100,07	10.137.405,26	441.305,19	4,55
SUPERAVIT / DEFICIT OPERACIÓN	- 577.718,77	- 824.643,64	- 246.924,87	42,74
SUPERAVIT / DEFICIT AJENO OPERACIÓN	39.053,50	114.847,34	75.793,84	194,08

Tabla 1 Detalle de ingresos y gastos año 2012

La variación de los valores presupuestados con los resultados reales, partiendo de su estructura, es decir, Ingresos y Gastos, fueron los siguientes:

INGRESOS

Al 31 de diciembre de 2012 el monto de ejecución presupuestaria de los Ingresos Totales fueron de US \$ 9,427,608.96, mismos que al relacionar con el monto de ingresos presupuestados que fueron de US \$ 9,157,434.80, se obtuvo un incremento en los ingresos por el valor de US \$ 270,174.16 equivalente al 2.95%, por las siguientes razones:

INGRESOS DE OPERACIÓN POR VENTA DE ENERGÍA

Los ingresos por venta de energía se incrementaron en US \$ 105,727.06 equivalente al 1.42% con relación al presupuesto.

INGRESOS AJENOS A LA OPERACIÓN

Los Ingresos Ajenos a la Operación ejecutados fueron de US \$ 382,345.92 al comparar con el valor presupuestado de US \$ 275,000.00, se obtuvieron ingresos adicionales por el valor de US \$ 107,345.92, equivalente al 39.03%, debido a los ajustes comercia-les con corte al 31 de diciembre de 2008 y al 31 de marzo de 2009, de acuerdo al Mandato Constituyente No 15.

INGRESOS POR DÉFICIT TARIFARIO

El Ministerio de Electricidad con base al Decreto Ejecutivo 1045-A de fecha 24 de abril del 2008, transfirió anualmente los recursos económicos por concepto de Déficit Tarifario, estos valores fueron determinados por el CONELEC, para el ejercicio económico 2012 se presupuestó el valor US \$ 1,252,222.00 y el valor realmente asignado fue de US \$ 1,352,518.83, obteniendo ingresos adicionales por el valor de US \$ 100,296.53 equivalente al 8.04%.

COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN

En el siguiente cuadro se puede apreciar que la gestión de los Gastos Operativos durante el año 2012 fue satisfactorio, en razón de que se han manejado los recursos con el criterio de austeridad en el gasto y en base a las reales disponibilidades presupuestadas; por lo que la mayoría de los rubros del gasto presentan disminuciones entre el valor presupuestado y el valor realmente gastado. Los Costos y Gastos de Operación, durante el ejercicio económico de 2012, tuvieron las siguientes variaciones:

COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN EN DOLARES AMERICANOS USD				
CONCEPTO	PRESUPUESTO	EJECUTADO	VARIACION	
			CANTIDAD	%
COSTOS DE OPERACIÓN				
COMPRA DE ENERGIA	4.277.471,18	4.705.198,15	427.726,97	10,00
COMPRA DE CAPACIDAD CONTR. INTERNET	52.784,47	52.718,54	- 65,93	- 0,12
GASTOS DE OPERACIÓN				
MANO DE OBRA	2.825.423,74	2.720.054,97	- 105.368,77	- 3,73
SERVICIOS RELACIONADOS CON EL PERSON	152.911,77	110.159,08	- 42.752,69	- 27,96
MATERIALES	414.880,15	339.578,74	- 75.301,41	- 18,15
COMPRA DE SERVICIOS BASICOS	42.798,49	47.630,14	4.831,65	11,29
CONTRATOS Y OTROS SERVICIOS	326.388,18	186.945,81	- 139.442,37	- 42,72
GASTOS FINANCIEROS	98.602,16	70.788,47	- 27.813,69	- 28,21
DIVERSOS	191.587,51	173.457,92	- 18.129,59	- 9,46
TRANSFERENCIAS	108.894,09	168.857,77	277.751,86	255,07
DEPRECIACION	1.186.200,00	1.294.517,07	108.317,07	9,13

Tabla 10. Costos y gastos de operación

A continuación se detalla el total de gastos por el ejercicio económico de 2012, con los valores por etapas funcionales y en forma porcentual, lo cual nos permite determinar el peso de cada uno de los componentes de gasto, dentro del total de los mismos:

EN DOLARES AMERICANOS		
GASTOS	VALOR	%
Subtransmisión	139.685,86	1,38
Distribución	862.121,64	8,50
Instalación servicio consumidores	431.350,22	4,26
Comercialización	491.982,96	4,85
Administración General	1.892.332,22	18,67
SUBTOTAL:	3.817.472,90	37,66
Compra de energía	4.705.198,15	46,41
Compra de Internet	52.718,54	0,52
SUMAN:	8.575.389,59	84,59
Depreciación	1.294.517,07	12,77
SUMAN:	9.869.906,66	97,36
Gastos Ajenos a la operación	267.498,60	2,64
TOTAL DEL GASTO:	10.137.405,26	100,00

Tabla 11. Total de gastos por etapas funcionales

4.4 DEFICIT DEL EJERCICIO ECONOMICO DE 2012

Para el ejercicio económico de 2012 se presupuestó un déficit de US \$ 538,665.27 y se obtuvo realmente un déficit de US \$ 709,796.30; si bien se obtuvo ingresos adicionales por US \$ 270,174.16 equivalente al 2.95%, en cambio los gastos fueron superiores en US \$ 441,305.19 equivalente al 4.55%, presentándose por lo tanto un incremento en el Déficit en el valor de US \$ 171,131.03 equivalente al 31.77%, siendo la causa principal el haberse incrementado el costo por la compra de energía, debido al estiaje que soportó el país durante el ejercicio económico de 2012.

4.4.1 ANÁLISIS DEL PRECIO MEDIO DE VENTA DEL KWH FRENTE AL COSTO MEDIO DEL KWH EN EL 2012

Los 33,243 abonados consumieron energía eléctrica equivalente a 95'984.212 kWh, que al relacionar con el valor facturado de US \$ 7,560,015.86 obtenemos el precio promedio de venta del kWh durante el año 2012 de US \$ 0.078763 por cada kWh.

Ingresos por Venta de Energía	\$ 7,560,015.86
Energía Facturada (KWh)	\$ 95'984.212
Precio Medio de la Venta KWH	\$ 0.078763

Es importante relacionar estas cifras con el año 2011, cuyo comportamiento fue el siguiente:

Durante el periodo del 2012 para atender el servicio a los abonados de la Empresa, la energía disponible para la venta fue la siguiente:

CONCEPTO	2011	2012	VARACION	%
INGRESOS VENTA ENERGIA	7.268.314,67	7.560.015,86	291.701,19	4,01
ENERGIA FACTURADA	92.304.269	95.984.212	3.579.943,00	3,99

BALANCE ENERGETICO		KWH		%
COMPRA DE ENERGIA	100.293.860			
TOTAL DISPONIBLE	100.293.860			
ENERGIA FACTURADA	95.984.212			
PERDIDA DE ENERGIA	4.309.648			4,30

El costo de la energía puesta a disposición de nuestros abonados, detallado en los Gastos de Operación, son de US \$ 9,869,906.66, mismo que al relacionar con el total de la energía facturada que es de 95'984.212 kWh, obtenemos un costo medio de US \$ 0.102818 cada kWh y detallados en la siguiente forma:

Costo de operación	\$ 9,869,906.66
Total energía facturada (KWH)	\$ 95'984.212
Costo medio de compra KWH	\$ 0.102818

Del análisis de la estructura y composición de los Ingresos y Gastos, se puede concluir que el KWH, durante el año 2012 tuvo los siguientes precios y costos:

Precio promedio de venta	\$0.078763 c/kWh
Costo promedio de compra	\$0.102818 c/kWh
Déficit	\$ (0.024055) c/kWh

Al comparar el precio promedio de venta del kWh que es de US \$ 0.078763, frente al costo promedio del kWh que es de US \$ 0.102818, se obtiene un déficit de US \$ (0.024055) por kWh, debido a la tarifa unificada establecida por el CONELEC mediante Resolución N° 107/08 del 12 de agosto del 2008, diferencia que es cubierta por el Estado a través del déficit tarifario, para cada año.

Otro factor que influye dentro del costo promedio del kWh son las pérdidas de energía que son del orden del 4.30% según el balance energético, al cuantificar las pérdidas de energía que son de 4'309.648 kWh por el precio medio de venta que es de US \$ 0.078763, significa que hemos dejado de percibir ingresos adicionales por venta de energía por el valor de US \$ 339,440.81.

4.5 OBLIGACIONES DE LA EMPRESA

El pasivo total de la Empresa al término del ejercicio económico fue de US \$ 6,398,668.80, el mismo que se descompone de la siguiente manera:

Obligaciones a corto plazo	\$ 2,744,104.03
Obligaciones a largo plazo	\$ 1,843,203.14
Otros pasivos no corrientes	\$ 1,811,361.63
TOTAL DEL PASIVO:	\$ 6,398,668.80

4.5.1 OBLIGACIONES A CORTO PLAZO

El pasivo a corto plazo se descompone de la siguiente manera:

\$	91,063.95
\$	82,613.45
\$	44,539.96
\$	283,689.18
\$	431,162.81
\$	1,336,089.29
\$	167,393.08
\$	9,756.64
\$	297,795.67
\$	<u>2,744,104.03</u>

terceros, mismos que son cancelados en el mes siguiente.

El saldo al 31 de diciembre el 2012 fue de US \$ 431,162.81, corresponden a la adquisición de bienes y servicios a proveedores para los diferentes proyectos de electrificación ejecutados por la Empresa en el ejercicio económico del 2012. Estos valores serán cancelados en el transcurso del año 2012.

El saldo al 31 de diciembre de 2012 fue de US \$ 1,336,089.29 y corresponden a la compra de energía en el Mercado de Contratos.

El saldo al 31 de diciembre de 2012 fue de US \$ 167,393.08 y corresponden a la compra de energía en el Mercado Ocasional.

El saldo al 31 de diciembre de 2012 fue de US \$ 9,756.64 y corresponden a la compra de la capacidad de internet a CELEC TRANSELECTRIC.

- El saldo al 31 de diciembre de 2012 fue de US \$ 297,795.67 y corresponden a los dividendos de acciones de la Empresa, por las utilidades generadas durante los ejercicios económicos 2007 y 2008.

S U M A N :

- Cuentas por Pagar relacionadas con el personal
- Cuentas por Pagar Obligaciones con el IESS
- Cuentas por Pagar S. R. L.
- Valores de terceros por Pagar
- Proveedores
- Cuentas por Pagar compra de energía Mer. Contr.
- Cuentas por Pagar compra de energía Mer. Ocasional
- CelecTranselectric - Internet
- Intereses y Dividendos por Pagar

El saldo al 31 de diciembre de 2012 fue de US \$ 91,063.95, corresponden a las provisiones de ley y retenciones que se realizan en la nómina mensualmente a los trabajadores. Estos valores son cancelados de acuerdo a las fechas que establece la normativa en vigencia.

El saldo al 31 de diciembre de 2012 fue de US \$ 82,613.45, corresponden a las provisiones establecidas por el IESS que se realizan en la nómina mensualmente a los trabajadores. Estos valores son cancelados de acuerdo a las fechas que establece la normativa en vigencia.

El saldo al 31 de diciembre de 2012 fue de US \$ 44,539.96, corresponden a las retenciones realizadas por la Empresa a proveedores por el Impuesto al Valor Agregado y por el Impuesto a la Renta. Estos valores son cancelados y declarados generalmente en el mes siguiente.

El saldo al 31 de diciembre de 2012 fue de US \$ 283,689.18 y corresponden a la recaudación de la tasa de recolección de basura, bomberos y otros a favor de terceros, mismos que son cancelados en el mes siguiente.

4.5.2 PASIVOS A LARGO PLAZO

El pasivo a largo plazo se descompone de la siguiente manera:

Depósitos en garantía a largo plazo	\$ 1,843,203.14
Provisión para Jubilación Patronal	\$ 1,618,652.65
Anticipos para construcciones	\$ 192,708.98
S U M A N:	\$ 3,654,564.77

Corresponden a los depósitos que realizan los clientes que se incorporan al servicio de energía eléctrica, cuyos valores son entregados en calidad de garantía por acometida y medidor y por consumo; el valor acumulado al 31 de diciembre de 2012, alcanza a la suma de US \$ 1,843,203.14, estos valores muy esporádicamente son devueltos a los clientes, por lo tanto se mantiene en esta cuenta como respaldo del medidor y la acometida y el valor del depósito por el consumo de energía eléctrica.

De acuerdo a lo estipulado en el Artículo 216 del Código de Trabajo en vigencia, la Empresa tiene la obligación de crear un fondo de jubilación patronal para sus trabajadores, a fin de que a futuro tenga las reservas suficientes para cubrir los costos que demanden la jubilación patronal y el desahucio de todos y cada uno de los trabajadores que hayan cumplido más de 25 años de servicio ininterrumpido en la misma. El valor acumulado al 31 de diciembre de 2012 alcanza a la suma de US \$ 1,618,652.65; es de anotar que el estudio actuarial fue realizado por la firma MACROMATH Cía. Ltda.

Corresponde a los anticipos efectuados a los Contratistas para la ejecución de los proyectos de electrificación; el valor acumulado al 31 de diciembre de 2012, alcanza a la suma de US \$ 192,708.98.

4.5.3 POR PRESTAMOS EXTERNOS

La Empresa Eléctrica Azogues C. A. no tiene préstamos externos de contratación directa.

4.6 INDICADORES FINANCIEROS

Para lograr una adecuada evaluación de la gestión financiera de la Empresa, es importante analizar ciertos indicadores financieros que nos permitan medir la solvencia, vulnerabilidad o rendimientos obtenidos al término del ejercicio económico.

Está dado por la siguiente relación:

$$\frac{\text{Activo Corriente - Inventarios}}{\text{Pasivos Corrientes}} = \frac{7,840,787.53}{2,744,104.03} = 2.86$$

Este índice nos demuestra la capacidad de pago que la Compañía tiene para hacer frente a las obligaciones corrientes, es decir con vencimiento inferior a un año. Se dispone de US \$ 2.86 para cubrir un dólar de deuda.

Como factor básico para atender programas y proyectos, sean estos de inversión o para atender los gastos operativos, se miden más rigurosamente por la siguiente relación:

$$\frac{\text{Disponibilidades}}{\text{Pasivos Corrientes}} = \frac{1,759,467.16}{2,744,104.03} = 0.64$$

$$\text{Déficit del Ejercicio} = \frac{\text{Ingresos por Venta de Energía}}{(709,796.30)} = -9.39\% = \frac{560,015.86}{(709,796.30)}$$

Este índice nos demuestra una tasa de rentabilidad negativa del 9.39% por el año 2012, lo cual significa que los ingresos por Venta de Energía no son suficientes para cubrir los Gastos Operativos, a futuro se tiene que incrementar los ingresos, caso contrario se continuará descapitalizando la Compañía.

Determina la adecuada utilización de los capitales de la Entidad y permite prever, en forma oportuna, la necesidad de reforzar el patrimonio y está dado por la siguiente relación:

$$\text{Patrimonio} = \frac{\text{Activo Total-Disponibilidades}}{21,878,143.16} = 82.51\% = \frac{26,517,344.80}{21,878,143.16}$$

Los activos de la Compañía están financiados el 82.51% con el patrimonio de los Accionistas, se cuenta con una estructura financiera adecuada, por lo tanto no se requiere por el momento reforzar el patrimonio.

Este indicador establece el porcentaje de participación de los acreedores dentro de la Compañía, la relación es la siguiente:

$$\text{Total Pasivos con Tercer} = \frac{\text{Total del Activo}}{2,744,104.03} = 9.70\% = \frac{28,276,811.96}{2,744,104.03}$$

El porcentaje de endeudamiento con relación al activo total es del 9.70%; los pasivos básicamente están representados por las acreencias por compra de energía, adquisición de bienes y servicios y las provisiones para terceros y jubilación patronal, el índice es aceptable

Este índice demuestra la cantidad de recursos en efectivo que la Empresa dispone para atender sus compromisos corrientes en forma inmediata. Se dispone de US \$ 0.64 para hacer frente a cada dólar de deuda.

Se entiende así a la diferencia entre el Activo Corriente menos el Pasivo Corriente, indica el valor que respondería la Compañía para atender las operaciones normales de su actividad, como pago de sueldos, adquisiciones de materiales para operación y otros gastos de operación. Está dado por la siguiente expresión:

$$\text{Activo Corriente} - \text{Pasivo Corriente} = 7,840,787.53 - 2,744,104.03 = 5,096,683.50$$

De acuerdo al resultado alcanzado el capital de trabajo es de US \$ 5,096,683.50, por lo que se puede manifestar que la Compañía en este ejercicio económico tiene un capital de trabajo adecuado.

Para determinar el rendimiento que nos ha generado la inversión durante el ejercicio económico, nos valemos de los índices de Rentabilidad, los mismos que son los siguientes:

- a) Rentabilidad del Patrimonio.
- b) Margen de Beneficio.

$$\text{Rentabilidad del Patrimonio} = \frac{\text{Pérdida del Ejercicio}}{(709,796.30)} = -3.24\% = \frac{2,744,104.03}{(709,796.30)}$$

La Empresa durante el ejercicio económico de 2012 obtuvo un déficit de US \$ 709,796.30, lo cual significa una descapitalización del patrimonio del 3.24%.

- Mide la utilidad neta obtenida en el ejercicio, con relación a los ingresos por venta de energía, luego de cubrir los gastos operativos, se calcula con la siguiente expresión:

5. DIRECCIÓN COMERCIAL: INFORME DE LABORES CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO ECONOMICO DE 2012.

5.1 INTRODUCCION

El objetivo primario del Área Comercial de la Empresa es el de: "comercializar los servicios de energía eléctrica, de manera adecuada y oportuna, con calidad y calidez, para alcanzar la satisfacción de sus consumidores" basados en las normas y leyes vigentes, cumpliendo las resoluciones, regulaciones, etc., de los entes de control y regulación y bajo las directrices de la Gerencia General. El mismo se logrará con una gestión basada en procesos y la mejora continua de la eficiencia de los mismos y teniendo una actualización permanente de conocimientos, éstos a su vez tiene su interrelación en actividades relacionadas y realizadas por personal de las diferentes jefaturas que conforman la Dirección de Comercialización que son: Clientes, Acometidas y Medidores, Recaudación y Pérdidas de Energía Comerciales.



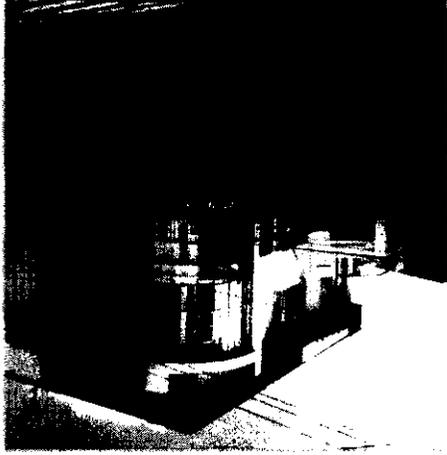
Ing. Wellington González
Director Comercial

5.2 ÁREA DE CONCESIÓN

De acuerdo al Contrato de Concesión, la Empresa Eléctrica Azogues C. A. tiene un área de concesión de 1.187 km², la misma que corresponde de manera parcial a la provincia del Cañar, concretamente presta sus servicios a los cantones Azogues y Déleg con todas sus parroquias, a un sector de la parroquia Sageo del cantón Biblián; y al sector de Guangras. Con una cobertura de servicio del 95,12% (Según el último Censo de Población y Vivienda 2010).

5.3 PROYECTOS RELEVANTES

5.3.1 REMODELACIÓN DEL CENTRO DE ATENCIÓN AL CLIENTE (FONRFP 2012)



El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable dio prioridad a las claras del excelente trato que se debe brindar a los clientes tanto en atención como en servicio garantizándose de esa manera el trato de calidad y calidez a los usuarios. En cumplimiento de esta disposición y por una necesidad impostergable hacia los clientes y funcionarios de la Empresa Eléctrica Azogues de este cambio, en el año 2012 se ejecutó el proyecto de remodelación del Centro de Atención al Cliente mediante los recursos provenientes del Fondo de Reposición FONRFP.

El mismo contempló la remodelación de la planta baja y primera planta alta del Centro Comercial Caracol para brindar los servicios comerciales de atención al cliente y recaudación entre otros. También dentro de este proyecto contempló la remodelación del punto de recaudación en el Cantón Délég y

mobiliario para el otro punto de recaudación en el Centro Comercial Bartolomé Serrano. Este trabajo se inició en el mes de septiembre de 2012 y su culminación fue en el mes de diciembre de 2012 con una inversión total de USD\$ 134.966,46. La administración fue realizada por personal de la empresa y la fiscalización por personal contratado.

Las obras ejecutadas cumplieron casi con la totalidad de los requerimientos dados por el MEER como son:

1.- Area Externa: fachada del edificio, accesos adecuados (incluir para personas con capacidades especiales), clara identificación en la puerta de ingreso, disponer de la Bandera Nacional, iluminación adecuada, estacionamientos señalizados, servicio de seguridad.

2.- Area Interna: ventanillas de recaudación, atención de reclamos y nuevos servicios; número de ventanillas en función del número de clientes que se servirá, disponer de personal de atención de reclamos, atención de nuevos requerimientos atendido por personal capacitado, módulo de recepción y zona de sillas para la comodidad de los clientes, información publicitaria, ocultamiento de cables eléctricos o similares, trato preferente para personas con capacidades especiales, personal correctamente uniformado, utilizar sistema de iluminación fluorescente y focos ahorradores, mantener señalética informativa/orientativa.

3.- Area Tecnológica: sistema de turnos electrónicos (agencias de más de 1.500 clientes), televisor preferente pantalla plana en las áreas de atención, todos los terminales en línea con los sistemas centrales, caja fuerte con sistemas asociados.

4.- Servicios básicos: baterías sanitarias (con mecanismo de ventilación y extracción), servicio permanente de agua potable, mobiliario adecuado para la clasificación de desechos orgánicos, sólidos y reciclables.

5.- Otras: instalaciones de protección contra incendios, exigencias básicas de ahorro de energía, exigencias básicas de salubridad, protección frente a la humedad, eliminación de residuos, calidad del aire interior, suministro de agua, evacuación de aguas residuales, exigencias básicas de protección frente al ruido.

