

MEMORIA ANUAL DE LA GERENCIA POR EL EJERCICIO ECONOMICO DEL 2011

1. INTRODUCCION:

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 período comprendido entre el primero de enero al treinta y uno de diciembre del dos mil once, que refleja las diferentes actividades cumplidas en la Empresa durante dicho lapso, de acuerdo a la información que se resume.

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 al servicio eléctrico, nuevos abonados, de acuerdo a los programas establecidos y a la disponibilidad de recursos.

Realizar toda clase de actividades civiles, industriales y mercantiles relacionadas con su objetivo principal.

2.1.3. Accionistas.-

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

GOBIERNO PROVINCIAL DEL CAÑAR.

MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGIA RENOVABLE.

GOBIERNO AUTONOMO MUNICIPAL DE AZOGUES.

SECRETARIA NACIONAL DE PLANIFICACION Y DESARROLLO.

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 Accionistas celebrada el 1 de junio de 2011, por la suma de US\$ 19,548,618.00. Este aumento se realizó a través de Escritura Pública otorgada ante el doctor Rolando Ruiz, Notario Público Segundo del Cantón Azogues e inscrito en el Registro Mercantil el 15 de julio de 2011.

2.2. Integración de los Organismos Directivos y de Control de la Compañía.

2.2.1. Junta General de Accionistas.-

La Junta General de Accionistas la integraron:

Dr. Santiago Correa Padrón

Doctor Esteban Albornoz

Arq. Eugenio Morocho Quinteros

Lcda. María Caridad Vázquez

Prefecto Provincial del Cañar

*Ministro de Electricidad y Energía
Renovable*

Alcalde de Azogues

*Subsecretaria de Planificación y
Desarrollo de Austro -SENPLADES-*

2.2.2. Directorio.-

El Directorio estuvo integrado por los siguientes miembros principales:

Lcda. Silvana Dueñas

Ing. Roberto Torres

Ing. Rómulo Chiles

Ing. Freddy Vintimilla

Ing. Santiago Arias

Economista Carmen Balarezo

Dr. Santiago Correa Padrón

Ministerio de Electricidad

Ministerio de Electricidad

Ministerio de Electricidad

*Ministerio de Electricidad (desde
19/04/2011)*

*Ministerio de Electricidad (desde
19/04/2011)*

SENPLADES

Gobierno Provincial del Cañar

Arq. Eugenio Morocho Quinteros

Ing. Miguel Cuenca

Gobierno Autónomo Municipal de
Azogues
Trabajadores

2.2.3. Comisarios.-

Como Comisario se desempeñó el Ingeniero Santiago Alvarez Fernández.

2.3. Sesiones de Junta de Accionistas y grado de cumplimiento de las resoluciones.

Durante el año 2011 se llevaron a cabo ocho (8) Juntas de Accionistas, en las que se tomaron 29 resoluciones, las cuales han sido cumplidas.

2.4. Sesiones de Directorio y grado de cumplimiento de las resoluciones.

Durante el año 2011 se realizaron seis (6) sesiones de Directorio. Se tomaron 36 resoluciones, de las cuales se han cumplido 33 y 3 se encuentran en trámite.

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
Auditoria Interna |
| 3. | Nivel Ejecutivo | Gerencia |
| 4. | Nivel de Asesoría y Coordinación | Comité de Coordinación Administrativa
Asesoría Jurídica
Planificación |
| 5. | Nivel de Apoyo | Personal y Servicios
Secretaría General
Centro de Cómputo |
| 6. | Nivel Operativo | |
| 6.1. | Dirección Técnica | Ingeniería y Construcción |

*Operación y Mantenimiento
Inventarios y Avalúos*

6.2. *Dirección de Comercialización*

*Clientes
Acometidas y Medidores
Recaudación y Agencias
Control Pérdidas de Energía*

6.3. *Dirección de Finanzas*

*Contabilidad y Presupuesto
Tesorería
Compras
Bodega*

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 2011 contó con 132 trabajadores, de los cuales 122 son trabajadores de planta y 10 contratados.