Se debe indicar que se encuentran pendientes tres puntos para satisfacer al 100% las disposiciones emitidas y esas son: mantener señalética informativa/orientativa, caja fuerte (con sistemas asociados), mobiliario adecuado para la clasificación de desechos orgánicos, sólidos y reciclables. Los mismos que deberán ser considerados para realizar en el año 2013.

5.3.2 PLAN DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS: PLANREP 2012

El Plan de Reducción de Pérdidas PLANREP 2012 del Área Comercial contempló la ejecución del Proyecto "Revisión de sistemas de medición mediante sistema de barrido y Telegestión para clientes masivos del centro de Azogues" que tenía un presupuesto de USD\$ 120.100 (USD\$ 36.000 para el primero y USD\$ 84.100 para el segundo) de los cuales fueron transferidos a la empresa USD\$ 50.221,47. Con este dinero se puso en ejecución la primera parte del proyecto y se inició el proceso de adquisición de los equipos de contrastación. Cabe indicar que en el mes de Julio se inició el proceso pero se declaró desierto y en el mes de octubre se volvió a iniciar el proceso que, para esta fecha que se está entregando el informe de labores del año 2012, ya está culminado. Ahora con relación a la segunda parte del proyecto se debe manifestar que el mismo no fue ejecutado y no se ejecutará por el bajo presupuesto transferido y en su reemplazo se solicitó en el mes de febrero de este año 2013 al CONELEC la autorización para ampliar la primera parte del proyecto (o sea la adquisición de otro contrastador con mejores características).

5.3.3 ACTIVIDADES Y RESULTADOS POR JEFATURA

5.3.3.1 CLIENTES

En la Jefatura de Clientes, se realizan los siguientes procesos relacionados con el Servicio al cliente:

- Atención al Cliente
- Contratos
- Reclamos
- Lecturas
- Facturación
- Depósitos en garantía
- Facturación del servicio agregado (Internet)

5.3.3.2 ATENCIÓN AL CLIENTE

El mismo fue desarrollado con normalidad con en principio con tres personas y luego con dos para brindar el servicio de atención al cliente, pero con la eventualidad de que no se tiene el módulo de atención de reclamos.

NÚMERO DE CLIENTES

Se generó contratos de acuerdo con los proyectos del FERUM y solicitudes personales. Al mes de diciembre de 2012, se tiene 33.243 clientes, que comparando con el mismo mes del año 2011 que fue de 32.140, se incrementó 1.103 que representa el 3.43%.

Figura 1: Evolución mensual de clientes año 2011 y 2012

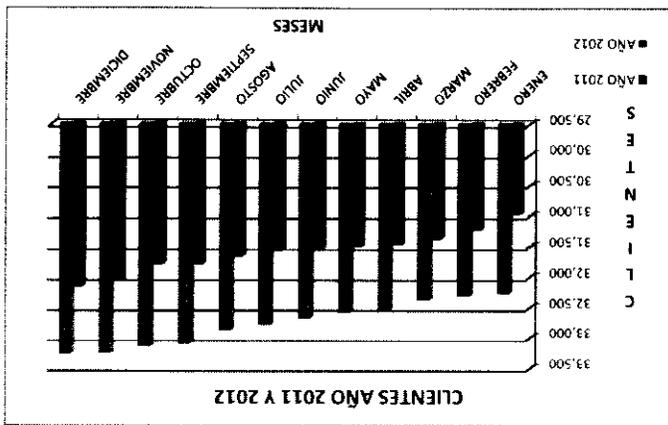


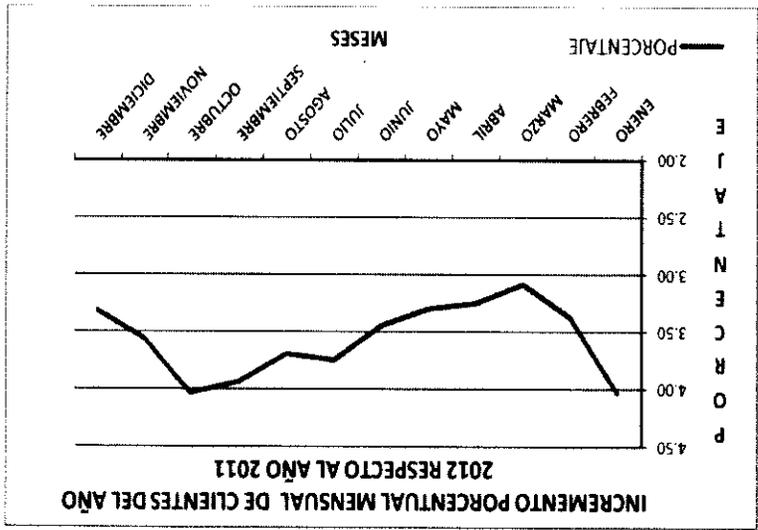
Figura 2: Evolución mensual de clientes año 2011 y 2012

AÑO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
2011	30.955	31.210	31.363	31.464	31.491	31.533	31.547	31.641	31.774	31.781	32.050	32.140	321.400
2012	32.257	32.300	32.362	32.522	32.566	32.659	32.775	32.855	33.076	33.116	33.234	33.243	332.970
PORCENTAJE	4,04	3,37	3,09	3,25	3,30	3,45	3,75	3,70	3,94	4,03	3,56	3,32	2,97

A continuación se presenta un cuadro comparativo de la cantidad de clientes por mes del año 2012 versus el año 2011.

Del cuadro inferior, se desprende que a diciembre de 2012 el 90,11% del total de clientes son de tarifa Residencial, el 6,41% es Comercial, el 1,80% es Industrial; y, el 1,68% restante pertenece a otras tarifas (Entidad Oficial, Asistencia Social, Beneficio Público, Autoconsumo, Escenarios deportivos, Bombeo de agua).

Figura 3: Evolución mensual de clientes año 2011 y 2012



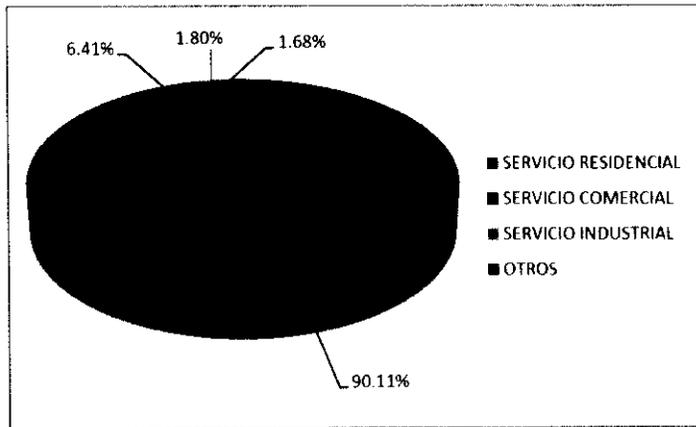


Figura 10. Servicios facturados por la empresa

5.3.3.3 FACTURACIÓN

La facturación durante los primeros meses del año estuvo a disposición de los clientes oportunamente; es decir en los primeros días de cada mes; luego con la implementación del SICO se rige de acuerdo a un cronograma de emisiones durante los siete primeros días de cada mes.

ENERGÍA FACTURADA (KWH)

SERVICIO	2007	2008	2009	2010	2011	2012	%	VARIACIÓN 2012 vs 2011 (kWh Fact)	VARIACIÓN 2012 vs 2011 (% Fact)
RESIDENCIAL	22.134.060	22.882.168	23.526.585	23.838.631	25.055.918	25.772.281	26,85	716.363	19,47
COMERCIAL	5.441.227	5.776.701	6.217.812	6.664.565	7.242.370	7.960.791	8,29	718.421	19,53
INDUSTRIAL	48.655.402	45.197.405	49.383.569	49.499.512	51.081.266	51.983.721	54,16	902.455	24,53
ALUM. PÚBLICO	5.443.007	5.852.827	6.390.979	6.203.093	6.315.221	7.579.257	7,90	1.264.036	34,35
OTROS	2.126.550	2.335.698	2.440.485	2.426.736	2.609.949	2.688.162	2,80	78.213	2,13
TOTAL	83.800.246	82.044.799	87.959.430	88.632.537	92.304.724	95.984.212	100	3.679.488	100

VARIACIÓN DE FACTURACIÓN (% RELACIÓN AL AÑO ANTERIOR)	2007	2008	2009	2010	2011	2012
	2,8	-2,09	7,21	0,77	4,14	3,99

Tabla 10. Energía Facturada por Servicio Período 2007 - 2012

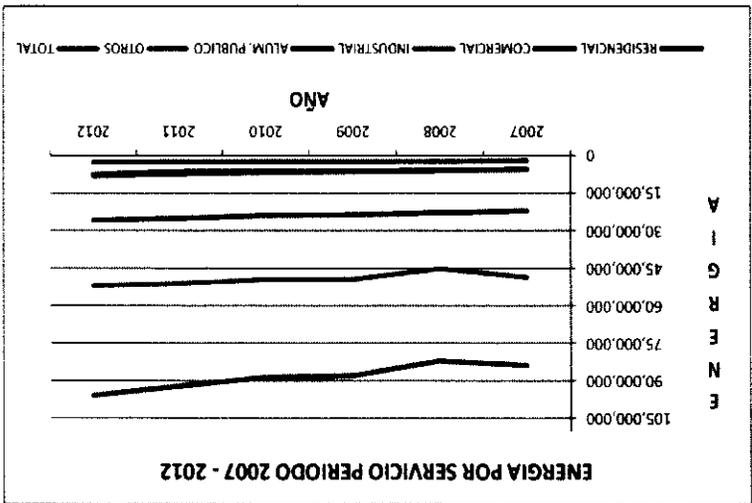
Tabla 11. Recomendación por sectores periodo 2007 - 2012

SERVICIO	2007	2008	2009	2010	2011	2012	%	VARIACIÓN 2012 vs 2011 (USD\$ Reca)	VARIACIÓN 2012 vs 2011 (% Recau)
RESIDENCIAL	2.531.935	2.474.266	2.424.054	2.463.672	2.588.231	2.668.840	35,41	80.609	28,19
COMERCIAL	524.053	531.080	514.123	533.531	589.996	654.131	8,68	64.135	22,43
INDUSTRIAL	2.777.982	2.526.307	2.868.658	2.911.336	3.002.249	3.121.836	41,42	119.587	41,83
ALUM. PUBLICO	853.923	932.380	874.024	844.569	893.934	909.093	12,06	15.159	5,30
OTROS	185.522	187.863	168.906	166.025	177.186	183.596	2,44	6.410	2,24
TOTAL	6.873.415	6.651.896	6.849.765	6.919.133	7.251.596	7.537.496	100	285.900	100

VARIACION DE RECAUDACION (% RELACION AL AÑO ANTERIOR)	0,1	-3,22	2,97	1,01	4,80	3,94
---	-----	-------	------	------	------	------

INGRESOS POR ENERGÍA FACTURADA

Tabla 12. Ingresos por Energía Facturada por Sector periodo 2007 - 2012



Durante el año 2012, se facturó 95'984.212 kWh, que significa 3'679.489 kWh más que en el año 2011, que fue de 92'304.724 kWh, que equivale a un incremento del 3,99%. La mayor cantidad de energía facturada se encuentra en el sector Industrial con 51'983.721 kWh que representa el 54,16% de la facturación total, debido a la energía demandada por el Consumidor Guapán, que en el año 2012 se le facturó 42'467.491 kWh que equivale al 44,24% del total facturado; le sigue, el sector Residencial con el 26,85%; el Comercial con el 8,29%, Alumbrado público con el 7,90%; y Otros con el 2,80%.

En el año 2012, se facturaron USD\$ 7'537.496, que comparando con lo que se facturó en el año 2011 que fue de USD\$ 7'251.396, significa un incremento de USD\$ 286.100 que representa el 3,94%, valores que son resultado de la aplicación del pliego y los cargos tarifarios vigentes.

El comportamiento que presentan las facturaciones en dinero (USD\$) por tipo de servicio en forma anual en el período 2007-2012, es el siguiente:

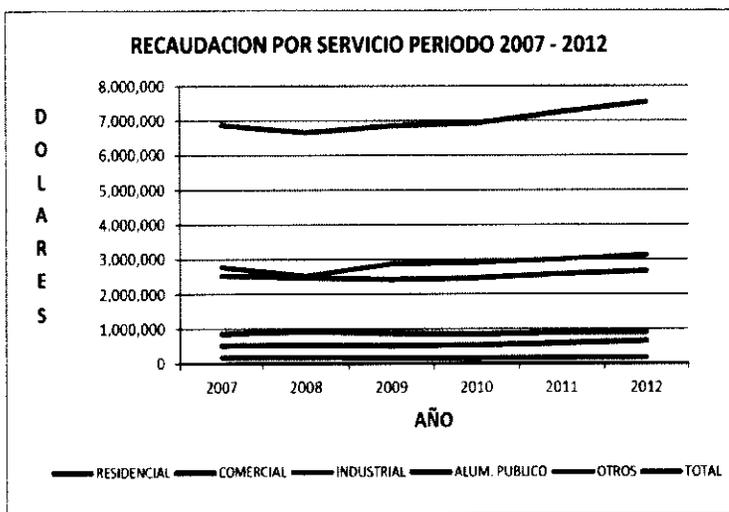


Figura 1.1. Facturación por servicio en dólares (2007 - 2012)

Con relación al año anterior el mayor incremento de la variación está en el servicio industrial con el 41,42%, luego está el sector residencial con el 35,41%; luego el alumbrado público con el 12,06%, el comercial con el 8,68%; y, finalmente otros con el 2,44%.

En el siguiente cuadro se detalla los porcentajes de participación de los tipos de servicio; y, de la facturación en energía como en dólares, de los clientes que mayor peso representan, el 90,11% son residenciales, y la facturación a estos clientes es del 26,85% en energía y del 35,41% en dólares; el sector comercial representa el 6,41% del total de clientes y su facturación es del 8,29% en energía y 8,68% en dólares; y, el sector Industrial representa el 1,80% de clientes y su facturación es del 54,16% en energía y financiera del 41,42%, que está afectado por el consumidor Guapán.

TARIFA	CLIENTES		FACTURACIÓN			
	NÚMERO	%	kWh	%	U.S.D.	%
RESIDENCIAL	29.954	90,11	25.772.281	26,85	2.668.840	35,41
COMERCIAL	2.132	6,41	7.960.791	8,29	654.131	8,68
INDUSTRIAL	598	1,80	51.983.721	54,16	3.121.836	41,42
ALUM. PUBLICO	0	0,00	7.579.257	7,90	909.093	12,06
OTROS	559	1,68	2.688.162	2,80	183.596	2,44
TOTAL	33.243	100	95.984.212	100	7.537.496	100

Figura 1.2. Participación por tipo de servicio

FACTURACIÓN DE VALORES A TERCEROS Y OTROS

En el año 2012, se facturaron USD\$ 1'625.594,20 por valores a terceros y otros. A continuación se presenta una tabla con el desglose.

	TERCEROS					OTROS				
	TASA DE RECOLECCIÓN DE BASURA	PLAN RENOVACION	TOTAL	INTERÉS POR MORA	CREDITOS	INTERÉS POR CREDITO	RECONEXIONES	REDONDEOS	TOTAL	
ENERO	61.126,90	116.879,92	864,86	805,71	161,87	2.858,48	0,00	4.690,92		
FEBRERO	60.065,22	115.891,24	1.178,68	7.562,91	15,30	2.518,24	0,00	11.275,13		
MARZO	56.878,04	112.836,92	871,86	7.019,95	85,67	2.287,50	0,00	10.264,98		
ABRIL	61.608,16	118.739,42	1.107,48	6.024,01	279,85	1.409,56	1,48	8.822,38		
MAYO	62.174,04	119.317,94	1.823,71	9.882,63	180,63	2.109,26	0,00	13.996,23		
JUNIO	63.328,20	120.624,44	765,22	10.628,10	330,65	3.390,00	1,27	15.115,24		
JULIO	65.228,84	122.932,27	789,33	8.245,61	334,95	2.912,54	1,36	12.283,79		
AGOSTO	65.779,99	124.444,71	1.066,52	45.456,06	408,01	1.650,72	0,37	48.581,68		
SEPTIEMBRE	63.698,70	123.418,76	1.151,70	8.948,95	359,74	2.448,00	0,00	12.908,39		
OCTUBRE	55.693,10	115.918,96	1.146,31	17.015,13	228,67	1.775,50	0,00	20.165,61		
NOVIEMBRE	64.271,31	125.288,24	2.416,08	8.596,82	287,40	1.818,44	0,00	13.118,74		
DECEMBRE	65.105,77	125.738,16	2.042,45	8.263,09	210,37	1.824,22	0,00	12.340,13		
TOTAL	744.958,27	1.442.030,98	15.224,20	138.448,97	2.883,11	27.002,46	4,48	183.563,22		
PORCENTAJE	45,83	88,71	0,94	8,52	0,18	1,66	0,00	11,29		

Tabla 1: Facturación de Valores a Terceros y Otros

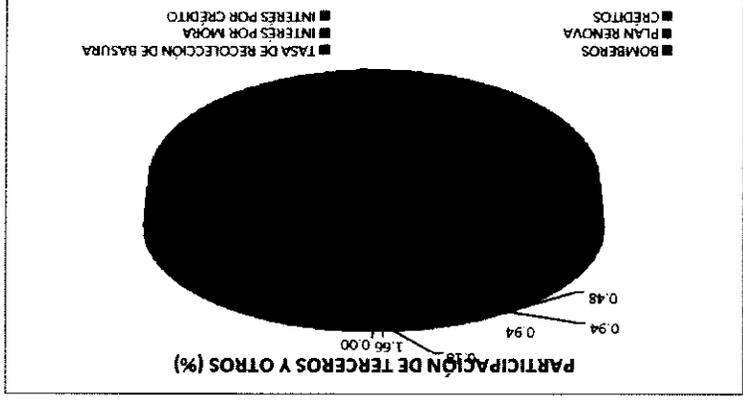


Tabla 2: Participación de Terceros y Otros

FACTURACIÓN DE SERVICIO AGREGADO (INTERNET)

La facturación es de manera manual (llevado adelante por la Jefatura de Telecomunicaciones) y la recaudación se realiza mediante el sistema comercial SICO.

A finales del año 2012 la Empresa contaba con 337 clientes activos; sin embargo, vale indicar que en el año 2012 el promedio de clientes que se acercan a cancelar es de 162.

El valor total facturado al año, por servicio e instalaciones es de USD\$ 89.154,74; y, la recaudación asciende a USD\$ 84.860,66 anual; con lo cual los USD\$ 4.294,08 quedan como cartera vencida. Estos valores fueron proporcionados por el Jefe de Clientes ya que como se indicó en el párrafo anterior la Jefatura de Telecomunicaciones que estuvo al frente de este servicio no nos proporcionó la información hasta el cierre de este informe anual.

CONCEPTO	CLIENTES (CANTIDAD)	CONSUMO FACTURADO	INSTALACIONES	IVA	TOTAL	VALOR RECAUDADO (INCLUYE IVA)
INTERNET (AÑO 2012)	337,00	79.602,45	0,00	9.552,29	89.154,74	84.860,66
INTERNET (AÑO 2011)	298,00	88.437,65	500,00	10.672,52	99.610,17	100.942,33

Tabla 1.1 Facturación de Servicio Agregado (Internet)

Este trabajo se ejecutó con siete lectores dentro del área de concesión no llegándose a cumplir el 100% del mismo. Los factores geográficos, humanos (vacaciones, permisos, enfermedades, etc.) y unas rutas de lecturas no optimizadas han convergido para que se tengan estos resultados.

	LECTURAS	CLIENTES	PORCENTAJE
ENERO	23.501	32.257	72,86
FEBRERO	23.675	32.300	73,30
MARZO	28.135	32.362	86,94
ABRIL	27.897	32.522	85,78
MAYO	28.443	32.566	87,34
JUNIO	27.200	32.659	83,28
JULIO	23.037	32.775	70,29
AGOSTO	27.938	32.855	85,03
SEPTIEMBRE	27.783	33.076	84,00
OCTUBRE	28.280	33.116	85,40
NOVIEMBRE	25.694	33.234	77,31
DICIEMBRE	26.098	33.243	78,51
TOTAL	317.681	392.965	80,84

Tabla 1.2 Lecturas

Figura 17. Cortes y Reconexiones

CORTES	RECONEXIONES	PORCENTAJE
ENERO	878	48,06
FEBRERO	617	73,58
MARZO	623	73,03
ABRIL	323	52,01
MAYO	480	71,04
JUNIO	817	75,76
JULIO	539	82,75
AGOSTO	360	81,11
SEPTIEMBRE	604	71,36
OCTUBRE	378	73,54
NOVIEMBRE	380	67,11
DICIEMBRE	412	70,87
TOTAL	6.411	69,46

5.3.3.4 GESTIÓN DE CARTERA

Este trabajo se ejecutó con cuatro grupos conformado por un chofer y un electricista dentro del área de concesión. Es importante destacar que según las estadísticas no existe el acercamiento del total de los clientes (cortados del servicio eléctrico) a cancelar sus planillas. Razón por la cual desde este año 2013 se está regresando a verificar en los sitios el porque de esta situación y se encontró que existen clientes que se reconectaban ellos mismos. Para mitigar este nuevo problema se dio aviso al Departamento de Pérdidas para que tomen las acciones pertinentes.