4. ASPECTOS ECONOMICO-FINANCIERO

4.1. ESTRUCTURA DEL CAPITAL SOCIAL Y ANALISIS DE LAS VARIACIONES.

4.1.1. CAPITAL SUSCRITO

El último aumento de capital de la Compañía fue resuelto en sesión de la Junta General Extraordinaria de Accionistas celebrada el 1 de junio de 2011, por la suma de US\$ 19,548,618.00, este aumento se realizó a través de la escritura pública otorgada ante el señor doctor Rolando Ruiz, Notario Público Segundo del Cantón Azogues e inscrito en el Registro Mercantil el 15 de julio de 2011; el detalle para cada Accionista se muestra en el siguiente cuadro:

ACCIONES SUSCRITAS				
EN DOLARES				
NOMBRE DEL ACCIONISTA	CAPITAL SOCIAL 31-XII-2010	VALORES CAPITALIZADOS 31-XII-2011	CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO 31-XII-2011	
			VALOR	%
MINISTERIO DE ELECTRICIDAD	431.811,20	15.464.559,20	15.917.349,60	76,74
GOBIERNO PROV. DEL CAÑAR	602.786,80	3.282.376,80	3.902.420,00	18,81
GOBIERNO AUTON. MUNICIPAL DE AZOGUES	88.292,40	631.839,20	724.906,40	3,49
SENPLADES	26.696,40	169.242,80	197.417,60	0,95
S U M A N .	1.149.586,80	19.548.018,00	20.742.093,60	100,00

4.1.2. 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 de la misma.

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:

CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO			
NOMBRE DEL ACCIONISTA	Nº ACCIONES	TOTAL	%
MINISTERIO DE ELECTRICIDAD	40.286.918	16.114.767,20	77,69
GOBIERNO PROVINCIAL DEL CAÑAR	9.756.050	3.902.420,00	18,81
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

4.1.3. APORTES PARA FUTURA CAPITALIZACION

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 2011 son los siguientes:

APORTES PARA FUTURA CAPITALIZACION				
EN DOLARES				
NOMBRE DEL ACCIONISTA	AÑO 2010	AÑO 2011	VARIACION	
			VALOR	%
MINISTERIO DE ELECTRICIDAD	12.744.694,19	1.038.600,00	-11.706.094,19	-91,85
GOBIERNO PROV. DEL CAÑAR	181.828,10	-	-181.828,10	-100,00
GOBIERNO AUT. MUNICIPAL DE AZOGUES	72.794,55	3.950,00	-68.844,55	-94,57
SUMAN:	12.999.316,84	1.042.550,00	-11.956.766,84	-91,98

Como se puede observar en el cuadro anterior, los aportes para futura capitalización obtenidos en el año 2011 fueron del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable por el valor de US\$1,038,600.00, y corresponden a los recursos económicos que financiaron los proyectos PLANRED, SICO-PDA y el Proyecto SIGDE; y, del Gobierno Autónomo Municipal de Azogues, por el valor de US\$3,950.00. Al comparar los aportes para futura capitalización entre los años 2011 y 2010, se observa una disminución por el valor de US\$ 11,956,766.84 equivalente al 91.98%, debido al aumento de capital social resuelto por la Junta General de Accionistas de la Empresa con fecha 1 de junio de 2011.

4.2. - RESULTADOS DEL PERIODO

4.2.1. ANALISIS COMPARATIVO ENTRE LOS RESULTADOS PRESUPUESTADOS Y LOS OBTENIDOS EN EL PERIODO (VARIACIONES).

Del análisis de los Estados Financieros por el período terminado al 31 de diciembre del 2011, los resultados económicos obtenidos y comparados con los presupuestados muestran los siguientes valores:

DETALLE DE INGRESOS Y GASTOS AÑO 2011 EN DOLARES AMERICANOS				
CONCEPTO	PRESUPUESTO	EJECUTADO	VARIACION	
			VALOR	%
INGRESOS				
INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA	6.927.498,87	7.268.314,67	340.815,80	4,92
INGRESOS NO VENTA DE ENERGIA	37.915,00	22.278,78	- 15.636,22	- 41,24
INGRESOS POR DEFICIT TARIFARIO	1.255.119,00	1.724.114,34	468.995,34	37,37
INGRESOS SERVICIO VALOR AGREGADO	101.736,00	89.518,43	- 12.217,57	- 12,01
OTROS INGRESOS	67.000,00	33.271,43	- 33.728,57	- 50,34
SUBTOTAL:	8.389.268,87	9.137.497,65	748.228,78	8,92
AJENOS A LA OPERACION	134.100,00	225.444,36	91.344,36	68,12
TOTAL INGRESOS:	8.523.368,87	9.362.942,01	839.573,14	9,85
GASTOS				
DE OPERACION	8.348.107,73	8.180.044,70	- 168.063,03	- 2,01
DEPRECIACIONES	1.112.965,53	1.128.936,35	15.970,82	1,35
SUBTOTAL:	9.461.073,26	9.308.081,05	- 152.992,21	- 1,62
AJENOS A LA OPERACION	258.600,00	295.733,79	37.133,79	14,36
TOTAL GASTOS:	9.719.673,26	9.513.814,84	- 205.858,42	- 2,12
SUPERAVIT / DEFICIT OPERACION	1.071.804,39	170.583,40	901.220,99	84,08
SUPERAVIT / DEFICIT AJENO OPERACION	- 124.500,00	19.710,57	144.210,57	115,83
SUPERAVIT / DEFICIT PRESUPUESTARIO	- 1.196.304,39	- 150.872,83	1.045.431,56	87,39

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 2011 el monto de ejecución presupuestaria de los Ingresos Totales fueron de US\$9,362,942.01, mismos que al relacionar con el monto de ingresos presupuestados que fueron de US\$8,523,368.87, se obtuvieron ingresos adicionales por el valor de US\$839,573.14 equivalente al 9.85%, por las siguientes razones:

INGRESOS DE OPERACIÓN POR VENTA DE ENERGIA.

Los ingresos por venta de energía se incrementaron en US \$ 340,815.80 equivalente al 4.92% con relación al presupuesto y se desarrolló dentro de los siguientes parámetros:

- ✓ El incremento del número de abonados en el año 2011 fue de 1.233 equivalente al 3.84% con respecto al año 2010.
- ✓ Aplicación de los cuadros de cargos tarifarios establecidos por el CONELEC mediante resolución del Directorio N° 107/08 del 12 de agosto del 2008, y N° 054/09 del 26 de

mayo del 2009 y sesión del 06 de agosto del 2009, incluye al Gran Consumidor Empresa Industrias Guapán S.A. como Cliente Regulado.

INGRESOS POR DEFICIT TARIFARIO

El Ministerio de Electricidad con base al Decreto Ejecutivo 1045-A de fecha 24 de abril del 2008, transfiere anualmente los recursos económicos por concepto de Déficit Tarifario; valores que son determinados por el CONELEC para cada ejercicio económico.

Se presupuestó el valor US\$1,255,119.00 y el valor realmente asignado fue de US\$ 1,724,114.34, obteniendo ingresos adicionales por el valor de US\$468,995.34 equivalente al 37.37%.

COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN

Los Costos y Gastos de Operación, durante el ejercicio económico del año 2011, tuvieron las siguientes variaciones

COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN EN DOLARES AMERICANOS USD				
CONCEPTO	PRESUPUESTO	EJECUTADO	VARIACION	
			CANTIDAD	%
COSTOS DE OPERACIÓN				
COMPRA DE ENERGIA	5.039.654,30	4.947.063,96	- 92.590,34	- 1,84
COMPRA DE CAPACIDAD CONTR. INTERNET	49.200,00	44.982,60	- 4.217,40	- 8,57
SUBTOTAL:	5.088.854,30	4.992.046,56	- 96.807,74	- 1,90
GASTOS DE OPERACIÓN				
MANO DE OBRA	2.378.397,28	2.248.923,96	- 129.473,32	- 5,44
SERVICIOS RELACIONADOS CON EL PERSONAL	78.685,72	73.741,40	- 4.944,32	- 6,28
MATERIALES	366.750,34	236.857,02	- 130.093,32	- 35,47
COMPRA DE SERVICIOS BÁSICOS	37.081,44	37.038,91	- 42,53	- 0,11
CONTRATOS Y OTROS SERVICIOS	264.915,37	113.909,17	- 151.006,20	- 57,00
GASTOS FINANCIEROS	79.582,16	22.081,09	- 57.501,07	- 72,25
DIVERSOS	204.512,29	253.955,61	49.443,32	24,18
TRANSFERENCIAS	- 150.671,77	201.690,96	352.362,75	- 233,86
DEPRECIACIÓN	1.112.965,53	1.128.036,35	15.070,82	1,35
SUBTOTAL	4.372.218,96	4.316.034,49	- 56.184,47	- 1,29
TOTAL:	9.461.073,26	9.308.081,05	- 152.992,21	- 1,62