Figura 18. Evolución del porcentaje de lecturas

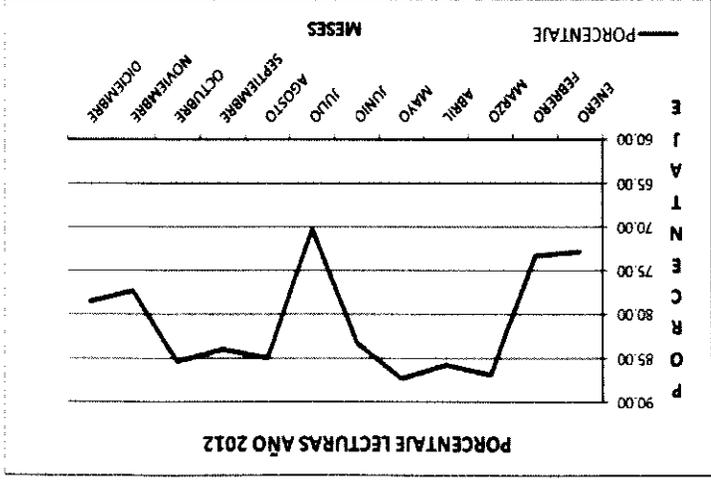
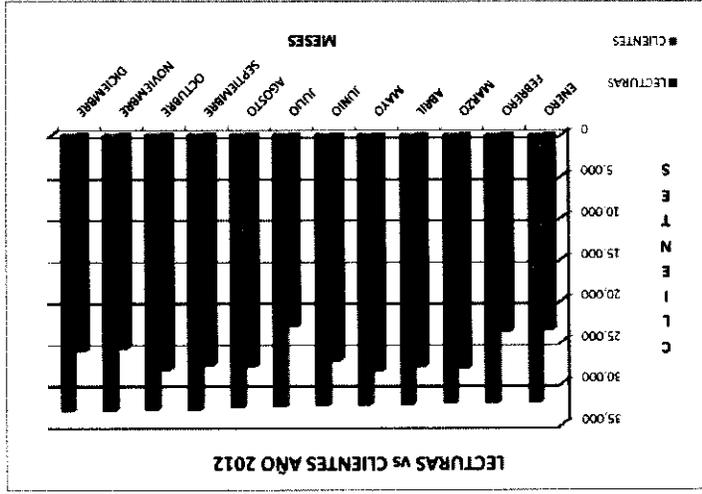


Figura 19. Evolución de lecturas vs clientes



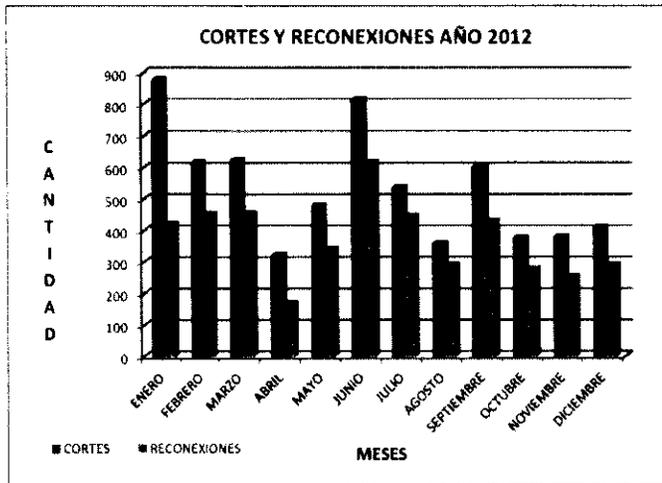


Gráfico 10 Cortes y Reconexiones Año 2012

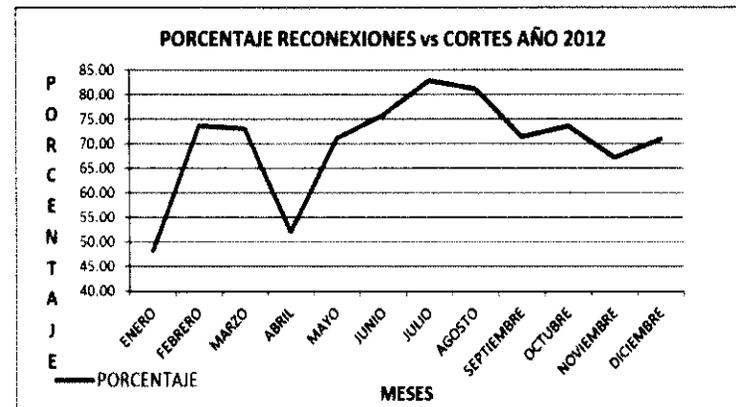


Gráfico 11 Porcentaje Reconexiones vs Cortes Año 2012

5.3.3.5 RECLAMOS

Este año la cantidad de reclamos por lecturas y la cantidad de tarifas ajustadas tiene tendencia a la baja. A continuación se presenta un cuadro comparativo.

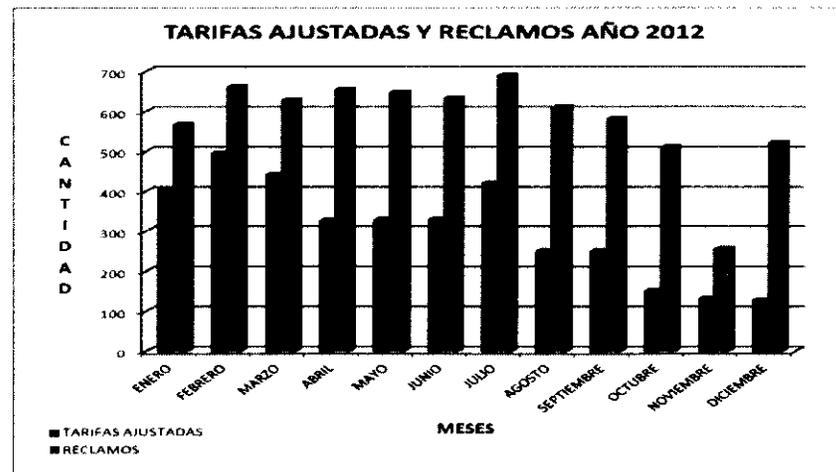


Gráfico 12 Tarifas ajustadas y Reclamos Año 2012

5.3.3.6 ACOMETIDAS Y MEDIDORES

Con la finalidad de mejorar la atención e instalación de servicio eléctrico, los procesos en los que interviene el personal de acometidas y medidores son:

- Nuevo servicio eléctrico con y sin requerimiento de ampliación o modificación de la red.
- Inspecciones.
- Cambio de medidor de energía y/o materiales.
- Reubicaciones del sistema de medición.
- Mantenimiento correctivo y preventivo de los sistemas de medición y acometidas.

Las mismas que se realizan en cumplimiento del Reglamento Sustitutivo del Reglamento de Servicio de Electricidad; y demás normativa relacionada con los procesos del área de acometidas y medidores.

RESULTADOS

A continuación se detalla los resultados, en el periodo enero-diciembre de 2012, de las labores realizadas por la Jefatura de Acometidas y Medidores. En este periodo se instalaron 979 servicios nuevos; 2051 labores de mantenimiento y 2500 inspecciones de servicio eléctrico, desglosados de la siguiente manera:

CONCEPTO	CANTIDAD (2011)	PROMEDIO TRABAJO DIARIO EQUIPO (2011)	CANTIDAD (2012)	PROMEDIO TRABAJO DIARIO EQUIPO (2012)
NUEVO SERVICIO ELÉCTRICO	1.062,00	4,60	979,00	4,45
MANTENIMIENTO	2.549,00	4,60	2.051,00	9,32
INSPECCIONES	1.820,00	6,90	2.500,00	11,36
TOTAL	5.431,00		5.530,00	

Tabla 10. Compras y Mantenimiento

Estas labores se realizaron con tres equipos de trabajo para la instalación de nuevos servicios y de mantenimiento; dando un promedio de 6,88 trabajos al día; y con un inspector que realizó 11,36 inspecciones al día.

5.3.3.7 RECAUDACIÓN

Durante el ejercicio económico del año 2012, la Jefatura de Clientes realizó 12 emisiones mensuales de facturación de enero a diciembre, que corresponden a los consumos de diciembre del año 2011 hasta noviembre del año 2012, por la suma total de US\$ 8'703.487,45 en el que se encuentra incluido energía y valores a terceros como bomberos, tasa de recolección de basura, créditos, etc., recaudándose en el periodo enero - diciembre de 2012 por estos mismos conceptos la suma de US\$ 8'642.726,76 que significa el 99,30% del total facturado.

RECAUDACIÓN Y FACTURACIÓN DEL AÑO 2012

El siguiente cuadro está basado en el concepto de mes consumo ya que los informes que emite el sistema comercial SICO nos arrojan por mes de emisión.

CONCEPTO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Recaudación (USD)	689.714,68	702.326,90	680.689,16	710.332,50	708.570,14	746.214,12	737.117,53	731.884,38	741.105,43	650.407,27	709.322,48	835.042,17	8.642.726,76
Facturación Emisión (USD)	705.368,93	696.738,34	664.606,48	718.922,23	717.421,75	737.346,25	752.841,94	794.599,39	736.115,15	665.651,19	753.055,36	760.821,73	8.703.488,74
RECAUDACIÓN / FACTURACIÓN (%)	97,78	100,80	102,42	98,81	98,77	101,20	97,91	92,11	100,68	97,71	94,19	109,76	99,30

Tabla 5.3.3.7.1. Recaudación y facturación 2012

Cabe indicar que en estos valores no están incluidos los conceptos de tercera edad y tarifa de la dignidad, los cuales son posteriormente compensados por el Estado ecuatoriano y los mismos no se cobran en ventanilla al cliente. Lo que si incluye son los servicios eventuales.

5.3.3.8 CARTERA

Se han ejecutado actividades que permiten mantener el control de la cartera, que entre otras se señala las siguientes:

- Contar con suficientes ventanillas para facilidades de pago.
- Facturación oportuna de las planillas de consumo para su cobro.
- Programa permanente de suspensión de servicio por mora en el pago de planillas de consumo.
- Publicidad por los medios de comunicación local.
- Notificaciones mediante comunicaciones individuales a Entidades del Sector Público y clientes especiales, score los valores que deben cancelar y el plazo, llamadas telefónicas y visitas personales de ser necesario.
- Depuración de cartera, retirando los equipos de medición para su liquidación.
- Cobro a través de Bancos, mediante el sistema de débito de las cuentas bancarias de los consumidores que así lo soliciten.
- Cancelación de planillas del personal de la Empresa mediante el descuento en roles de pago.
- Cobro a las comunidades rurales en bloques a través de sus representantes.

Todas estas acciones han dado como resultado que al 31 de diciembre de 2012 se obtenga un saldo total de cartera que alcanza a la suma de USD\$ 275,588,12, correspondiendo al sector público el valor de USD\$ 54,906,70 que representa 19,92%; y, al sector privado la cantidad de USD\$ 220,681,42 que corresponde al 80,08%, de acuerdo al siguiente detalle:

CARTERA VENCIDA			
	Año 2011	Año 2012	Incremento (%)
Público	1732	54906,7	3070,13
Privado	140157	220681,42	57,45
Total	141889	275588,12	94,23

5.3.3.9 PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Las acciones realizadas para el control y la reducción de pérdidas de energía comerciales, son las siguientes:

- Revisión de los sistemas de medición de los consumidores masivos; mediante el sistema de barrido, por sectores.
- Revisión de los sistemas de medición de los clientes en media tensión.
- Revisión de los equipos de medición retirados por mora y los que se van a instalar como servicios nuevos o cambios de medidores.
- Instalación de suministros ocasionales.
- Control de los procesos comerciales (especialmente de facturación).

Adicionalmente, con la finalidad de incrementar continuamente la productividad de los equipos de trabajo, se ha implementado y/o mejorado los siguientes aspectos:

- Mejoramiento del Sistema de Gestión de Indicadores en el área de pérdidas.
- Mejora de Procesos.
- Motivación y capacitación recurrente

REVISIÓN DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN

A continuación se detalla los resultados, en el período enero-diciembre de 2012, de los equipos de trabajo del Departamento de Control de Pérdidas. En este período se revisaron 4.666 (en 2011: 4.291) sistemas de medición en el sitio y 979 (en 2011: 3.219) en el laboratorio, para ser utilizados como servicios nuevos o cambio de medidores. De este total a 250 medidores se les realizó las re facturaciones y reliquidaciones pertinentes. Así mismo del total de 5645 medidores contrastados 2482 pertenecen a contadores de nuevos servicios y cambios de medidores.

RECUPERACIÓN ENERGÉTICA Y FINANCIERA

La recuperación energética y financiera por re facturaciones/re liquidaciones en el período enero-diciembre de 2012, resultado de las revisiones de medidores, es de 34.027 kWh y USD\$ 4.625. Valores sustancialmente inferiores a los registrados en el año precedente, es así que tenemos que el porcentaje de disminución en estas dos variables es alrededor del 86%. Si este valor lo contrastamos con el índice de pérdidas podemos darnos cuenta que los controles que se han hecho por parte de esta Jefatura está dando resultados y se está creando una cultura de respeto hacia los servicios y bienes del estado.

Con la finalidad de evitar las conexiones clandestinas a las redes de la empresa, se ha logrado conciliar a los consumidores para que no realicen este tipo de instalaciones, mediante el proceso de servicios ocasionales.

Como se detalla a continuación, en el periodo enero-diciembre de 2012, integrando las solicitudes y renovaciones mensuales, se demandó un total de 304.984 kWh y representó un ingreso de USD\$ 40.677,26.

SERVICIOS OCASIONALES

Existen consumos que no fueron facturados por no estar legalizado su contrato con la Empresa Eléctrica Azogues, a los cuales se les realizó una cuantificación manual de consumo, demanda y terceros y esta energía no se puede cargar en el sistema comercial SICO por lo cual se crearon créditos por depósito, del cual tenemos que en energía son 34.027 kWh y en dinero es USD\$ 4.625.

Tabla 2: Recuperación por Refacturaciones - Reliquidaciones

RECUPERACIÓN POR NORMALIZACIÓN DE SISTEMAS DE MEDICIÓN	AÑO 2012	AÑO 2011	DECREMENTO	PORCENTAJE
Recuperación energética anual (kWh)	9.803	165.500	155.697	94,08
Recuperación financiera anual(\$ USD)	1.654	22.213	20.559	92,56

La recuperación energética y económica, producto de la normalización de los sistemas de medición alterados es de 9.803 kWh y USD\$ 1.654.

Tabla 3: Recuperación por Refacturaciones - Reliquidaciones

RECUPERACIÓN POR REFATURACIONES - RELIQUIDACIONES	AÑO 2012	AÑO 2011	DECREMENTO	PORCENTAJE
Recuperación energética anual (kWh)	34.027	260.488	226.461	86,94
Recuperación financiera anual(\$ USD)	4.625	34.180	29.555	86,47

SUMINISTROS OCASIONALES	AÑO 2012	AÑO 2011	DECREMENTO	PORCENTAJE
Total Facturado (kWh)	304.984	405.811	100.827	24,85
Total Facturado (USD\$)	40.677	58.180	17.503	30,08

Figura 15. Suministros ocasionales

RESUMEN DE LA RECUPERACIÓN ENERGÉTICA Y FINANCIERA

La recuperación energética-financiera integrada, por normalización de medidores, liquidación por consumo no registrado, calibración de medidores y por servicios ocasionales es de 392.644 kWh y USD\$ 53.234,38.

CONCEPTO	AÑO 2012		AÑO 2011		DECREMENTO		PORCENTAJE	
	kWh	U.S.D.	kWh	U.S.D.	kWh	U.S.D.	kWh	U.S.D.
Medidores Calibrados / Normalizados	9.803	1.653,51	165.500	22.213	155.697	20.559	94,08	92,56
Liquidación por consumo no registrado	34.027	4.625	260.488	34.180	226.461	29.555	86,94	86,47
SUBTOTAL POR CALIBRACIÓN DE MEDIDORES	43.830	6.278,61	425.988	56.393	382.158	50.114	89,71	88,87
Suministros Ocasionales	304.984	40.677,26	405.811	58.180	100.827	17.503	24,85	30,08
TOTAL	392.644	53.234,38	1.257.787	170.966	865.143	117.732	68,78	68,86

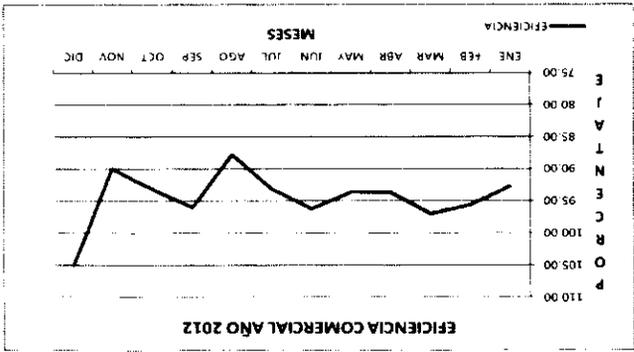
Figura 16. Resumen de la recuperación energética y financiera

Como se desprende del cuadro y grafico anteriores, existe una tendencia a la baja, para mantenerse las perdidas en porcentaje del 4,3%.

Tomando como sustento lo indicado en el informe de labores del año 2011 en donde de manera textual se dice que: "La obtención, validación, entrega y cálculo de los índices individuales se realizaron hasta el mes de septiembre de 2011, sin cumplir con la Regulación No CONELEC- 004/O1, Calidad de Servicio de distribución, numeral 4.1.2: Registro de la información: "... El registro se deberá efectuar directamente en los sistemas informáticos que utilice el Distribuidor para su gestión comercial; y, los reportes e informes que reciba el CONELEC, deberán ser extraídos en forma automática desde los citados sistemas, los que deberán se desarrollados previo al inicio de la Etapa Final y sometidos a conocimiento del CONELEC". Consecuencia de esto, no existía el sincronamiento de los valores de los índices de calidad comercial individuales y globales. A partir de octubre del 2011, se obtiene de manera directa la mayoría de los índices de calidad del servicio comercial, incidiendo en su sincronamiento; Con este antecedente se debe indicar que los valores efectivamente están siendo extraídos del sistema comercial SICO pero en algunos meses el valores arrojados no eran correctos, razón por la cual en algunas ocasiones el Jefe de Control de Pérdidas lo había elaborado de manera manual. Los resultados se detallan en el siguiente cuadro:

5.3.3.10 ÍNDICES DE CALIDAD COMERCIAL

CONCEPTO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Recaudación (%)	97,78	100,80	102,42	98,81	98,77	101,20	97,91	92,11	100,68	97,71	94,19	109,76
Pérdidas Móvil (%)	5,17	5,15	5,25	5,20	5,22	4,88	4,87	4,71	4,62	4,67	4,43	4,30
EFICIENCIA COMERCIAL	92,73	95,61	97,04	93,67	93,61	96,26	93,14	87,77	96,03	93,15	90,02	105,04



El indicador de eficiencia comercial (que relaciona el porcentaje de pérdidas y el de recaudación) a diciembre de 2012, se encuentra en el 82,68; teniéndose una disminución de 9,40% con respecto al 2011 debido principalmente a que los niveles de recaudación han disminuido el año que culminó.

ÍNDICE DE EFICIENCIA COMERCIAL

ÍNDICES GLOBALES DE CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL														
Mes	Conexiones de Servicio sin modificación de red		PEF	PRUi	PRUT	PRUc	TPR	PRR	Rehabilitaciones de Suministros		Respuestas a las consultas de los Consumidores	Consumidores reconectados después de una inspección		Satisfacción de consumidores ISC
	%		%	%	%	%	días	%	%		%	%		%
	URBANO	RURAL							URBANO	RURAL		URBANO	RURAL	
Enero	96,23	100	1,03	0,72	0,25	1,76	0	100	84,09	84,09		90,48	98,20	54,60
Febrero	91,43	100	1,33	0,63	0,16	2,05	0	100	91,43	100		91,89	100	54,60
Marzo	100	100	1,15	0,84	0,19	1,94	0	100	93,16	84,62		97,67	100	54,60
Abril	84,62	100	0,98	0,55	0,28	2,01	1	100	82,93			97,80	100	54,60
Mayo	93,75	100	0,92	0,64	0,22	2	0	100	82,45	89,11		92,60	100	54,60
Junio	100	95	0,93	0,57	0,28	1,94	0	100	99,36	98,81		94,55	100	54,60
Julio	95,24	100	1,30	0,55	0,20	2,11	0	100	93,82	100		90,00	100	54,60
Agosto	86,05	100	1,34	0,82	0,20	1,86	0	100	93,62	95,45		89,22	100	54,60
Septiembre	77,42	93,48	0,76	0,69	0,16	1,76	2	100	94,81	100		93,51	100	54,60
Octubre	96,08	96,67	0,46	0,71	0,22	1,54	0	100	97,07	100		87,74	100	54,60
Noviembre	100	78,26	0,40	0,59	0,20	0,77	2	100	96,45	97,41		93,55	100	54,60
Diciembre	100	61,36	0,59	1,68	0,92	5,22	2	100	87,86	97,46		90,91	100	54,60
EXIGIDOS CONELEC	98	98	2	8	6	3	4	98	97	95	98	97	95	70

año 2011	71,0025	84,01	1,20	0,73	0,24	2,06	1	100	87,34	94,588		92,69	98,808	54,60
año 2012	93,4017	93,731	0,93	0,75	0,27	2,08	0,6	100	91,4208	95,177		92,4933	100	54,60

CUMPLIMIENTO DE OBJETIVOS

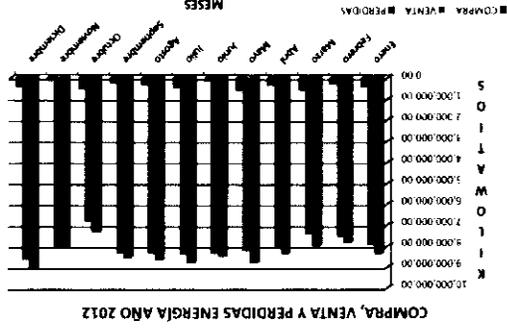
Comparando lo planificado con lo realizado en el período enero - diciembre de 2012, se tienen porcentajes de cumplimiento de: recuperación energética y recuperación financiera; del 90,52% y 72,74% respectivamente, como se detalla a continuación.

CONCEPTO	AÑO 2012		AÑO 2011	
	PLANIFICADO	REALIZADO	PLANIFICADO	REALIZADO
Recuperación Energética (KWh)	433.759	392.644	663.316	831.799
Recuperación Económica (U.S.D.)	73.188	53.234,38	113.188	114.573,00
CUMPLIMIENTO (%)		90,52		72,74
CUMPLIMIENTO (%)				101,22

PORCENTAJE DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA

MES	COMPRA (KWh)	VENTAS (KWh)	PERDIDAS (KWh)	PERDIDAS (%)
Enero	8.343.911,17	7.948.374,60	395.536,57	4,74
Febrero	7.823.133,53	7.539.282,50	283.851,03	3,63
Marzo	7.984.282,27	7.415.562,40	568.719,87	7,12
Abril	8.351.034,87	8.028.088,80	322.946,07	3,87
Mayo	8.805.701,02	8.214.830,40	590.870,62	6,71
Junio	8.474.899,28	8.360.618,00	114.281,28	1,35
Julio	8.811.578,99	8.367.857,00	443.721,99	5,04
Agosto	8.654.636,67	8.349.888,00	304.748,67	3,52
Septiembre	8.562.034,69	8.323.869,00	238.165,69	2,78
Octubre	7.324.739,57	6.808.740,51	515.999,06	7,04
Noviembre	8.112.753,60	7.994.993,76	117.759,84	1,45
Diciembre	9.045.154,75	8.632.108,00	413.046,75	4,57
TOTAL	100.293.860,41	95.984.212,97	4.309.647,44	4,30

Durante el año 2012, la Empresa Eléctrica Azogues C. A. demandó un total de 100'293.860,41 kWh, facturándose a los consumidores 95'984.212,97 kWh, con una diferencia no facturada de 4'309.647,44 kWh, que representa un porcentaje de pérdidas del 0,74% presentándose una disminución del 0,74% con respecto al año 2011. Esto se puede visualizar en el siguiente cuadro.



A continuación se presenta en detalle el comportamiento de las pérdidas de energía durante el período 2000-2012, de donde se puede destacar que existe una disminución del 0.19% con respecto al período de análisis 2000-2011.

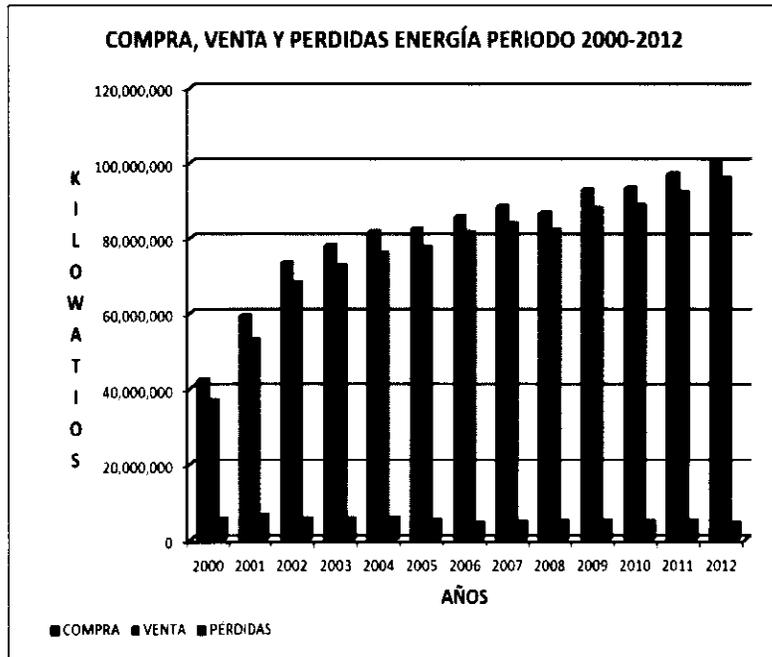


Figura 11. Compra, Venta y Pérdidas de Energía Periodo 2000-2012

AÑO	ENERGÍA COMPRADA (kWh)	ENERGÍA FACTURADA (kWh)	PERDIDAS DE ENERGÍA (kWh)	PERDIDAS (%)
2000	42.316.114	36.873.629	5.442.485	12.86
2001	59.314.316	53.089.332	6.224.984	10.49
2002	73.422.323	68.002.499	5.419.824	7.38
2003	77.992.490	72.576.138	5.416.352	6.94
2004	81.710.275	75.973.123	5.737.152	7.02
2005	82.390.110	77.404.666	4.985.444	6.05
2006	85.684.637	81.501.074	4.183.563	4.88
2007	88.379.597	83.800.241	4.579.356	5.18
2008	86.763.917	82.044.793	4.719.124	5.44
2009	92.797.391	87.959.431	4.837.960	5.21
2010	93.333.974	88.632.534	4.701.440	5.04
2011	97.201.063	92.304.724	4.896.339	5.04
2012	100.293.860	95.984.213	4.309.647	4,30

De los resultados obtenidos, se desprende lo siguiente:

Se pueden evidenciar un notable mejoramiento de los indicadores comerciales pero se debe seguir trabajando para llegar a niveles de excelencia. Tarea pendiente está el desarrollar las encuestas para determinar el índice de Satisfacción del Consumidor y la inclusión del módulo del Sistema de Atención de Reclamos SAR.

5.3.3.11 RESULTADOS

En los siguientes cuadros se resume los resultados relevantes de las actividades realizadas, información e indicadores claves en el Área Comercial.

INFORMACIÓN RELEVANTE	AÑO 2012		AÑO 2011	
	CANTIDAD	INCRE/DECRE	CANTIDAD	PORCENTAJE
Cientes (U)	33.243,00	32.140,00	1.103,00	3,43
Facturación (kWh)	95.984.214,00	92.304.724,00	3.679.490,00	3,99
Facturación (U.S.D.)	8.703.488,74	7.484.116,15	1.219.372,59	16,29
Recaudación (U.S.D.)	8.642.726,76	8.116.284,54	526.442,22	6,49
Cartera (U.S.D.)	275.588,12	141.889,00	133.699,12	94,23
Recuperación Energética (Gestión de Pérdidas, kWh)	392.644,00	821.799,00	-429.155,00	-52,22
Recuperación Económica (Gestión de Pérdidas, USD)	53.234,38	114.573,00	-61.338,62	-53,54

INDICADORES CLAVE	AÑO 2012		AÑO 2011	
	CANTIDAD	INCRE/DECRE	CANTIDAD	PORCENTAJE
Eficiencia Comercial (%)	94,51	93,00	1,51	1,62
Pérdidas de Energía (%)	4,30	5,00	-0,70	14,00
Recaudación / Facturación (%)	99,34	98,00	1,34	1,37
Índice de Satisfacción al Consumidor	54,60	55,00	-0,40	-0,73
Cumplimiento de recuperación energética (%)	90,52	125,00	-34,48	-27,58
Cumplimiento de recuperación económica (%)	72,74	101,20	-28,46	-28,13

EXHIBICIÓN

ATENCIÓN A RECLAMOS

No se dispone de información pertinente sobre la atención de reclamos. Este proceso se realiza de manera manual. Incumpliendo la regulación No. CONELEC – 012/08, que tiene relación con el Procedimiento para la Atención de Reclamos de los Consumidores de Empresas Eléctricas de Distribución

Cumplir con lo estipulado en la regulación No. CONELEC - 012/08, con la implementación del software correspondiente, adecuación de la página Web los vínculos y campos necesarios para que el consumidor pueda ingresar su reclamo.

Resultado.

Mejora del proceso de atención de reclamos.

Disminución del tiempo en la atención de los reclamos.

MEJORA DE LA EFICIENCIA DE LOS PROCESOS COMERCIALES

Tomando como referencia lo indicado en el informe de labores del año 2011 me permito transcribir de manera textual lo indicado referente a la mejora de la eficiencia de los procesos comerciales y se sugiere que sean tomados en cuenta para el año 2013. En la actualidad los indicadores que se tienen para la mejora de la gestión Comercial, son los referidos en la regulación No. CONELEC-004/01, Calidad del servicio Comercial, pero es imprescindible implementar un Sistema de Información Gerencial Comercial, basado en la mejora de los indicadores claves de los procesos comerciales y empezar con la aplicación de técnicas de optimización.

Es necesario evaluar y mejorar la eficiencia de los procesos comerciales (Lo que se mide se controla, lo que se controla se mejora), que tiene relación con el componente del Sistema de Gestión de Calidad, ISO 9001-2008: "Medición, Análisis y Mejora", por lo que se debe desarrollar un software que permita realizar la trazabilidad de cada uno de los indicadores que se han

definido como claves en los procesos comerciales; y, determinar acciones preventivas o correctivas oportunas para la mejora y el logro de los objetivos.

Bajo este contexto, se prevé la implementación del Software, con la finalidad de tener un Cuadro de Mando Integral (CMI), que permita realizar la trazabilidad del cumplimiento de los objetivos de cada Departamento, midiendo y mejorando la productividad de cada equipo de trabajo del Área Comercial. Esta herramienta permitirá:

- El mejoramiento del rendimiento de la empresa (productividad).
- Eliminar las asimetrías de trabajos y rendimientos.
- Enfrentarnos más claramente a los objetivos de la empresa y a las expectativas de los consumidores.
- Alcanzar y mantener la calidad de los servicios.
- Mejorar la satisfacción del consumidor.
- Tener confianza que la calidad está siendo alcanzada y mantenida.
- Proveer evidencia a las partes interesadas (consumidores, MEER, CONELEC, comunidad), de que nuestra empresa está haciendo bien las cosas.
- Tener la oportunidad de competir, con las mismas bases, con empresas mucho más grandes que la nuestra.
- Talento humano comprometido con la calidad.

El objetivo primario es la obtención, análisis y mejora de los indicadores claves relacionados con la gestión comercial, concretamente en las Áreas de Pérdidas de Energía Comerciales, Recaudación, Acometidas y Medidores; y Clientes.

La trazabilidad de los indicadores claves del Área comercial, a través del CMI, permite, tener una visión global de la Gestión Comercial, aunado a la gran oportunidad de que la empresa, debe trabajar alineada a la estructura de Empresa Inteligente, que basa su accionar en el desarrollo total del talento humano, en la que el

No se orienta la Gestión Comercial, mediante un enfoque basado en procesos. (Principio de calidad), lo que no ha permitido la mejora continua en la mayoría de los procesos comerciales (procesos no documentados, sin control, no permite medir la eficiencia de los mismos, sin indicadores de gestión).

Implementando un Cuadro de Mando Integral, integrado por los indicadores claves del AREA.

INDICADORES CLAVES DEL AREA COMERCIAL.

Como complemento a los índices de Calidad Comercial y la información comercial que es enviada a través del SISDAT, al CONELEC, se ha diseñado el siguiente esquema de indicadores.

Eficiencia comercial

El Índice de Eficiencia Comercial, vincula los indicadores de Pérdidas de Energía y de Recaudación.

La meta futura será alcanzar el 94,1% en este indicador, manteniendo el nivel de pérdidas en el 5%; y, el porcentaje de recaudación del 99%.

Indicadores de Pérdidas de energía.

1.1. Porcentaje mensual de pérdidas de energía; y, móviles anual (%). 1.1.1 Recuperación energética mensual (kWh)

1.2 Recuperación financiera-económica mensual (U.S.D.)

- Número de medidores revisados (U)
- Número de medidores revisados en el campo (U).
- Número de medidores revisados en el laboratorio (U).

trabajador, pasa de los estadios de funcionario y colaborador al de emprendedor, obteniéndose un esquema de micro negocio, en el que cada persona desarrolla sus actividades en base a la mejora continua, potenciando sus competencias.

CRITERIOS

- Constitución de la República del Ecuador, Capítulo VI - Derechos de libertad, Art. 66, numeral 25: "Se reconoce y garantizará a las personas: El derecho a acceder a bienes y servicios públicos y privados de calidad, con eficiencia, eficacia y buen trato, así como a recibir información adecuada / veraz sobre su contenido y características";
- Capítulo V- Sectores Estratégicos*, Servicios y Empresas Públicas Art. 315, segundo acápite. "Las empresas públicas estarán bajo la regulación y el control específico de los organismos pertinentes, de acuerdo con la ley; funcionarán como sociedades de derecho público, con personalidad jurídica, autonomía financiera, económico, administrativa y de gestión, con altos parámetros de calidad y criterio empresarial, económicos, sociales y ambientales";

- Ley de Régimen del Sector Eléctrico, art. 5.-Objetivos.- Fijense los siguientes objetivos fundamentales de la política nacional en materia de generación transmisión y distribución de electricidad:

- Proporcionar al país un servicio eléctrico de alta calidad y confiabilidad que garantice su desarrollo económico y social.

- Reglamento Sustitutivo del Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad, Art. 6.- Obligaciones del distribuidor.-" El distribuidor asume la responsabilidad de prestar el servicio a los consumidores ubicados en su zona de concesión, de acuerdo a estas normas y mantener el suministro de energía y la atención al consumidor, dentro de los límites de calidad previstos en la regulación correspondiente";

- Número de medidores revisados con observaciones (U). Suministros ocasionales.
- Número de suministros ocasionales instalados (U)
- Energía facturada suministros ocasionales (kWh)
- Recaudación de suministros ocasionales (U.S.D.)

Indicadores de Recaudación - Cortes y Reconexiones.

- 2. Porcentaje mensual Recaudación/Facturación (%)
- 2.1 Número de cortes (U)
- 2.2 Energía cortada (kWh)
- 2.3 Dólares cortados (U.S.D)
- 2.4 Número de reconexiones (U)
- 2.5 Energía reconectada (kWh)
- 2.6 Dólares reconectados. (U.S D)

Indicadores de Acometidas y Medidores

- 3. Servicios nuevos instalados (U)
- 4. Reubicación de medidores (U)
- 5. Trabajos de mantenimiento y/o reclamos (U)
- 15.1 Equipos de medición (U)
- 15.2 Acometidas (U)
- 15.3 Acometida y equipo de medición.
- 6. Inspecciones (U).
- 16.1 Área Urbana. (U)
- 16.2 Área Rural. (U)
- 16.3 Ingresadas al Sistema Comercial (U).

Indicadores de lecturas.

- 17. Número y porcentaje de lecturas tomadas por lector.
- 17.1 Número de lecturas entregadas (U).
- 17.2 Número de lecturas realizadas (U).
- 17.3 Porcentaje de reclamos por lecturas mal tomadas.
- 17.4. Porcentaje de reclamos por lecturas no tomadas."

5.3.3.12 CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL

De la misma manera que en el punto anterior me permito transcribir lo expuesto en el informe de labores del año 2012 en lo referente a la calidad del servicio comercial, pero con la aclaración que desde el 18 de febrero de este año 2013 varios de estos puntos ya están siendo monitoreados por la Dirección Comercial mediante los informes diarios que tienen que enviar los Jefes Departamentales.

Meta 12.1.5 del Plan Nacional del Buen Vivir "Aumentar al menos a 7 la percepción de calidad de los servicios públicos al 2013"; y, Regulación No. CONELEC007/08: relacionado con el Procedimiento para la Elaboración de Encuestas de Satisfacción de los consumidores; que en su numeral 6, indica: "...Se considerará que el Distribuidor cumple satisfactoriamente con el índice de Satisfacción del Consumidor (ISC), cuando los valores obtenidos de las encuestas, para el ISC, sean iguales o mayores al 70%.

La Regulación No. CONELEC - 004/01, que se refiere a la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución, en el numeral 4.4.2, referente a Encuestas, expresa: "Para el cálculo del índice señalado (índice de Satisfacción del Consumidor el Distribuidor deberá efectuar a su costo, cuando el CONELEC lo determine y al menos anualmente, una encuesta entre los Consumidores ubicados en su área de concesión". La medición de este indicador se ha realizado solamente dos veces, en el año 2008, cuyo valor fue de: 4,8/10; y, en el año 2010 obteniéndose un valor de 5,4/10, que es el promedio de los siguientes indicadores:

- Elaboración del Instructivo de Servicio y comunicación del mismo.

RECOMENDACIONES Y/O SUGERENCIAS

- Realizar una capacitación de los procesos del sistema comercial SICO.
- Realizar una convivencia laboral, ya que se nota demasiado estrés entre los funcionarios.
- Realizar una valoración laboral, ya que falta comprometimiento para desarrollar las labores cotidianas.
- Apoyo a las nuevas políticas de trabajo en los Departamentos de la Dirección Comercial.
- Fortalecer las Jefaturas de Recaudación y Acometidas y Medidores mediante la rotación de los principales de estas Jefaturas con otro personal de la Empresa o de ser el caso contratarlos.
- Urgentemente se necesita una persona que nos ayude como soporte para el SICO, ya que dependemos de la Empresa Eléctrica Regional Centrosur.

- Se sugiere que el Asesor Jurídico esté presente y sea parte de todos los procesos de compras públicas, así como también el Director Financiero, ya que la parte Comercial da y revisa los insumos netamente técnicos.
- El módulo de atención de reclamos todavía no está funcionando en nuestra institución con lo cual no se puede dar el seguimiento a los tiempos que ocupa nuestro personal en atender a un cliente.
- Se elabore un programa de jubilación y de ser procedente de compra de renuncias ya que existe personal que evidencia en su proceder diario que ya no desea colaborar con la empresa.
- Capacitación constante en uso de software básico como el Word, Excel, Autocad, etc.

- Índice de Satisfacción con el Producto (IP): 57%.
- Índice de Satisfacción con la Información y comunicación con el cliente (IIC): 17%.
- Índice de Satisfacción con la Facturación (IF): 50%.
- Índice de Satisfacción con la Atención al cliente (IAC): 67%.
- Índice de Satisfacción con la Imagen (II): 82%

CAUSAS

Incumplimiento de la regulación No. CONELEC - 012/08, que tiene relación con el Procedimiento para la Atención de Reclamos de los Consumidores de Empresas Eléctricas de Distribución.

Incumplimiento del artículo 6, del Reglamento Sustitutivo del Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad relacionado con las Obligaciones del distribuidor, que en su parte pertinente indica: "...El distribuidor publicará, en el diario de mayor circulación local, por lo menos una vez al año y pondrá a disposición de los consumidores que lo soliciten, un instructivo de servicio que contendrá un resumen de las disposiciones establecidas en este reglamento, las tarifas y en general los procedimientos para la relación entre distribuidores y consumidores";

No se orienta la Gestión Comercial, mediante un enfoque basado en procesos. (Principio de calidad), lo que no ha permitido la mejora continua en la mayoría de los procesos comerciales (procesos no documentados, sin control, no permite medir la eficiencia de los mismos, sin indicadores de gestión);"

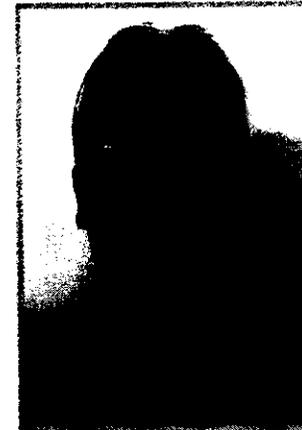
ACCIONES DE MEJORA

- Cumplir con lo estipulado en la regulación No. CONELEC-012/08, con la implementación del software correspondiente, adecuación de la página Web los vínculos y campos necesarios para que el consumidor pueda ingresar su reclamo.

6. DIRECCION TÉCNICA: INFORME DE LABORES CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO ECONOMICO 2012

6.1 INTRODUCCION

El presente informe describe las actividades más significativas ejecutadas por el Departamento Técnico en el año 2012, en base al Presupuesto aprobado por la Junta de Accionistas, el Plan Operativo y los lineamientos y directrices establecidos por el Directorio y la Administración de la Compañía.



Ing. Diego Mogrovejo
Director Técnico

6.2 EL SUMINISTRO DEL SERVICIO ELECTRICO

Las acciones emprendidas para garantizar el suministro del servicio eléctrico, implicó realizar actividades en los siguientes aspectos:

- Abastecimiento de Potencia y Energía
- Atención de la Demanda Eléctrica.
- Calidad del Servicio.

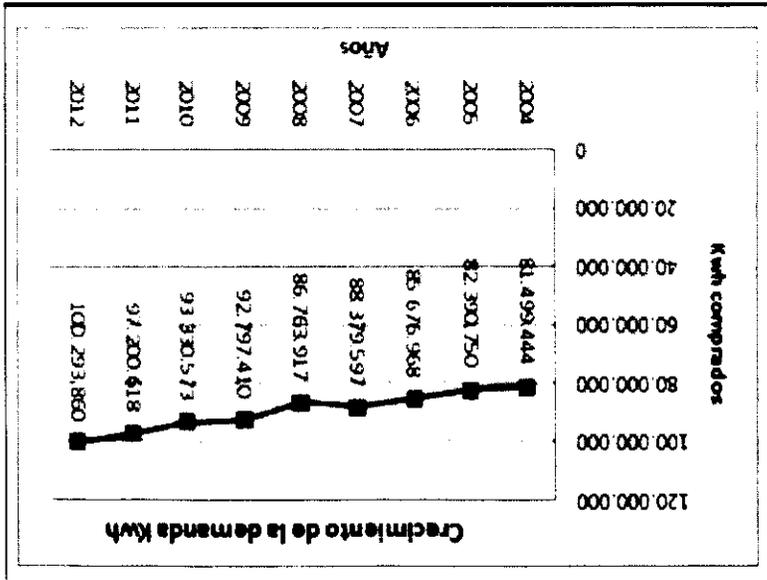
6.2.1 ABASTECIMIENTO DE POTENCIA Y ENERGIA

La demanda de potencia y energía fue cubierta por las diferentes Empresas de Generación Públicas y Privadas, mediante contratos regulados y complementariamente del mercado ocasional. Desde la barra de carga que corresponde a la Subestación Cuenca, propiedad de CELEC EP TRANSELECTRIC, que es el punto de conexión al Sistema Nacional Interconectado, se compraron 100.293.860 kWh, que representan el 3,18 % de incremento sobre la energía demandada

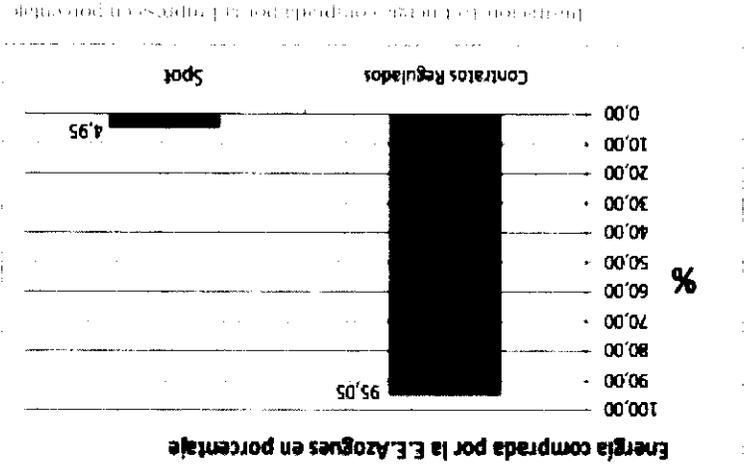
La atención de la demanda eléctrica de corto, mediano y largo plazo se realiza a través de la ejecución del Presupuesto de Inversiones en sus diferentes etapas funcionales, que representan los proyectos que ejecuta la Empresa. Para el año 2012 en la Reforma presupuestaria se consideró la cantidad de USD 5'993,593,12 para los proyectos de inversión correspondientes al Departamento Técnico.

6.3 ATENCION DE LA DEMANDA ELECTRICA

La máxima demanda alcanzada en el año 2012 corresponde a 17.09 MVA y se registró a las 19h30 del 19 de diciembre del mismo año. El factor de potencia correspondiente a los periodos de demanda máxima siempre fue superior a 0.96. (Fuente: Planificación).



en el año 2011 que fue de 97.200.618 kWh. La energía comprada mediante contratos regulados fue de 95.325.334 kWh, que representó el 95,05 % del total de la energía adquirida, mientras que del Mercado SPOT se demandó 4.968.525 kWh, que corresponden al 4,95 % del total. A continuación se presenta una gráfica de la distribución de la compra de energía durante el año 2012 para el abastecimiento de la demanda:



En el siguiente cuadro estadístico, se representa el comportamiento de la demanda de energía en la barra de la Subestación

6.3.1 ETAPA SUBTRANSMISIÓN

El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable MEER, conjuntamente con el CONELEC, la CELEC y las Empresas Centro Sur y Azogues, al momento han definido la estructura del Sistema de Subtransmisión Regional que involucra a las Empresas Centro Sur y Azogues, por lo que de acuerdo al análisis efectuado se han definido las obras que significan beneficio técnico con la menor inversión, las que deben ser construidas por cada una de la empresas en lo que les corresponda y dentro de los plazos necesarios para su entrada en funcionamiento, lo que se encuentra programado hasta marzo de 2014. En la Reforma al presupuesto del año 2012 se considera USD 3'874.355.00 para el capítulo Subtransmisión.

Esta etapa contempla los siguientes proyectos:

6.3.1.1 SUBESTACIÓN AZOGUES 2

6.3.1.2 ESTUDIOS Y DISEÑOS DEFINITIVOS ELECTROMECAÑICOS Y OBRA CIVIL

Inicialmente el contrato No. 085-AJ-2011, suscrito con el ingeniero Henry Méndez, para la Elaboración de los Estudios y Diseños definitivos de las Obras Civiles, se dio por terminado con mutuo acuerdo, con fecha 23 de febrero 2012 mediante Acta de Terminación de Mutuo Acuerdo suscrita entre las partes, por así convenir a los intereses de la Empresa.

Como resultado de lo anterior, el 02 de mayo de 2012 se suscribe el contrato No. 070-AJ-2012, con la firma JOP INGENIERÍA ELECTRICA por un monto de USD 41,500.00 sin IVA para la prestación de Servicios de Consultoría para Elaborar Diseños de las Obras Civiles, Eléctricas, Mecánicas y Pliegos para la Contratación de la Ejecución de las Obras de la Subestación Azogues 2, cuya acta de Entrega Recepción Definitiva se suscribió el 08 de enero de 2013.

6.3.1.3 ADQUISICIÓN DE EQUIPOS E IMPLEMENTACIÓN

a. Equipo Primario

El Equipo Primario para la Subestación Azogues 2 se adquirió mediante contrato No. 146-AJ-2011 del 20 de diciembre de 2011 con la firma QUEMCO. Los recursos fueron transferidos en el mes de diciembre de 2011 a través de oficio No 2012-0064-OF remitido por el MEER con fecha 23 de febrero de 2012, con lo que se procedió al pago del anticipo. A la fecha se encuentra en proceso de recepción del equipo. El monto al que asciende esta adquisición es de USD 615,000.00, valor que no incluye el IVA.

b. Equipo de Control, Protección, Medición y Celdas de Media Tensión

Mediante proceso de Subasta Inversa Electrónica SIE-EEAZ-052-2012, desde el 19 de noviembre de 2012, mediante resolución No. 003-SUBASTA INVERSA ELECTRÓNICA del 03 de enero de 2013 se adjudicó el Suministro del Sistema de Control, Protección, Medida y Celdas de

para periodos cortos y emergentes, haciéndose impre-
scindible el incremento de la potencia de transformación en
Subestaciones a fin de suplir este inconveniente, así como
garantizar la demanda futura del sistema.

En concordancia con los resultados del análisis
realizado por la Comisión nombrada para la definición del
sistema de subtransmisión de las Empresas Eléctricas
Azogues y Centro Sur, conformada por el MEER, CONELEC,
TRANSELECTRUC y las dos empresas involucradas, con el fin
de fortalecer el sistema de subtransmisión que alimenta al
sistema de la Empresa Eléctrica Azogues y con el objetivo de
prevenir y salvar contingencias y cualquier emergencia
derivada de tener una sola alimentación al sistema, la admin-
istración de la Empresa luego de los estudios pertinentes se
encuentra ejecutando las diferentes etapas tendientes a la
consecución de esta nueva subestación denominada

Azogues 2; será alimentada a través de una interconexión
con la línea a 69 kV que viene desde la Subestación No. 12
propiedad de la Centro Sur y desde las instalaciones del
proyecto Mazar Dudas de la Empresa CELEC EP HIDROAZ-
OGUES. Esta obra permitirá suplir la demanda futura, con los
parámetros de calidad exigidos y aumentar en un 100% el
grado de confiabilidad del sistema al contar con dos subesta-
ciones, en donde cualesquiera de las cuales podrá sustituir a
la otra en casos necesarios de contingencia o de manten-
imiento y operacionales. La nueva subestación tendrá un
esquema de Barra Principal y Barra de Transferencia.

Media Tensión para la Subestación Azogues 2, a la COMPA-
NIA DE AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL, GENESYS S.A.,
suscribiéndose el 25 de enero de 2013 el contrato No. 024-
AJ-2013 por un monto de USD 879,370.00, valor que no
contempla el IVA.

c. Proceso de contratación de obra civil y montaje

Esta obra tiene la exigencia de que debe estar conclu-
ida y en funcionamiento para diciembre de 2013, fecha en la
que entrarán en operación las centrales de generación Dudas
Mazar de la empresa CELEC EP HIDROAZOGUES; por lo que
con el afán de cumplir este objetivo, se elevó el proceso
INCOF correspondiente el día 28 de marzo de 2013 con la
licitación LICIT-EEAZ-001-2013, y se espera su adjudicación
para el 28 de mayo de 2013.

El monto referencial para el proceso de licitación es de USD
1'792,818.44 valor que no contempla el IVA.

6.3.1.3.1 DATOS GENERALES

La potencia del transformador actual de la
subestación Azogues 1, que sirve a todo el Sistema Azogues
es de 10/12.5 MVA. Hasta enero de 2013 la demanda máxima
registrada fue de 9.90 MVA, pero de acuerdo a los estudios de
proyección de la demanda, esta se verá incrementada a 10
MVA en el transcurso de este año, cuando entonces el trans-
formador deberá operar en condiciones de ventilación
forzada, condición no recomendable técnicamente, sino

6.3.1.3.2 CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO

a. Subestación:

- Ubicación Geográfica: Sector Virgen Pamba, parroquia Borrero, cantón Azogues, provincia del Cañar.
- Área del terreno: 10.000 m².
- Barra a 69KV: Tipo convencional. Estructuras de celosía, aisladores de porcelana y polímeros, equipos con aislamiento en aire.
- Interruptores: Tripolar, 69KV, 800^a, extinción del arco en Gas SF6 tipo columna.
- Esquema: Barra Principal y Barra de Transferencia.
- Número de Bahías: Seis (3 de Línea, 1 de Transferencia, 1 de Transformador; y, 1 para recepción de la generación de las centrales Mazar – Dudas de Hidroazogues).

b. Transformador:

- Voltaje nominal: 69/22 kV.
- Potencia: 16/20 MVA.
- Frecuencia nominal: 60 Hz.
- Número de fases: 3
- Tipo: Acorazado.
- BARRA a 22 kV: Tipo cubículos Metal Clad Switchgears.
- Número de cubículos: 7; 1 de entrada a barra y medición total; 5 alimentadores 600 A y 1 transformador de servicios auxiliares.

c. Switchgears: (Interruptores).

- Número de switches: 6 (1 de entrada a la barra y 5 de alimentadores).
- Voltaje nominal: 22 kV.
- Corriente nominal: 1200 A en el de barra y 600 A en alimentadores.
- Máxima corriente de corto circuito: 10 kA (3 segundos).
- Frecuencia nominal: 60 Hz.
- Tipo de extinción del arco: Gas SF6.

d. Línea de interconexión con sistema centro sur (Doble Circuito):

- Ubicación Geográfica - Puntos de Conexión: Desde el sector San Jacinto de la parroquia Cojitambo, línea actual de 69KV que va desde la S/E No.12 a la S/E No. 9 propiedad de la E.E.Regional Centro Sur, hasta el sector Virgen Pamba de la parroquia Borrero.
- Longitud: Aproximada 1 Km. Zonas poco pobladas, con cultivos de baja altura tipo sierra, poca vegetación con árboles de poco follaje (eucaliptos).
- Estructuras: En postes rectangulares de hormigón normalizados, con algunas torres donde sea necesario.
- Conductor: De aleación de Aluminio calibre 500 MCM, clave ACAR.
- Cable de Guarda: De acero galvanizado de 5/16" de diámetro.

e. Costo del proyecto.

De acuerdo al presupuesto con corte a Diciembre de 2012, elaborado en función de las características propias del proyecto, los montos por etapas corresponden a:

COMPONENTE	MONTO EN MILES DE U.S.D.
SUBESTACIÓN AZOGUES 2	4.078,15
LÍNEAS A 69 KV (1 Km doble circuito para conexión a la existente Sub 12 - Sub 9)	133,89
TOTAL DEL PROYECTO	4.212,04
EJECUTADO A ENERO DE 2013	
Terreno, Estudios y Licencias Ambientales, Transformador de Potencia, Equipo Primario.	1.166,27
TOTAL PENDIENTE	3.045,77

Tabla 2. Costo del Proyecto (Miles de U.S.D.)

Se estiman incrementos en el presupuesto para el año 2013, aproximadamente se elevará el requerimiento a USD 4,171.440,00 sin IVA.

6.3.1.4 LÍNEA DE SECCIONAMIENTO SUBESTACIÓN 12 - SUBESTACIÓN 9

Se cuenta con los estudios definitivos y esta línea debe estar en plena operación para la energización de la subestación Azogues 2, por lo que se prevé iniciar el proceso de contratación a partir del mes de mayo de 2013. El monto referencial de la obra de acuerdo al estudio es de USD 148,137,47 incluido el IVA.

6.3.1.5 VARIANTE DE LÍNEA SUBESTACIÓN CUENCA
- SUBESTACIÓN AZOGUES 1, SECTOR RICAURTE
- LLACAO

Obra de importancia que permitirá salvar la zona de terreno inestable por donde pasa la línea de Subtrasmisión de 69KV del sistema Azogues en el sector de Ricaurte – Llaaco del cantón Cuenca, donde a los últimos años se han tenido desniveles de las estructuras por el desplazamiento del terreno los mismos que se han ido corrigiendo con mantenimientos paralelos a las suspensiones programadas, que pudieron ser causa de alguna de las fallas registradas durante el año 2011 y 2012 y que requieren solución definitiva con el rediseño de la ruta.

Al momento se encuentran ejecutando los estudios electromecánicos a través del contrato No. 038-AJ-2013 suscrito con el ingeniero Jorge Guapisaca, por un monto de USD 20,000.00 sin IVA. Su culminación se estima hasta el 10 de junio de 2013.

6.3.1.6 SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE LA
SUBESTACIÓN AZOGUES 1

Como uno de los objetivos del departamento Técnico se tiene la automatización de sus sistema de distribución, por lo que se planificó iniciar con la automatización de la subestación Azogues 1, que en su primera etapa contempló la adquisición de los equipos electrónicos inteligentes IED's; mientras que para la segunda etapa se considera el montaje, instalación y puesta en funcionamiento.

Los IED's fueron adquiridos mediante contrato No. 179-AJ-2012 con la firma COMPAÑÍA DE AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL, GENESYS S.A., por un monto de USD 33,100.00 sin IVA, y han sido entregados en las bodegas de la Empresa. Al momento se está recibiendo la capacitación para el montaje y operación de estos equipos.

El montaje se prevé realizar con personal propio de la Empresa para el mes de mayo, y se implementará un sistema SCADA de distribución que controlaría desde la barra de 22 KV hasta los alimentadores de distribución.

6.3.1.7 SELECTIVIDAD A NIVEL DE SUBTRASMISIÓN.
BARRA DE 69 KV EN SUBESTACIÓN AZOGUES 1

Como consecuencia de la nueva configuración regional dispuesta para la Subtrasmisión por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, la Subestación Azogues 1 y el abonado Guapán quedarían operativamente dependientes únicamente del disyuntor de 69KV que se implemente en la Subestación N.- 9 de la E.E. R.C.S. para cumplir con dicha configuración, por lo que, con autorización de la administración se elaboraron los diseños y presupuesto preliminar para la implementación de la Barra de 69KV en los patios de la Subestación Azogues1, la misma que contaría con una entrada y dos salidas a fin de controlar las cargas indicadas, y que requiere de un presupuesto estimado de USD 526,183.26 sin IVA, que deberá incluirse en el Presupuesto

como son las generadoras ELECAUSTRO y CELEC EP HIDROAZOGUES, lo que requiere que los puntos de conexión y los cronogramas de las obras deban ser coordinados de tal forma que permitan la interconexión de forma paralela y oportuna en el tiempo.

Ante esta situación, se ha conformado una comisión con los entes: MEER, CENACE, CONELEC, ELECAUSTRO, CELEC EP HIDROAZOGUES, E. R. CENTRO SUR, y E.E AZOGUES, la que luego del estudio pertinente determinará las condiciones de operatividad, competencias de inversión, situaciones de uso de las instalaciones de cada empresa, y la coordinación de protecciones; estudios que se encuentran en ejecución con reuniones programadas. Así mismo de lo coordinado con CELEC EP HIDROAZOGUES, la entrada en operación de la central se ha previsto para enero de 2014, por lo que es prioritario cumplir con los cronogramas establecidos ya que la mencionada generadora evacuará la energía que produzca a través de la Subestación Azogues 2.

Adicionalmente con el fin de prevenir cualquier situación que no permita contar con la Subestación Azogues 2 en esas fechas, y en el escenario óptimo de que CELEC EP HIDROAZOGUES cumpla con su cronograma previsto, se ha mantenido reuniones de trabajo con el Departamento de Control de Proyectos de la CELEC EP MATRIZ, para analizar la forma y nodo en donde se conectaría temporalmente la generadora, hasta que la Subestación Azogues 2 se encuentre lista y en funcionamiento.

Reforma 2013 y con un cronograma de ejecución paralelo a la implementación de la Subestación Azogues 2. Es necesario además la ejecución de este proyecto en razón de la disposición ministerial que consta en oficio N.- MEER-DM-2013-0006-OF del 8 de enero de 2013, y al oficio N.- CONELEC-DE-2013-0110-OF del 15 de enero de 2013, relativos a programar e implementar esquemas de protección para derivaciones a nivel de Subtransmisión que no lo dispongan y así cumplir con el principio de selectividad exigido.

6.3.1.8 INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA DE LOS

SISTEMAS DE SUBTRANSMISIÓN DE LAS EMPRESAS AZOGUES Y CENTRO SUR

Las empresas de distribución Azogues y Centrosur cuentan con un programa de expansión de sus sistemas de Subtransmisión que independientemente tienen previsto la construcción de una infraestructura que satisfaga las necesidades de cada una. Sin embargo el MEER considerando que esta expansión corresponde a un solo objetivo en el Austro del país dispuso se realicen los estudios relacionados con el tema conjuntamente con las entidades involucradas del sector: Empresa Eléctrica Regional Centrosur, Empresa Eléctrica Azogues, CONELEC, CENACE, y CELEC EP TRANSELECTRIC, del que se ha determinado la alternativa técnica óptima con la menor inversión.

Sin embargo, una vez que se ha decidido implementar, ha surgido la necesidad de incorporar a las empresas de generación involucradas en el sistema de subtransmisión

Por otro lado para esta interconexión serán necesarios otros trabajos que conectarán los sistemas de subtransmisión de las dos empresas en puntos de intercambio de energía como la Subestación No. 9 de la E.E. Regional Centro-sur, con el fin de garantizar la confiabilidad de los sistemas en caso de contingencias, trabajos que deben ser realizados de manera coordinada previendo el menor tiempo de suspensión del servicio de energía, que obligadamente deben darse en este tipo de obras

6.3.1.9 PLAN DE CONTINGENCIA

BAHÍA DE 69KV EN LA SUBESTACIÓN 9

El proyecto de implementación de una Bahía en la Subestación N.- 9 de propiedad de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur, no se concretó en virtud de que el nuevo Plan de Expansión de la Subtransmisión de las Empresas Centrosur y Azogues contempla la interconexión en las subestaciones Azogues 2 y No. 9, lo que vendrá a solucionar la contingencia que se planteó en primera instancia.

Sin embargo a nivel de 22 KV si se implementó en la misma Subestación N.-9 con equipos de la E.E. Azogues y ha servido exitosamente para minimizar los tiempos de suspensión en contingencias y tareas programadas de mantenimiento.

6.3.2 ETAPA DISTRIBUCIÓN

A continuación se realiza una descripción de cada uno de los componentes de inversión que conforman la etapa funcional de Distribución, que con un presupuesto programado de USD 4'403.905.00 en la Reforma Presupuestaria 2012 para lo relativo al Departamento Técnico se ejecuta en los siguientes aspectos.

6.3.2.1 ELECTRIFICACIÓN URBANA

CAMBIO DE RED DE DISTRIBUCIÓN, CENTRO URBANO DE AZOGUES - REDES SUBTERRÁNEAS ETAPA I

Esta obra fue multianual y se liquidó en su totalidad con un monto igual a USD 3'085,336.44 incluido el IVA, en el que se incluye las obras civiles y el montaje electromecánico; se encuentra en operación desde el mes de mayo de 2012.

a. Descripción

La distribución de energía eléctrica en el Centro Urbano de la Ciudad de Azogues se realizaba por medio de alimentadores y redes secundarias tipo aéreas, las cuales, debido a que cumplieron su vida útil (30 años de explotación) no permitían suplir el crecimiento de la demanda de ésta área de alta densidad de carga. A esto se sumó la cercanía de las redes eléctricas a las edificaciones que provo-

c. Beneficios

1. El cambio de redes y equipos que han cumplido su vida útil.

2. Contar con un servicio eléctrico con mayor calidad y continuidad.

3. Disponer de un sistema eléctrico con un nivel de pérdidas técnicas óptimo y minimizar las pérdidas comerciales.

4. Vivir en una ambiente de seguridad.

5. Mejorar la calidad de vida.

6. Oportunidades de trabajo por la incorporación de actividades turísticas que dinamizarán la economía local.

d. Características técnicas del sistema subterráneo

1. Circuitos trifásicos en ducto subterráneo, pozos de revisión y cámaras de transformación y secciónamiento subterráneas.

2. Se usan cables de cobre con aislamiento XLPE para los alimentadores primarios y conductores de cobre tipo THHN para los circuitos de bajo voltaje, alumbrado y semaforización.

3. Las acometidas se derivarán desde cajas de distribución trifásicas y serán de conductor de cobre tipo THHN.

4. Para alumbrado público se usarán luminarias de 250 W energéticamente eficientes (doble nivel de potencia) empotradas en las edificaciones y del tipo ornamental. La disposición se la realizará de tal manera de cumplir con los niveles de iluminación requeridos.

5. Abonados: 900.

6. Población servida: 3600.

caban un permanente peligro de electrocución para los vecinos, además de atentar notoriamente en contra del paisaje urbano al presentar una pobre estética contraria a la calidad esperada del entorno.

Esta situación condujo a que la Empresa Eléctrica Azogues C.A., desarrolle el proyecto de cambio a redes subterráneas en esta parte de la ciudad. El área de intervención está limitada por la Av. Juan Bautista Cordero al norte, la calle General Enriquez al sur, la calle Bolívar al este y la Av. 24 de Mayo al oeste.

Esta área constituye el centro comercial de la ciudad y en ella se concentran edificaciones y actividades comerciales, de servicios, administrativas y la mayor concentración residencial, siendo su demanda eléctrica cerca del 15 % de todo el sistema y con una tasa de crecimiento del 3 %, de manera que ha llegado a constituirse en un área de alta densidad de carga, cuya demanda no se supla con la disposición indicada de alimentadores primarios y redes secundarias tipo aéreas.

b. Objetivos

1. Reducción de pérdidas técnicas y comerciales de energía.

2. Eliminar la inseguridad de los habitantes ante peligros de electrocución.

3. Mejora de la calidad del servicio eléctrico.

4. Reducción del impacto ambiental y cumplimiento del Plan de Manejo Ambiental.

5. Contribuir a la revalorización del Patrimonio Urbano de la ciudad de San Francisco de Peleusí de Azogues.

6. Contribuir al mejoramiento de la economía local a través del aprovechamiento del patrimonio urbano y arquitectónico.

Área Intervención (km2)	Inversiones (USD)	Redes de Medio Voltaje		Redes de Bajo Voltaje		Transformadores		Clientes	Cronograma del Proyecto	
		Longitud (km)	Voltaje (V)	Longitud (km)	Voltaje (V)	Número (#)	Potencia (KVA)		Residenciales (#)	Fecha Inicio (dd/mm/aaaa)
0,165	3.085.336,44	2,4	22	6	220	8	2400	900	05/01/2010	13/07/2012

Tabla 29 Resumen Red Subterránea

e. Resumen presupuestario

DETALLE	TOTAL
Materiales y equipos	\$ 1.270.951,43
Obras civiles	\$ 1.272.093,60
Fiscalización obras civiles	\$ 51.389,34
Pruebas Transformadores	\$ 4.750,00
Montaje electromecánico	\$ 397.299,16
Ingeniería y administración	\$ 88.852,91
TOTAL	\$ 3.085.336,44

Tabla 30 Resumen presupuestario

PROGRAMA DE OBRAS FERUM 2011

Este programa constituyó de 10 obras de electrificación en diferentes sectores del área de concesión de la empresa para las que fueron aprobados por el CONELEC el valor de USD. 983,343.00 y que fue liquidado por un monto de USD 636,995.00 valores que incluyen el IVA. Al momento se encuentra en etapa de liquidación contable.

Las obras ejecutadas fueron las siguientes, con sus respectivos presupuestos:

6.3.2.2 ELECTRIFICACIÓN RURAL Y URBANO MARGINAL

El programa de inversiones fue estructurado de la siguiente manera para los programas de este tipo:

a. Adquisición de materiales y equipos

Al momento se encuentran en las bodegas de la empresa la mayor cantidad de materiales y equipos, faltando tan solo parte de los conductores y la herrajería que están en proceso de entrega.

b. Mano de obra calificada

Se encuentran elaborados los pliegos y se espera subir al portal para mayo de 2013 cuando se disponga de todo el material, con la modalidad Menor Cuantía.

c. Avance Financiero

El monto aprobado por el CONELEC para este programa es de USD 718,792.00. Al presente se han adquirido materiales y equipos por un monto referencial de USD. 339,751.59; y el presupuesto de mano de obra es USD. 196,236.38. Estos valores incluyen el IVA. Todo el financiamiento corresponde al Presupuesto General del Estado y la conclusión de todo el programa se espera para julio de 2013.

- Dutasay - Déleg,	USD	69,496.00
- Pizhumaza Bajo - Cojitambo,	USD	120,563.00
- Alliyacu Tres Esquinas - Guapán	USD	81,455.00
- Cachicucho - Déleg	USD	49,366.00
- Zhall Alto - Pindiling	USD	178,135.00
- Pizhumaza Alto - Cojitambo	USD	140,807.00
- Aguilán Curiacu - Guapán	USD	81,459.00
- Alliyacu - Guapán	USD	150,483.00
- Zhall Bajo - Pindiling	USD	98,720.00
- Alimentador Solano - Déleg	USD	12,859.00
- TOTAL	USD	983,343.00

PROGRAMA DE OBRAS FERUM 2012

Para este programa inicialmente se consideraron 6 obras, con los siguientes presupuestos:

Leg Abuga Alto - Bayas	USD	149,332.00
Leonan - Luis Cordero	USD	137,083.00
Maria Auxiliadora - Luis Cordero	USD	141,933.00
Ingenio - Guapán	USD	150,667.00
Nudpué Etapa 2 - Guapán	USD	179,022.00
Llaucay Etapa 2 - Bayas	USD	41,331.00

Pero en el mes de septiembre de 2012, se recibió del CONELEC la aprobación definitiva de 9 proyectos dentro de los cuales constan:

PROGRAMA FERUM 2012 - BID

Dentro del programa nacional de electrificación rural financiado por el FERUM - BID, la empresa cuenta con una sola obra del sector de Cruz Blanca de la parroquia Guapán, por un costo de USD 43,028.12.

La contratación de la construcción se llevó a cabo a través del sistema INCOP, mediante proceso Menor Cuantía Obras, y fue adjudicada a la Ingeniera Tamara Vélez. Al momento se encuentran concluidas las redes y la iluminación pública. Las acometidas se han instalado con los materiales existentes y se espera la llegada de los medidores que por exigencia del MEER deben ser de tipo bifásico y que la contratista no puede adquirir debido a la demanda que existe en el sector, por lo que los proveedores tienen plazos de entrega de hasta 90 días. Avance actual: 94%.

Se espera su conclusión hasta el fin del mes de abril de 2013 y todo el financiamiento corresponde al Presupuesto General del Estado, préstamo BID – 2012.

EXTENSIONES DE RED SECUNDARIA

Se incorporaron al Sistema de Distribución la cantidad de 91 nuevos abonados de los sectores rurales y urbanos marginales, sin embargo se debe manifestar que la atención de varios de estos requerimientos sufrió retrasos por la falta de personal de cuadrilla para ejecutar los trabajos, lo que fue solucionado administrativamente.

El presupuesto para suministrar el servicio a nuevos abonados durante el año 2012 fue de USD 48,980.00, de lo

que se ejecutó alrededor del 119%, debido a la demanda creciente de los usuarios y que correspondió a una inversión de USD 58,478.60.

REMODELACIÓN Y AMPLIACIÓN DE REDES

Con el propósito de mejorar el servicio e incorporar a nuevos abonados, se realizaron las ampliaciones y remodelaciones de redes en los sectores rurales y urbanos marginales, incorporando alrededor de 25 nuevos abonados, para los que se requirió la implementación de redes de distribución primaria, secundaria y estaciones de Transformación.

El presupuesto programado para el año 2012 fue de USD 92,017.00, de los cuales se ha ejecutado un monto de USD 35,021.00, lo que representa un porcentaje del 38.05%.

CONVENIO DE COOPERACIÓN INTERINSTITUCIONAL
CON LA CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIOS
HIDROAZOGUES

La CELEC EP HIDROAZOGUES, dentro de su plan de mitigación ambiental relativos a sus proyectos de generación Mazar-Dudas, contempla la compensación social a los sectores involucrados en el área del proyecto, dentro de cuya acción debe realizar la mejora o ampliación del servicio de energía eléctrica y alumbrado público, para lo cual luego de las gestiones pertinentes suscribió con la Empresa Eléctrica Azogues C. A. con fecha 30 de agosto de 2012 el convenio de cooperación Interinstitucional por el monto de USD 897,052.00.

Para la ejecución de este programa la empresa realizó los procesos respectivos según el INCOP, con lo que en el año 2012 se logró invertir la cantidad de USD 362,302,45 que representa el 40% del presupuesto de todo el programa.

El cuadro resumen con los proyectos objeto del convenio y avances en detalle se muestra a continuación:

OBRAS DE ELECTRIFICACION

PROYECTO	SUBPROYECTO	AVANCE A DICIEMBRE DE 2012	MONTO DEL PROYECTO SIN IVA USD
MEJORA Y REMODELACION DE LA RED ELECTRICA EN EL CENTRO PARROQUIAL DE TADAY	Estudios y Diseños incluye fase precontractual	95%	117.121
	Adquisición de Materiales incluye fase precontractual	0%	
	Fiscalización, Documentación, Contratación, Reparatios y Construcción	0%	
	Estudios y Diseños incluye fase precontractual	0%	
MEJORA Y REMODELACION DE LA RED ELECTRICA EN EL CENTRO PARROQUIAL DE RIVERA(SHAGALPUD DE LA PARROQUIA RIVERA)	Estudios y Diseños incluye fase precontractual	80%	71.658
	Adquisición de Materiales incluye fase precontractual	80%	
	Fiscalización, Documentación, Contratación, Reparatios y Construcción	50%	
	Estudios y Diseños incluye fase precontractual	80%	
MEJORA Y REMODELACION DE LA RED ELECTRICA EN EL CENTRO PARROQUIAL DE PINOLIG Y COMUNIDAD DE SAN PEDRO	Estudios y Diseños incluye fase precontractual	0%	182.443
	Adquisición de Materiales incluye fase precontractual	0%	
	Fiscalización, Documentación, Contratación, Reparatios y Construcción	0%	
	Estudios y Diseños incluye fase precontractual	0%	
MEJORA Y REMODELACION DE LA RED ELECTRICA EN COMUNIDADES PERTENECIENTES A LA PARROQUIA RIVERA (San Antonio de Rivera)	Estudios y Diseños incluye fase precontractual	100%	64.772
	Adquisición de Materiales incluye fase precontractual	0%	
	Fiscalización, Documentación, Contratación, Reparatios y Construcción	0%	
	Estudios y Diseños incluye fase precontractual	0%	

OBRAS AMPLIACION DE ALUMBRADO PUBLICO

PROYECTO	SUBPROYECTO	AVANCE A DICIEMBRE DE 2012	MONTO DEL PROYECTO SIN IVA USD
ALUMBRADO PUBLICO EN LA VIA LUIS CORDERO - MATRAMA	Estudios y Diseños incluye fase precontractual	100%	114.865
	Adquisición de Materiales incluye fase precontractual	0%	
	Fiscalización, Documentación, Contratación, Reparatios y Construcción	0%	
	Estudios y Diseños incluye fase precontractual	0%	
AMPLIACION DE ALUMBRADO PUBLICO EN COMUNIDADES PERTENECIENTES A LA PARROQUIA TADAY	Estudios y Diseños incluye fase precontractual	100%	75.777
	Adquisición de Materiales incluye fase precontractual	0%	
	Fiscalización, Documentación, Contratación, Reparatios y Construcción	0%	
	Estudios y Diseños incluye fase precontractual	0%	
AMPLIACION DE ALUMBRADO PUBLICO EN COMUNIDADES PERTENECIENTES A LA PARROQUIA PINOLIG	Estudios y Diseños incluye fase precontractual	100%	51.585
	Adquisición de Materiales incluye fase precontractual	0%	
	Fiscalización, Documentación, Contratación, Reparatios y Construcción	0%	
	Estudios y Diseños incluye fase precontractual	0%	
AMPLIACION DE ALUMBRADO PUBLICO EN COMUNIDADES PERTENECIENTES A LA PARROQUIA RIVERA	Estudios y Diseños incluye fase precontractual	100%	72.865
	Adquisición de Materiales incluye fase precontractual	0%	
	Fiscalización, Documentación, Contratación, Reparatios y Construcción	3%	
	Estudios y Diseños incluye fase precontractual	100%	
AMPLIACION DE ALUMBRADO PUBLICO EN COMUNIDADES PERTENECIENTES A LA PARROQUIA LUIS CORDERO	Estudios y Diseños incluye fase precontractual	0%	49.326
	Adquisición de Materiales incluye fase precontractual	0%	
	Fiscalización, Documentación, Contratación, Reparatios y Construcción	0%	
	Estudios y Diseños incluye fase precontractual	0%	

ESTUDIOS Y DISEÑOS DE AMPLIACIÓN Y REMODELACIÓN DE REDES EN DIFERENTES SECTORES RURALES

Esta partida presupuestaria se arrastró hasta el presente año, con la que se contrató los servicios profesionales mediante los procesos de consultoría modalidad de contratación Directa para que se realicen los estudios y diseños eléctricos en los sectores de:

- Bayandel - Déleg
- Sinin - Déleg
- Huayracajas - Bayas
- Sageo - Sageo
- Mantapamba - Déleg
- Sigsipamba Chico - Deleg
- Sigsipamba Grande - Deleg

En ejecución:

- Caldera - Javier Loyola
- Cuchincay - Sageo
- Yolon, Borma - Solano
- Cachipamba - Guapán; Pampacrespo - Cojitambo; Amopungo - San Miguel

El presupuesto considerado para la ejecución de los estudios y diseños fue de USD. 44,229.00 sin embargo, se ha ejecutado hasta el presente el valor de USD 26,267.07 que representa el 59.4%, que pasan a constar en el banco de proyectos a considerarse en los programas FERUM y PMD futuros. Los valores consideran el IVA.

REMODELACIÓN DE REDES DEL CENTRO URBANO DE DÉLEG

La Empresa Eléctrica Azogues en conjunto con la I. Municipalidad de Déleg, ha planificado la implementación de redes de distribución eléctrica y alumbrado público subterráneas, en el centro urbano del cantón Déleg a fin de mejorar la imagen, incrementar la seguridad y resaltar el valor arquitectónico de esta urbe.

En la actualidad este centro urbano se encuentra servido por un alimentador primario a nivel de 22 KV desde la Subestación Azogues 1.

Al momento el centro urbano se encuentra servido por 7 estaciones de transformación aéreas y con una potencia instalada de 195 KVA.

El proyecto plantea la implementación de redes de distribución en baja tensión y alumbrado público subterráneas, siendo alimentadas por una red primaria con estaciones de transformación aéreas desde las calles circundantes.

El número actual de usuarios es de 290, y se consideran 102 usuarios nuevos, por lo tanto se prevé servir a 402 usuarios proyectados.

Las estaciones de transformación para las redes subterráneas estarán conformadas por transformadores trifásicos tipo convencional, para trabajar a 3000 metros sobre el nivel del mar, con relación de transformación 22000/220-127V.

cuadro:

El presupuesto considerado por la Empresa para la ejecución de los estudios y diseños fue de USD. 10,000.00, pero se liquidó por el monto de USD 9,565.15, lo que representa el 95.65 %. Estos valores incluyen el IVA.

Las características técnicas así como el presupuesto total referencial obtenidos del estudio se indican en el siguiente

Tabla 1: Características técnicas de transformadores proyectados

T-1 AEREO	T-1	25, KVA	1F	20	8	350
T-2 COMBINADO	T-2	60, KVA	3F	17	17	4000
T-3 AEREO	T-3	10, KVA	1F	10	1	210
T-4 AEREO	T-4	10, KVA	1F	10	1	210

Tabla 2: Características técnicas de transformadores proyectados

T-1	45, KV.	3F	44	18	4500
T-2	60, KV.	3F	50	17	4000
T-3	30, KV.	3F	22	2	3000
T-4	30, KV.	3F	27	8	3000
T-5	45, KV.	3F	45	12	3500
T-6	45, KV.	3F	31	16	3250
T-7	30, KV.	3F	14	6	2750

A continuación se detallan los transformadores para las redes subterráneas proyectadas:

CARACTERISTICAS TECNICAS:																							
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Lineas Primarias</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Tension:</td> <td></td> </tr> <tr> <td>#fases / #Conductor:</td> <td></td> </tr> <tr> <td>km de Linea:</td> <td>1,710</td> </tr> </tbody> </table>		Lineas Primarias		Tension:		#fases / #Conductor:		km de Linea:	1,710														
Lineas Primarias																							
Tension:																							
#fases / #Conductor:																							
km de Linea:	1,710																						
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Transformación</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td># Trafos 1ø instalad:</td> <td>3</td> </tr> <tr> <td># Trafos 3ø instalad:</td> <td>7</td> </tr> <tr> <td># Bancos instalad:</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Total kVA instalados:</td> <td>335</td> </tr> </tbody> </table>		Transformación		# Trafos 1ø instalad:	3	# Trafos 3ø instalad:	7	# Bancos instalad:		Total kVA instalados:	335												
Transformación																							
# Trafos 1ø instalad:	3																						
# Trafos 3ø instalad:	7																						
# Bancos instalad:																							
Total kVA instalados:	335																						
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Redes Secundarias</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>km de Linea AEREA:</td> <td>0.433</td> </tr> <tr> <td>#fases / #Conductor:</td> <td></td> </tr> <tr> <td>km de Linea SUBTER:</td> <td>5,153</td> </tr> </tbody> </table>		Redes Secundarias		km de Linea AEREA:	0.433	#fases / #Conductor:		km de Linea SUBTER:	5,153														
Redes Secundarias																							
km de Linea AEREA:	0.433																						
#fases / #Conductor:																							
km de Linea SUBTER:	5,153																						
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Alumbrado Público</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Número Luminarias:</td> <td>94</td> </tr> <tr> <td>Potencia Total (kW):</td> <td>23,5 KW</td> </tr> <tr> <td>Tipo:</td> <td>LUM Na250W D/N</td> </tr> </tbody> </table>		Alumbrado Público		Número Luminarias:	94	Potencia Total (kW):	23,5 KW	Tipo:	LUM Na250W D/N														
Alumbrado Público																							
Número Luminarias:	94																						
Potencia Total (kW):	23,5 KW																						
Tipo:	LUM Na250W D/N																						
RESUMEN PRESUPUESTARIO:																							
<table border="1"> <tbody> <tr> <td>1 MATERIALES:</td> <td>516.438,16</td> </tr> <tr> <td>REDES AEREAS</td> <td>42.080,58</td> </tr> <tr> <td>REDES SUBTERRAN</td> <td>474.357,58</td> </tr> <tr> <td>2 MANO DE OBRA CALIFICADA:</td> <td>734.204,45</td> </tr> <tr> <td>REDES AEREAS</td> <td>42.584,47</td> </tr> <tr> <td>REDES SUBTERRAN</td> <td>691.619,98</td> </tr> <tr> <td>3 INGENIERIA Y ADMINISTRACION 12 %:</td> <td>150.077,11</td> </tr> <tr> <td>5 SUBTOTAL</td> <td>1.400.719,72</td> </tr> <tr> <td>8 COSTO TOTAL DE LA OBRA:</td> <td>1.400.719,72</td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td>9 COSTO POR ABONADO</td> <td>3.484,38</td> </tr> </tbody> </table>		1 MATERIALES:	516.438,16	REDES AEREAS	42.080,58	REDES SUBTERRAN	474.357,58	2 MANO DE OBRA CALIFICADA:	734.204,45	REDES AEREAS	42.584,47	REDES SUBTERRAN	691.619,98	3 INGENIERIA Y ADMINISTRACION 12 %:	150.077,11	5 SUBTOTAL	1.400.719,72	8 COSTO TOTAL DE LA OBRA:	1.400.719,72			9 COSTO POR ABONADO	3.484,38
1 MATERIALES:	516.438,16																						
REDES AEREAS	42.080,58																						
REDES SUBTERRAN	474.357,58																						
2 MANO DE OBRA CALIFICADA:	734.204,45																						
REDES AEREAS	42.584,47																						
REDES SUBTERRAN	691.619,98																						
3 INGENIERIA Y ADMINISTRACION 12 %:	150.077,11																						
5 SUBTOTAL	1.400.719,72																						
8 COSTO TOTAL DE LA OBRA:	1.400.719,72																						
9 COSTO POR ABONADO	3.484,38																						

Tabla 4. Presupuesto total reformado DELEG

La Empresa, en el presupuesto Reforma 2012 consideró cuatro partidas para este concepto que son:

- Alimentadores primarios Déleg USD 36,152.00
- Distribución secundaria Déleg USD 17,688.00
- Estudios y diseños Déleg USD 10,000.00
- Y, Cambio de transformadores y construcción de redes USD 200,000.00

De lo que la totalidad del monto se encuentra ejecutado y corresponde, además de la conclusión de los estudios, a la compra de lo correspondiente a la mayoría del conductor requerido, el resto de material así como la construcción se encuentra pendiente mientras se gestiona el financiamiento.

6.3.2.3 ALUMBRADO PÚBLICO

Para contribuir al mejoramiento de calidad de vida y seguridad ciudadana se realizaron ampliaciones de alumbrado público con materiales adquiridos para el efecto, de los cuales se tiene los siguientes datos:

La potencia incrementada al final del año 2012 por inversión, es de 46,70 KW, con un monto de inversión de USD. 53,626.22 de los USD 47,400 presupuestados, lo que corresponde a un 113 % de avance.

6.3.3 AVANCE DE EJECUCIÓN

En resumen durante el Ejercicio económico del año 2012, se alcanzó una ejecución de USD 5'933,956.15 de los USD 5'993,593.12 presupuestados para los proyectos de inversión correspondientes al Departamento Técnico en la Reforma para el año 2012 considerando el monto ejecutado para los proyectos multianuales, lo que significa el 99% de ejecución frente al presupuesto y el 52% de ejecución frente a lo requerido para cada proyecto en el año, incluso los multianuales como el proyecto Subestación Azogues 2 y sus relacionados, las Redes Subterráneas y los programas FERUM. En el anexo se presenta el cuadro resumen con los avances de cada una de las obras.

ESTUDIOS Y DISEÑOS DE AMPLIACIÓN DE ALUMBRADO EN DIFERENTES SECTORES

Esta partida presupuestaria se arrastró hasta el presente año, con la que se contrató los servicios profesionales mediante los procesos de consultoría modalidad de contratación Directa para que se realicen los estudios y diseños de alumbrado público en los sectores de:

- Zumbahuaco - Javier Loyola
- Zhipliquín - Bayas.

El presupuesto considerado para la realización de todos los estudios y diseños fue de USD 10,600.00 sin embargo, se ejecutó el valor de USD. 4,617.02 lo que representa el 43.55%. Los valores incluyen el IVA.

ESTUDIOS PARTICULARES

En el año 2012 se aprobaron 56 Estudios y Diseños Eléctricos para particulares, en los cuales se considera urbanizaciones y diferentes tipos de edificaciones en toda el área de concesión de la Empresa.

OBRAS PARTICULARES

Durante el año 2012 se recibieron 21 obras particulares entre las cuales se destacan diseño y construcción de urbanizaciones, proyectos de iluminación exteriores y estaciones de transformación para diferentes usuarios.

OPERACION						
1	Bancos, Bienes Muebles y Construcción de la Subestación Azoguec 1, 66/22 KV, 16/20 MVA					
	Estudios de Ingeniería Eléctrica y Obras Civiles		41.100,00	41.500,00	100%	Completado
	Adquisición del equipo de control		625.000,00	430.500,00	70%	Entregado el equipo
	Adquisición de equipo de control, protección y medida y cables de modo a tensión primaria		879.570,00	615.550,00	70%	Entregado el equipo
	Contratación de Obra Civil y Materiales Electricitarios para el edificio y puesta en funcionamiento		1.781.818,44	1.000	0%	El proceso de licitación LICITACIÓN 001/2011
TOTAL	1.433.000,00	1.328.000,00	1.087.000,00	75%	70%	COMPLETADO
2	Bancos Muebles y Construcción de la central en la línea Subestación Centro Subestación Azoguec 2, 66/22 KV (Linea de Reserva - Línea) - POND 2012	30.000,00	30.000,00	100%	100%	Trabajos reparativos concluidos
3	Bancos Muebles y Construcción de la Base de Soportamiento de la Línea 66 KV 20 KV 17 KV 2	90.000,00	90.137,00	100%	100%	Mediante contrato. 004.000000
4	Reparación de la línea 66 KV / Reemplazo del Distribuidor de Seguridad 17 de altura de 20M2	50.000,00	70.000,00	140%	110%	Se realizó en la emergencia y se cerró todo
DISTRIBUCION						
5	Carrocerías de Distribución Centro Urbano Azoguec, Riego 1	1.720.000,00	1.720.000,00	100%	100%	Contrato SIA. Seleccionado
6	Reparaciones y actualizaciones de AT, 66 y 20 voltios	50.000,00	50.000,00	100%	100%	El trabajo está concluido en el presente año
7	Adquisición y montaje de transformadores	170.000,00	61.500,00	36%	47%	Equipos en trabajo
8	Equipo de medición y reparado	50.000,00	37.000,00	74%	50%	Trabajos en trabajo
9	Reparaciones para Reprogramación Sistema de Supervisión de Subestaciones (SIS) de la Subestación Azoguec 1	70.000,00	70.000,00	100%	70%	Entregado el equipo
10	Programa POND 2011					
10	Programa POND 2011	500.000,00	500.000,00	100%	100%	Completado totalmente en el presente año. Seleccionado
11	Programa POND 2012					
11	Programa POND 2012	120.000,00	800.000,00	667%	60%	Adquirido totalmente, configuración hasta julio 2012
12	Programa POND 2011	40.000,00	40.000,00	100%	100%	Trabajos concluidos
13	Reparaciones de red secundaria	50.000,00	50.000,00	100%	100%	92 repares efectuados
14	Reemplazo de cables de línea	50.000,00	50.000,00	100%	100%	COMPLETADO
15	Bancos y cables de transmisión de red de línea 66KV de 20KV	261.000,00	261.000,00	100%	100%	Bancos instalados. Contrato 00000000
16	Estudios de evaluación y reemplazo de redes urbanas y rurales	44.200,00	44.200,00	100%	100%	Contratos con profesionales particulares
17	Estudios de Ampliación de Alcantarillas Públicas urbanas y rurales	10.000,00	10.000,00	100%	60%	Contratos con profesionales particulares
18	Ampliaciones de Alcantarillas Públicas	47.000,00	47.000,00	100%	110%	Incremento de potencia de 45,70 KW
19	CONVENIO PARA ASISTENCIA DEL SERVICIO DE EMERGENCIAS ELÉCTRICAS Y APOYO PARA EL SERVICIO DE EMERGENCIAS ELÉCTRICAS	275.200,00	275.200,00	100%	100%	Al momento se encuentran contratados todos los proveedores para el año

Tabla 1 - Resumen de Inversión por Proyecto

6.4 OPERACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION

6.4.1 CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO

Para el análisis de la Calidad del Servicio Técnico, el Software para la determinación y el control de los índices de calidad de acuerdo con exigencias de la regulación CONELEC 04/01 ha sido reprogramado para estar de acuerdo con las últimas exigencias del CONELEC. Los cálculos para el año 2012 han determinado valores superiores a los límites establecidos en la regulación tanto a nivel de alimentador primario como a nivel del Sistema de Distribución, bajo el siguiente detalle.

6.4.1.1 FRECUENCIA Y TIEMPO DE INTERRUPCIONES

En el año 2012, se presentó un ligero aumento en la frecuencia media de interrupción por KVA instalado FMik que alcanzó un valor de 13,51, ligeramente mayor al registrado en el año 2011 que tuvo un valor de 13,37, sin embargo el índice TTIK o tiempo total de interrupción de servicio por KVA instalado, bajó considerablemente a un valor de 12,71 horas, es decir en casi 22 horas con respecto al alcanzado en el año de 2011 que fue de 34,71 horas.

Los índices de interrupción de servicio a nivel de alimentador primario son superiores a los establecidos por la regulación CONELEC 04/01, esto se debe a que todas las desconexiones de la línea de Subtransmisión afectaron a los alimentadores. Por otro lado el alimentador 123 presentó problemas operativos adicionales por descargas atmosféricas y lluvias excesivas que desestabilizaron varias estructuras de la línea de media tensión en los sectores de Cojitambo y la subestación Deleg.

Para una mejor ilustración se presenta el comportamiento de los índices de interrupción mensual y el acumulado anual para todos los alimentadores primarios y el Sistema de Distribución durante el año 2012, así como los límites que se debe cumplir de acuerdo a lo establecido en la Regulación. CONELEC 04/001.

INDICES DE INTERRUPCION POR KVA INSTALADO DURANTE EL AÑO 2012

PARTE DEL SISTEMA	Mes	SISTEMA DE DISTRIBUCION			ALIMENTADOR 121			ALIMENTADOR 122			ALIMENTADOR 123			ALIMENTADOR 124							
		Frecuencia	Tiempo	Frecuencia	Tiempo	Frecuencia	Tiempo	Frecuencia	Tiempo	Frecuencia	Tiempo	Frecuencia	Tiempo								
Enero	1,313	1,144	1,030	1,196	1,212	0,746	2,630	2,530	0,972	0,889	1,661	2,128	1,312	2,375	2,243	2,082	1,55	2,84	1,042	1,367	
Febrero	1,661	2,128	1,312	2,375	2,243	2,082	1,55	2,84	1,042	1,367	1,661	2,128	1,312	2,375	2,243	2,082	1,55	2,84	1,042	1,367	
Marzo	1,277	1,34	1,237	1,625	1,122	0,985	1,77	3,159	1,293	0,369	1,277	1,34	1,237	1,625	1,122	0,985	1,77	3,159	1,293	0,369	
Abril	0,730	1,402	0,378	0,913	1,17	1,880	1,076	2,836	0,069	0,090	0,730	1,402	0,378	0,913	1,17	1,880	1,076	2,836	0,069	0,090	
Mayo	0,298	0,388	0,365	0,492	0,194	0,268	0,824	0,985	0,047	0,025	0,298	0,388	0,365	0,492	0,194	0,268	0,824	0,985	0,047	0,025	
Junio	1,162	0,442	1,071	0,321	1,209	0,622	1,388	0,500	1,031	0,197	1,162	0,442	1,071	0,321	1,209	0,622	1,388	0,500	1,031	0,197	
Julio	1,225	0,854	1,395	1,255	1,166	0,644	1,371	1,019	1,527	0,606	1,225	0,854	1,395	1,255	1,166	0,644	1,371	1,019	1,527	0,606	
Agosto	0,187	0,261	0,179	0,264	0,23	0,323	0,256	0,327	0,069	0,089	0,187	0,261	0,179	0,264	0,23	0,323	0,256	0,327	0,069	0,089	
Septiembre	0,29	0,685	0,317	0,53	0,222	0,757	0,748	1,445	0,077	0,238	0,29	0,685	0,317	0,53	0,222	0,757	0,748	1,445	0,077	0,238	
Octubre	2,317	2,487	2,603	4,823	2,24	1,586	2,54	2,300	1,93	1,244	2,317	2,487	2,603	4,823	2,24	1,586	2,54	2,300	1,93	1,244	
Noviembre	2,284	1,206	2,155	1,076	2,21	1,230	3,206	2,267	1,977	0,609	2,284	1,206	2,155	1,076	2,21	1,230	3,206	2,267	1,977	0,609	
Diciembre	0,670	0,374	1,248	0,588	0,113	0,145	0,413	0,681	1,073	0,350	0,670	0,374	1,248	0,588	0,113	0,145	0,413	0,681	1,073	0,350	
TOTAL	(#)	(%#)	(%#)	(%#)	(%#)	(%#)	(%#)	(%#)	(%#)	(%#)	(#)	(%#)	(%#)	(%#)	(%#)	(%#)	(%#)	(%#)	(%#)	(#)	(%#)

Tabla: Índices de interrupción por KVA instalado durante el año 2012

El cuadro estadístico del comportamiento de los índices desde el año 2000 hasta el 2012 se presenta a continuación:

ESTADÍSTICA DE LOS INDICES DE INTERRUPCION 2000-2012

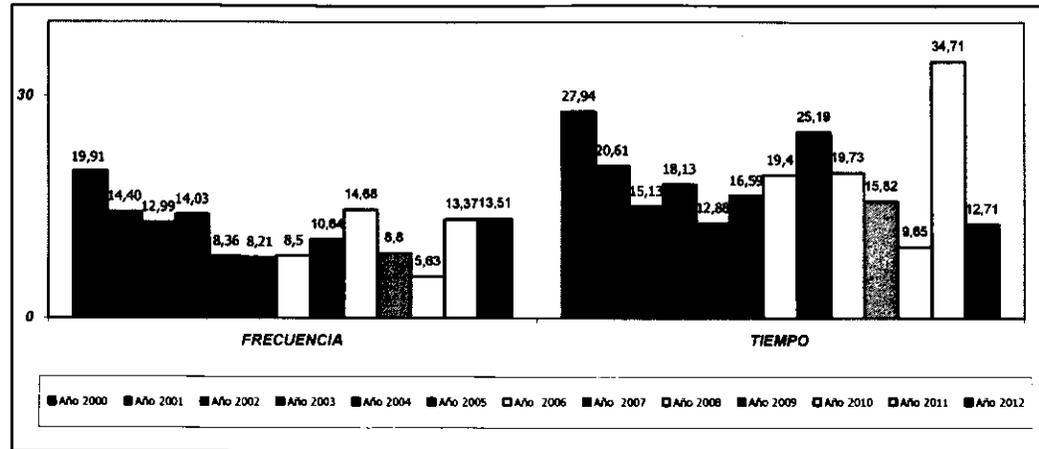


Ilustración 17 Estadística de los Índices de Interrupción 2000-2012

ÍNDICES DE INTERRUPCIÓN A NIVEL DE CABECERA DE ALIMENTADORES PRIMARIOS FAL Y TAL

Los indicadores de la frecuencia de interrupción FAL y tiempo de interrupción TAL considerando solamente las desconexiones a nivel de cabecera de alimentadores primarios, son uno de los Indicadores de Gestión considerados por el Ministerio de Electricidad MEER para medir el desempeño de las Empresas Distribuidoras de Energía eléctrica a partir del año 2011.

En el año móvil enero- diciembre de 2012, los indicadores se sitúan en FAL = 10.4 y TAL = 5.7, estos valores comparados con los registrados en el año móvil enero- diciembre de 2011 que fueron de FAL = 6.91 y TAL = 25.89, significan un

incremento en la frecuencia de interrupción de casi 4 puntos y una disminución de aproximadamente en 20 horas del tiempo total de Interrupción con respecto al alcanzado en el año de 2011; esta situación se debe a que a pesar de que existieron varias desconexiones de la línea de Subtransmisión por fallas o mantenimiento programado, las transferencias de carga desde la Subestación Azogues 1 hacia la Subestación 9 Huablicay de la EERCS fueron de mucha ayuda.

El cuadro estadístico del comportamiento de los índices durante los últimos dos años, 2011 y 2012 se presenta en el siguiente gráfico:

Para el año 2012, los TRABAJOS TOTALES REALIZADOS alcanzan un valor promedio de 13.12 al día, que comparados con el año 2011 que fue de 15.22 trabajos diarios, existe una disminución en este índice; el número total de RECLAMOS ATENDIDOS por falta de servicio incluidos las variaciones de tensión en el 2012 fue de 9.73 diarios, mientras que en el año 2011 fue de 10.9, existiendo también una disminución en este índice. Estos valores dependen de la cantidad de reclamos recibidos, los mismos que son atendidos en su totalidad, disponiendo incluso si se requiere de cuadrillas adicionales o labores extendidas.

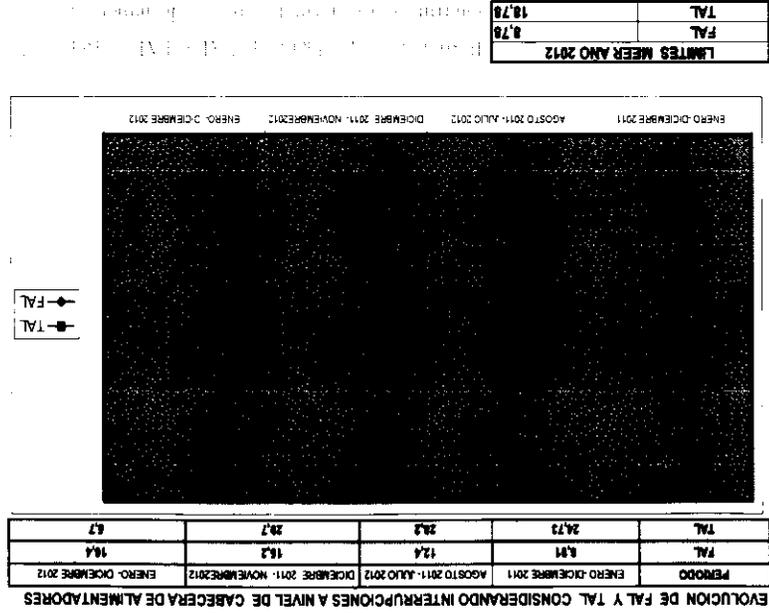
El desempeño de atención a los reclamos que los usuarios presentan por falta de servicio o por variaciones de voltaje más los trabajos que realizan las cuadrillas de reparaciones, se evalúa mediante el valor promedio diario de los TRABAJOS REALIZADOS y de RECLAMOS ATENDIDOS, estos son producto del registro de los informes de atención de reclamos diarios que son reportados por el personal operativo, procesados e ingresados a la base de datos correspondiente. Los registros ingresados son analizados en forma mensual mediante un software en lenguaje de programación Fox Pro para Windows el cual permite determinar el rendimiento diario del personal.

6.4.1.2 ATENCIÓN DE RECLAMOS POR FALTA DE SERVICIO Y REGISTRO DE INFORMACIÓN

Cuenca, ya que durante el segundo semestre del año se presentaron demandas históricas en el sistema que provocaron actuación de las protecciones por sobrecarga y obligaron a calibraciones emergentes, luego de las cuales no se ha tenido problemas en la línea de subtransmisión y no se esperan suspensiones por causas previsibles en el futuro, sin embargo el mantenimiento de la línea y equipamiento de subtransmisión tiene atención continua y programada.

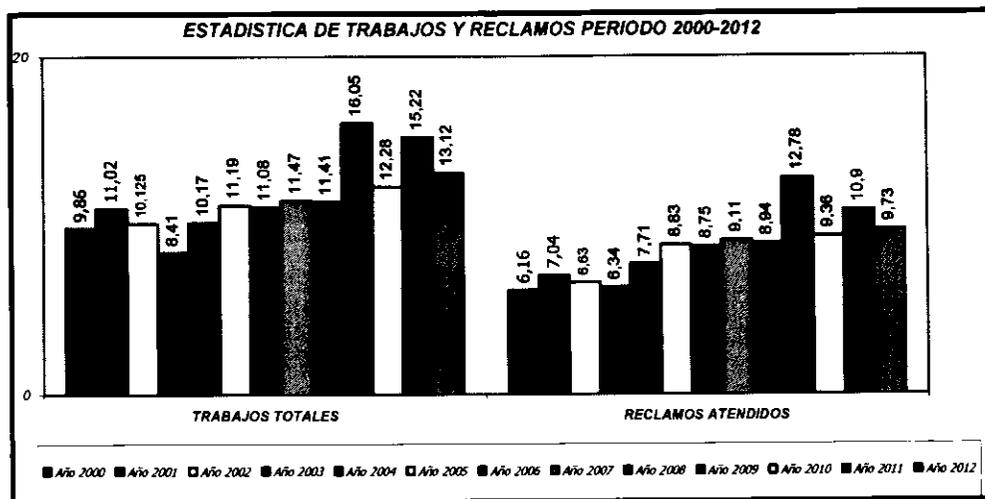
Las continuas suspensiones a nivel de 69 KV que se dieron a finales del año 2011 y primer trimestre del 2012 por causa de los deslizamientos de terreno en varios sectores de la línea de subtransmisión fueron adecuadamente controladas con la reparación y modificaciones realizadas durante el año 2012 con los programas emergentes ejecutados, y luego de superada esta causa también se actuó sobre los problemas presentados de calibración de protecciones en la Bahía Azogues de la Subestación

Comparando los valores alcanzados en el período Enero-Diciembre de 2012 con los límites establecidos por el Ministerio de Electricidad y Energías Renovables MEER para el mismo período, se observa que la frecuencia de interrupción FAL excede en casi 2 puntos al establecido, mientras que el tiempo de interrupción está más de 10 puntos por debajo.



LÍMITES MEER AÑO 2012	
FAL	8.78
TAL	10.78





Hispacoin - Estadística de Trabajos y Reclamos Período 2000-2012

6.4.2 CALIDAD DEL PRODUCTO

Los parámetros requeridos para el monitoreo y análisis de la calidad del producto de la Onda de Voltaje en los diferentes puntos de entrega del Sistema de Distribución, así como el número de las mediciones mensuales que están establecidos en la regulación CONELEC 04/01 son: nivel de Voltaje, 1 en la barra de 22 KV de la Subestación Azogues, 5 transformadores de distribución y 10 usuarios de baja tensión; Flicker de corta duración Pst y factor de distorsión armónica de la onda de voltaje THD, 5 transformadores de distribución y factor de potencia en 1 usuario de media o alta tensión.

Para el monitoreo de los parámetros requeridos en el análisis, se cuenta con 6 equipos de medición: 2 Memobox 300, 2

Fluke 1744, 1 Fluke 1760 y 1 Fluke 1750, con estos equipos durante el 2012 se han realizado el siguiente número de mediciones:

- 12 para la barra de distribución de la subestación Azogues
- 1.
- 66 mediciones en transformadores de distribución.
- 90 mediciones en usuarios de baja tensión, y
- 11 mediciones en usuarios de media tensión.

Lo que representa el 90% de lo requerido en la regulación CONELEC 04/01.

Un cuadro resumen de las mediciones realizadas y el nivel de cumplimiento se muestran a continuación:

MEDICIONES DE CALIDAD DEL PRODUCTO DE LA ONDA DE VOLTAJE PERIODO ENERO- DICIEMBRE DE 2012.

MES	NIVEL DE VOLTAJE (V)				CUMPLIMIENTO
	BARRA 22 KV	TIAFOS	U. BAJO VOLTAJE	TIAFOS	
		FLICKER (Pst)	THD	F. POTENCIA	# MEDICIONES
ENERO	1	6	6	6	1
FEBRERO	1	6	6	6	1
MARZO	1	6	6	6	1
ABRIL	1	6	6	6	1
MAYO	1	6	6	6	1
JUNIO	1	6	6	6	1
JULIO	1	6	7	6	1
AGOSTO	1	6	6	6	0
SEPTIEMBRE	1	6	6	6	1
OCTUBRE	1	6	10	6	1
NOVIEMBRE	1	7	9	6	1
DICIEMBRE	1	6	10	6	1
TOTAL MEDICIONES	12	66	90	66	11
% DE CUMPLIMIENTO	100%	94%	96%	96%	45%

La siguiente tabla muestra los resultados de las mediciones de calidad del producto de la onda de voltaje por mes.

Del análisis de la tabla de datos se puede observar que:

- Los límites del nivel de voltaje se cumplen en un 94 % de los transformadores.
- Los límites del nivel de voltaje se cumplen en un 96 % de los usuarios de baja tensión monitoreados.
- El límite del flicker de corta duración Pst es cumplido por el 86 % de los transformadores.
- El 98 % de los transformadores cumplen con el límite del factor de distorsión armónico de la onda de voltaje THD.
- El límite del factor de potencia es cumplido por el 45 % de los usuarios de media tensión monitoreados.

Las mediciones obtenidas por los equipos de calidad han sido debidamente analizadas, comprobando si los parámetros medidos en cada uno de los puntos de entrega están dentro de los límites establecidos por la regulación CONELEC 04/001. Los resultados obtenidos han sido reportados cada mes en el Sistema de registro de datos que es un software que ha sido implementado por el CONELEC para este propósito denominado "SISDAT".

6.5 EXPANSION DEL SISTEMA ELECTRICO DE DISTRIBUCION

6.5.1 LONGITUD DE LINEAS DE SUBTRASMISION

La longitud de líneas de subtransmisión que están en operación no se ha incrementado durante el año 2012 y se mantiene en 26,8 Km.

6.5.2 LONGITUD DE LINEAS DE DISTRIBUCION

A diciembre del 2012 están en operación 671,2 Km. de red de media tensión distribuida en los diferentes alimentadores primarios, el dato ha sido obtenido del reporte remitido al CONELEC en la ficha SISDAT correspondiente cuyo resumen se muestra en el siguiente cuadro:

LONGITUD DE REDES DE MEDIA TENSION				
ALIMENTADOR	MONOFASICO	BIFASICO	TRIFASICO	SUB TOTAL
	[Km]	[Km]	[Km]	[Km]
121	262,27	1,44	37,14	300,85
122	140,06	2	58,37	200,43
123	122,8	0,23	30,86	153,89
124	3,65	0	12,38	16,03
			TOTAL	671,2

Tabla 37 Longitud de Redes de Media Tension

LONGITUD DE REDES SECUNDARIAS				
INSTALACION	MONOFASICO	BIFASICO	TRIFASICO	SUBTOTAL
	[Km]	[Km]	[Km]	[Km]
AEREA	891,1	163	53,22	1107,32
PREENSAMBLADA	0	0	0	0
SUBTERRANEA	0	2,64	2,74	5,38
OTRA	0	0	0	0
			TOTAL	1112,7

Tabla 38 Longitud de Redes Secundarias

6.5.3 CARGA INSTALADA EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

Según la base de datos disponible a diciembre del año 2012 la carga instalada por transformadores de distribución fue de 30,856 KVA que comparada con el año 2011 que fue de 27.774,5 KVA, existe un incremento del 9,9 %.

En lo que tiene que ver con el número de transformadores en operación, este subió desde las 1.347 unidades registradas en el año 2011 hasta las 1.432 unidades instaladas para el año 2012, lo que significa un incremento del 5,9 %. El número y capacidad de los transformadores instalados en cada uno de los alimentadores primarios, se muestra en el siguiente cuadro:

ALIMENTADOR	MONOFASICOS		TRIFASICOS	
	CANTIDAD	POTENCIA [KW]	CANTIDAD	POTENCIA [KW]
121	421	5.527	29	2.099
122	504	7.760	68	3.845
123	306	3.860	3	130
124	39	1.305	62	6.330
SUBTOTAL	1270	18.452	162	12.404
TOTAL	TRANSFORMADORES	1.432	POTENCIA INSTALADA	30.856

Tabla 39 Transformadores Instalados

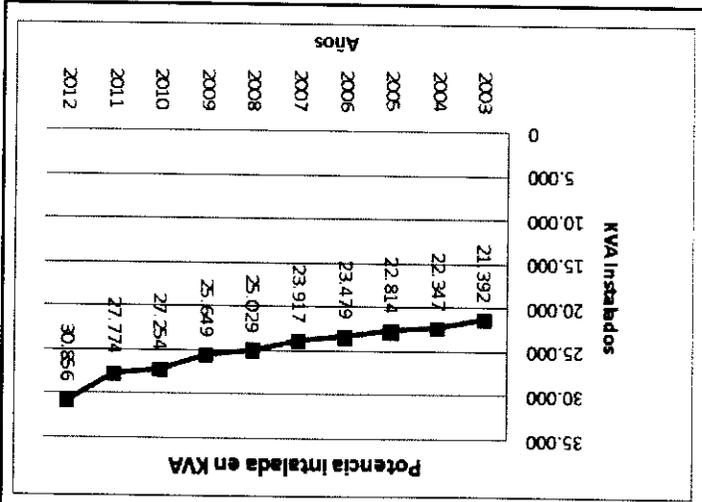
El detalle estadístico de la evolución de la potencia instalada durante los últimos 10 años, se presenta en el siguiente gráfico.

Otros trabajos necesarios y requeridos por los usuarios son los realizados por las cuadrillas de mantenimiento correctivo y del grupo de operadores de línea energizada, cuando previa inspección realizada, procedieron a realizar las reubicaciones de postes y redes de distribución ubicadas cerca o sobre las casas en construcción solicitadas por los abonados, o por apertura y ampliación de vías públicas solicitadas por los distintos organismos como el MOP, Municipio de Azogues y Concejo Provincial del Cañar.

Los trabajos más relevantes realizados durante el 2012 se resumen a continuación:

Línea trifásica hacia San Miguel de Porotos, por trabajos de ampliación de la vía realizados por el MOP del Cañar, se procedió a reubicar varias estructuras de la red de media y baja tensión en los sectores de Purcay, Vegapamba y la entrada a

6.5.4 REUBICACIÓN DE POSTES Y LÍNEAS



Hatumpamba, trabajos que se realizaron sin desconectar el servicio de energía con la cuadrilla de "líneas energizadas".

En los sectores de Buil Guapán, Zhindilg, Guapán Quinua y Cachi-pamba, se reubicaron varias estructuras de media y baja tensión por solicitud del MOP del Cañar que construyó el anillo vial de la parroquia Guapán.

Instalación de equipos de maniobra y protección en el castillo de 22 KV de la Subestación 9 de Huabilcay y adecuaciones en los alimentadores primarios para transferir la carga de la subestación Azogues 1 al Sistema de Distribución de la Empresa Eléctrica Centro Sur, como parte del plan de contingencia necesario para el mantenimiento de la línea de Subtransmisión entre las subestaciones Cuenca Azogues 1- Guapán que estaba en peligro de colapsar en los sectores de Zhindilg, San José de Cojitambo y Llaoca.



Reubicación de estructuras y estaciones de transformación en varios sectores de la ciudad en donde el I. Municipio de Azogues hizo mejoras viales como son: calles 15 de noviembre y 1 de mayo en Uchupucún, subida a Bayas sector de la escuela Quito y centro de atención infantil Gregorio Cordero del sector de la Concordia entre los más relevantes.

6.5.5 CARGA INSTALADA POR ALUMBRADO PÚBLICO

A diciembre del año 2012 la carga total instalada por alumbrado público alcanzó el valor de 1,658.25 KW lo que comparado con la potencia del año 2011 que fue de 1,580.14 KW representa un incremento de 78.11 KW y un crecimiento de la carga instalada por este concepto del 4.94 %.

El número de equipos de iluminación instalados y en operación a diciembre de 2012, asciende a 11,302 lo que comparado con los del año 2011 que fue de 10,847, representa un incremento de 455 luminarias correspondientes al 4.19% de crecimiento en cantidad de luminarias

A continuación se presenta el gráfico estadístico de crecimiento del número de luminarias en los últimos 10 años:

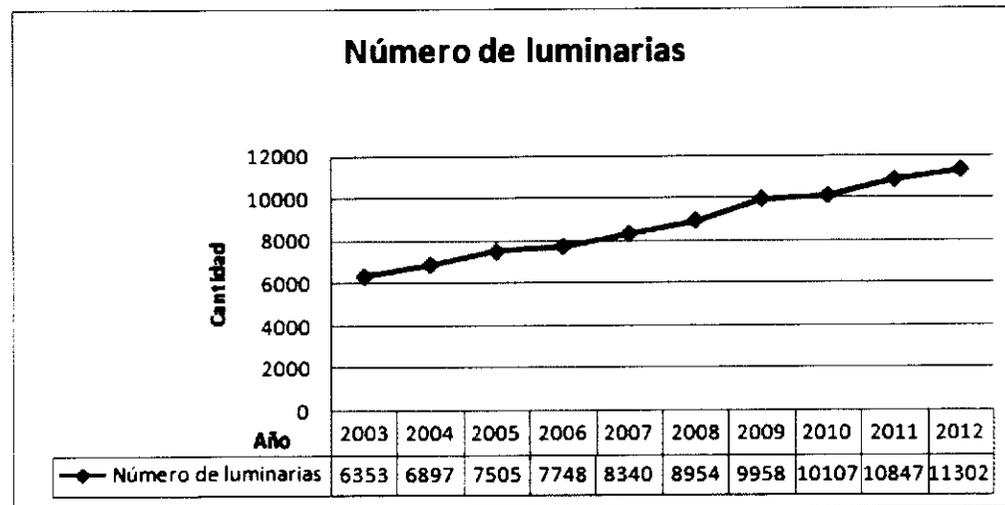
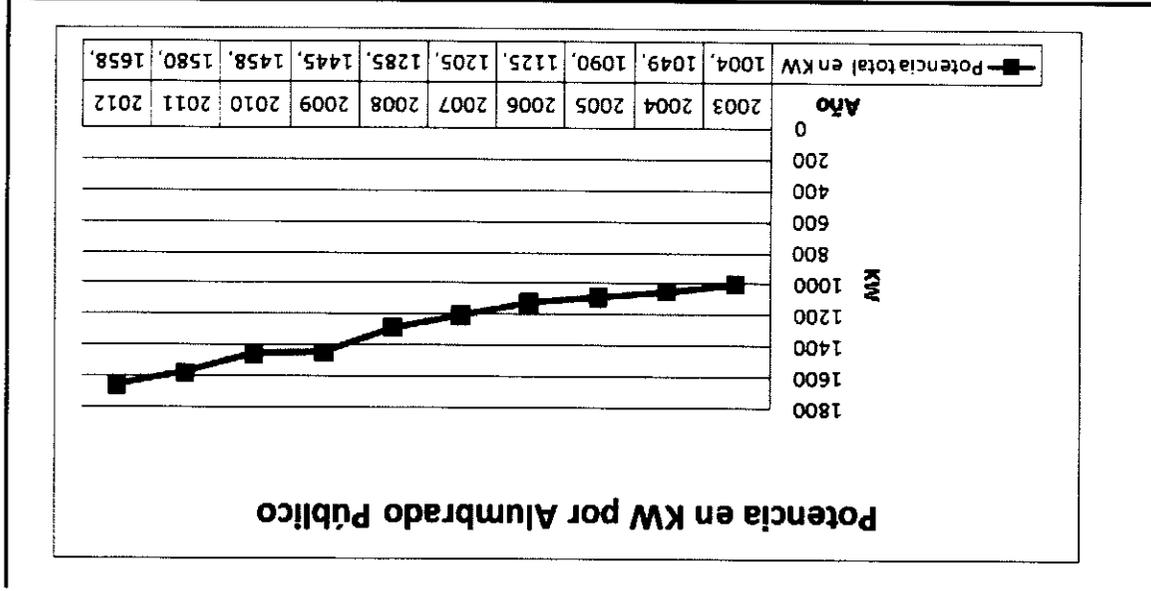


Gráfico 2.1 Número de luminarias

El detalle de las luminarias instaladas en el Sistema de Distribución, clasificadas por tipo y potencia de consumo así como las pérdidas asumidas del 10 % en balastos, se presentan en el siguiente cuadro resumen:

Elaboración: Fozgones S.A. por Medio Ambiente



Y, de igual manera el gráfico estadístico de crecimiento de la carga instalada por concepto de alumbrado público durante los últimos 10 años:

Tipo	Potencia (w)	Cantidad	Potencia Total (Kw)	Pérdidas en Balastos (w)
Fluorescente	34	88	2.99	299.20
Fluorescente	20	199	3.98	398.00
Fluorescente	64	2	0.13	12.80
Incandescente	50	54	2.70	0.00
Incandescente	100	6	0.60	0.00
Incandescente	150	1	0.15	0.00
Sodio	70	3366	235.62	23562.00
Sodio	100	105	10.50	1050.00
Sodio	150	4371	655.65	65565.00
Sodio	250	1921	480.25	48025.00
Mercurio	125	45	5.63	562.50
Mercurio	150	73	10.95	1095.00
Mercurio	175	102	17.85	1785.00
Mercurio	250	38	9.50	950.00
Mercurio	300	4	1.20	120.00
Led	1.5	23	0.03	3.45
Led	3.6	107	0.39	38.52
Led	10	141	1.41	141.00
Led	12	5	0.06	6.00
Proyector	70	16	1.12	112.00
Proyector	100	8	0.80	80.00
Proyector	150	195	29.25	2925.00
Proyector	200	11	2.20	220.00
Proyector	250	18	4.50	450.00
Proyector	400	362	144.80	14480.00
Proyector	500	14	7.00	0.00
Proyector	1000	23	23.00	2300.00
Proyector	1500	4	6.00	600.00
TOTAL		11302	1658.2547	164780

Tabla 10 Lámparas instaladas

6.6 MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION

Con un presupuesto de USD 225,846.35 para el año 2012, se consideró la planificación, organización, ejecución, supervisión y fiscalización de las actividades de operación y mantenimiento en los sistemas de Subtransmisión, Distribución, Subestaciones y Alumbrado Público. Para cada una de las etapas se realizó el mantenimiento preventivo, correctivo programado y correctivo forzado, los trabajos desarrollados durante el año 2012 se ejecutaron de acuerdo al programa y cronograma de mantenimiento establecido.

6.6.1 MANTENIMIENTO CORRECTIVO

Los trabajos de Mantenimiento Correctivo involucran la reposición del servicio a nivel de usuarios, transformadores de distribución, seccionadores en alta tensión y alimentadores primarios, que fueron realizados por el personal de turno para la atención de reclamos, más los trabajos emergentes realizados por la cuadrilla de Mantenimiento para reponer el servicio cuando las reparaciones involucraron daños mayores que necesitaron más personal y recursos.

La estadística de los trabajos realizados en el año 2012, en todo el Sistema de Distribución, arrojan un promedio 13.12 trabajos diarios, lo que nos da un total 4,803 al año, de estos 2,697 corresponden a reclamos por interrupciones de servicio y 865 por variaciones de tensión, estos reclamos a su vez se han reclasificado según su causa u origen en reclamos del

6.6.1.2 RECLAMOS COMERCIALES

Los reclamos Comerciales que originaron suspensiones de servicio y/o variaciones de tensión a nivel de usuario son los siguientes:

- Acometida floja en sus conexiones = 294.
- Problemas en el medidor = 301
- Acometida floja = 497
- Acometida en mal estado = 98
- Acometida mala = 73
- Falla en el medidor = 60
- Conectores de la acometida en mal estado = 26
- Falta de conectores en la acometida = 20
- Falta de conectores = 2

6.6.1.3 RECLAMOS DE ALUMBRADO PÚBLICO

La ejecución del programa de mantenimiento permitió realizar un promedio de 10 trabajos de reparación diarios, con un estimado de 2600 trabajos anuales por mantenimiento de equipos y estructuras destinadas a iluminación pública tanto en el área urbana como en el área rural. En virtud de la cantidad de trabajos solicitados y de la logística disponible no fue posible atender todos los requerimientos reportados de la comunidad, ya que la cuadrilla destinada para esas tareas en muchas ocasiones se dispone realice trabajos de apoyo en situaciones de contin-

tipo técnico y reclamos del tipo comercial, mientras que a otros trabajos que no involucran suspensión de servicio se denominan actividades del tipo general.

Analizando la base de datos de reclamos del año 2012, se ha determinado que del total de los 4,803 registros ingresados, 2,447 corresponden a reclamos del tipo técnico, 1,116 reclamos del tipo Comercial y 1,238 actividades clasificadas como del tipo general.

6.6.1.1 RECLAMOS TÉCNICOS

Los reclamos técnicos que provocaron las suspensiones de servicio tanto de origen programado como de origen forzado, en los transformadores de distribución, ramales de A.T. y alimentadores primarios se describen a continuación:

- Sin una fase en baja tensión = 832 (origen forzado)
- Sin una fase en alta tensión = 371 (origen forzado)
- Línea arrancada = 110 (origen forzado)
- Obra de la Empresa = 165 (origen programado)
- Arbol sobre la línea de baja tensión = 89 (origen forzado)
- Línea arrancada = 110 (origen forzado).
- Obra de la Empresa = 105 (origen programado)
- Arbol sobre la línea de baja tensión = 89 (origen forzado)
- Reubicación de postes en alta y baja tensión = 76 (origen programado)
- Retención de líneas en AT = 72 (origen programado)
- Línea descalibrada = 58 (origen programado)
- Desbroces en alta y baja tensión = 40 (origen programado)

gencia o fallas de importancia que ameriten más personal, sin embargo los reclamos pendientes se cubren reprogramando las tareas para los períodos posteriores.

La actividad general se orientó a sustituir los elementos averiados y al recambio de luminarias de vapor mercurio por luminarias de vapor de sodio que tiene una mejor eficiencia energética.

6.6.1.4 ACTIVIDADES GENERALES

Entre las actividades del tipo general que no representan suspensiones de servicio y que son más frecuentes se destacan:

- Servicio normal = 297.
- Inspecciones = 234
- Cortocircuito interno = 180
- Instalaciones internas mal realizadas= 168
- Trabajos adicionales = 163
- Instalación de reflectores = 94
- Retiro de reflectores = 57
- Corte de servicio = 41.
- Reconexión de servicio = 19
- Corte de servicio = 37
- Abonado no encontrado = 6

El resumen estadístico para los trabajos de mantenimiento correctivo es el siguiente:

MANTENIMIENTO CORRECTIVO	
ACTIVIDAD	CANTIDAD
RECLAMOS INGRESADOS TOTAL	4803
RECLAMOS TECNICOS	2447
RECLAMOS COMERCIALES	1116
ACTIVIDADES GENERALES	1238
PROMEDIO DE ACTIVIDADES DIARIO	13,12

Tabla 11. Resumen estadístico para trabajos de mantenimiento correctivo

6.6.2 MANTENIMIENTO PREVENTIVO

De acuerdo al cronograma establecido en el Plan de Mantenimiento 2012 y paralelo a la suspensión de servicio general por mantenimiento de la Subestación Cuenca, el 11 de noviembre de 2012 se contrató con la firma TECNIESAT para que realice el mantenimiento preventivo de la Subestación Azogues 1 y del seccionamiento tripolar de 69 KV de la línea de subtrasmisión que alimenta a la Compañía Industrias Guapán. El detalle de lo más relevante se describe a continuación:

- El grupo de trabajo de operadores de "línea energizada" mediante el monitoreo con termografía, determino puntos potenciales de falla e intervino en su solución sin desconectar alimentadores primarios o transformadores, esto implicó no suspender el servicio en la zona intervenida, minimizando los índices de interrupción.

- Complementariamente durante los fines de semana cuando el personal de turno no tuvo reclamos por falta de servicio, se procedió a la revisión de varias estaciones de transformación y su red de baja tensión, realizando tareas de ajustes en las bases y bajantes o cambio de conectores y otras de desbroce de la red secundaria.

6.7 CONCLUSIONES

Es indispensable continuar con una política de austeridad en el Gasto, tratando de que toda adquisición o autorización de pago sea analizada previamente para su aprobación.

Para satisfacer la demanda eléctrica con oportunidad y proporcionar un servicio de calidad y seguridad, se debe ejecutar el cronograma de inversiones como se encuentra programado a fin de que las obras que deben iniciar en operación a finales del año 2013 e inicios del 2014 como son la Subestación Azogues 2 y las líneas de Subtransmisión correspondientes culminen satisfactoriamente.

6.6.2.1 SUBESTACIÓN AZOGUES 1

- Mantenimiento del seccionador de 69 KV, GIS.
- Mantenimiento del transformador de potencia Mitsubishi 10-12.5 MVA- 69/22 KV.
- Mantenimiento de la barra de 22 KV, de los Switchgears y de los cubículos de 22 KV.

- Mantenimiento del banco de baterías.
- 5.2.2 Seccionamiento tripolar para la Subestación Guapán: Desmontaje y montaje de mecanismos de accionamiento del seccionador.
- Desmontaje, reparación y montaje de contactos fijos y móviles con baños de plata al berilio.

- Calibración de todos los polos.
- Pruebas de resistencia de contacto.
- Pruebas de simultaneidad de apertura y cierre.
- Pruebas de aislamiento y factor de potencia de la barra.

6.6.2.2 OTROS TRABAJOS

- Otros trabajos importantes realizados en el Sistema de Distribución son los recorridos periódicos y desbroces selectivos de la línea de Subtransmisión entre las Subestaciones Cuenca y Azogues 1 y de los alimentadores primarios del Sistema de Distribución.

De las obras en distribución más significativas, para el programa FERUM 2011 durante el año 2012 culminó satisfactoriamente y para el programa FERUM 2012 se encuentran concluidos la mayoría de procesos de adquisición de materiales, estando pendientes únicamente el proceso de transformadores y equipo de protección que tuvieron que ser iniciados en dos oportunidades, en lo referente a la construcción se espera elevar los procesos hasta mediados de este año.

El proyecto Redes Subterráneas del centro urbano de Azogues, Etapa I se concluyó en su totalidad en el mes de mayo de 2012 y se encuentra en operación sin novedades operativas.

Los índices de calidad del servicio técnico expresados a través de la Frecuencia Media de Interrupción (FMIK) y Tiempo Medio de Interrupción (TTIK) relativos a la Regulación CONELEC 04/01 para el Sistema de Distribución, al final del año móvil terminaron en lo que respecta a la frecuencia con un índice todavía superior al establecido de 10.4 sobre los 8.78 permitidos, en cambio el tiempo con un valor muy inferior de 5.7 versus los 18.78 permitidos, el primero todavía bajo la influencia del primer trimestre del año 2012 que todavía fue afectado por las tareas de mantenimiento de la línea de subtrasmisión debidas a deslizamientos.

La Calidad de Producto, que se suministra a los usuarios cumplió en un 90% las mediciones establecidas en la Regulación CONELEC 04/00, y los valores exigidos de voltaje y distorsiones superaron el 90% con los niveles indicados en la tabla correspondiente.

6.8 RECOMENDACIONES

- De acuerdo a la liquidez con que cuenta la Compañía, esta debe ser orientada a los proyectos de inversión que se encuentran en ejecución.
- De manera permanente se debe solicitar a los organismos del Estado, regulen las tarifas de compra-venta de energía y se continúe otorgando el reconocimiento del déficit tarifario por parte del Estado, de acuerdo a la realidad de sus costos y gastos, con el propósito de que a futuro la Compañía obtenga los recursos económicos suficientes para cubrir la totalidad de los gastos corrientes de operación.
- Cumplir con lo estipulado en la regulación No. CONELEC-012/08, con la implementación del software correspondiente, adecuación de la página Web los vínculos y campos necesarios para que el consumidor pueda ingresar su reclamo.
- Elaboración del Instructivo de Servicio y comunicación del mismo.
- Realizar una capacitación de los procesos del sistema comercial SICO.
- Realizar una convivencia laboral, ya que se nota demasiado estrés entre los funcionarios.

implementación de la Subestación Azogues 2 con su interconexión con el Proyecto Mazar Dudas, así como la necesaria implementación de la Barra de 69 KV en la Subestación Azogues 1 para selectividad y operatividad de la subestación Guapán y la Azogues 1.

- Se debe continuar con la gestión de los proyectos importantes como el de Redes Subterráneas Etapa 2 en Azogues, Redes Subterráneas de Deleg, Alimentadores primarios e iluminación de la avenida 16 de Abril.

- Se debe continuar apoyando los trabajos y acciones tendientes a la reducción de pérdidas técnicas de energía, acometiendo trabajos de remodelaciones y cambio de redes de distribución y alumbrado público, que permitan la optimización, mejoramiento y automatización del sistema de distribución.

- Es de fundamental importancia mantener el respaldo a las actividades que garantizan la entrega de un servicio de calidad, dentro de los requerimientos establecidos en la Regulación CONELEC 04/01, ello implica contar con los equipos de ingeniería y logística necesarios.



- Realizar una valoración laboral, ya que falta compromiso para desarrollar las labores cotidianas.

- Fortalecer las Jefaturas de Recaudación y Acometidas y Medidores mediante la rotación de los principales de estas Jefaturas con otro personal de la Empresa o de ser el caso contratarlos.

- Se sugiere que el Asesor Jurídico esté presente y sea parte de todos los procesos de compras públicas, así como también el Director Financiero, ya que la parte Comercial da y revisa los insumos netamente técnicos.

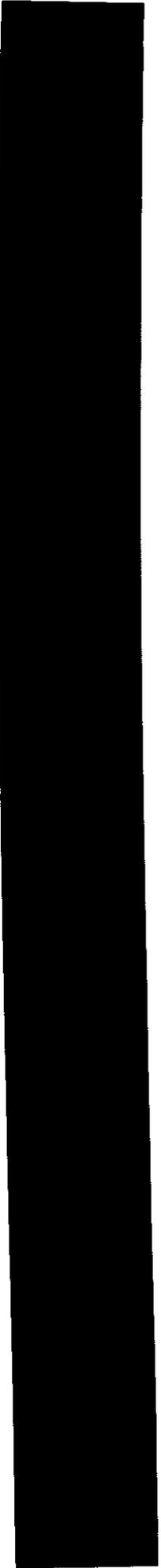
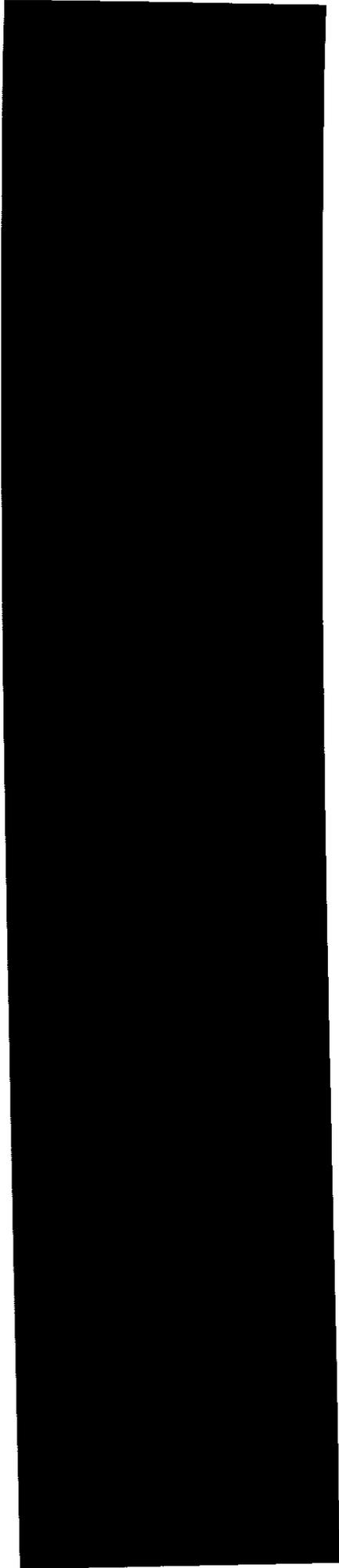
- El módulo de atención de reclamos todavía no está funcionando en nuestra institución con lo cual no se puede dar el seguimiento a los tiempos que ocupa nuestro personal en atender a un cliente.

- Se elabore un programa de jubilación y de ser procedente de compras de renuncias ya que existe personal que evidencia en su proceder diario que ya no desea colaborar con la empresa.

- Capacitación constante en uso de software básico como el Word, Excel, Autocad, etc.

- Continuar con las acciones emprendidas para fortalecer el sistema de subtransmisión para mejora de la confiabilidad y continuidad del servicio, mediante la

Empresa Eléctrica Azuques C. S. A.



Empresaa Electrica Ayoague C. A.