En el cuadro anterior se puede apreciar que la gestión de los Gastos Operativos durante el año 2011 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 presupuestarias; por lo que la mayoría de los rubros del gasto presentan disminuciones entre el valor presupuestado y el valor realmente gastado.

A continuación se detalla el total de gastos por el ejercicio económico de 2011, 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	109 971 81	1 16
Distribución	723 632 03	7 61
Instalación servicio consumidores	330 719 28	3 48
Comercialización	447 778 19	4 71
Administración General	1 575 896 83	16 56
SUBTOTAL:	3.187.998,14	33 51
Compra de energía	4 947 063 96	52 00
Compra de Internet	44 982 60	0 47
SUMAN:	8.180.044,70	85 98
Depreciación	1 128 036 35	11 86
SUMAN:	9.308.081,05	97 84
Gastos Ajenos a la operación	205 733 79	2 16
TOTAL DEL GASTO:	9.513.814,84	100,00

DEFICIT DEL EJERCICIO ECONOMICO DE 2011

Para el ejercicio económico de 2011 se presupuestó un déficit de US\$1,196,304.39 y se obtuvo realmente un déficit de US\$150,872.83, en virtud de haber obtenido ingresos adicionales por el valor de US\$839,573.14 equivalente al 9.85%, con relación al valor presupuestado, siendo los ingresos que han contribuido por la Venta de Energía así como también por Déficit Tarifario. Adicionalmente, se ha obtenido una reducción en los gastos por el valor de US\$205,858.42 equivalente al 2.12%, con relación al valor presupuestado, siendo los rubros que han contribuido los Gastos de Operación y Ajenos a la Operación.

4.2.2. ANALISIS DEL PRECIO MEDIO DE VENTA DEL KWH FRENTE AL COSTO MEDIO DEL KWH EN EL 2010.

Los 32.140 abonados consumieron energía eléctrica equivalente a 92'304.269 KWH, que al relacionar con el valor facturado de US\$7,268,314.67 obtenemos el precio promedio de venta del KWH durante el año 2011 de US\$ 0.078743 por cada KWH.

Ingresos por Venta de Energía	US\$	7,268,314,67
Energía Facturada (KWH)		92'304.269
Precio Medio de Venta KWH	US\$	0.078743

Es importante relacionar estas cifras con el año 2010, cuyo comportamiento fue el siguiente:

significa que hemos dejado de percibir ingresos adicionales por venta de energía por el valor de US\$382,434.31.

4.3. OBLIGACIONES DE LA EMPRESA

El pasivo total de la Empresa al término del ejercicio económico fue de US\$6,752,199.54, el mismo que se descompone de la siguiente manera:

Obligaciones a corto plazo	US\$	3,740,354.35
Obligaciones a largo plazo	US\$	1,664,595.38
Otros pasivos no corrientes	US\$	<u>1,347,249.81</u>
TOTAL DEL PASIVO:	US\$	6,752,199.54

4.3.1. OBLIGACIONES A CORTO PLAZO

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

- Cuentas por Pagar relacionadas con el personal	US\$	68,980.48
- Cuentas por Pagar Obligaciones con el IESS	US\$	52,875.99
- Cuentas por Pagar S. R. I.	US\$	30,618.59
- Valores de terceros por Pagar	US\$	188,235.73
- Proveedores	US\$	575,953.78
- Cuentas por Pagar compra de energía Mer.Contr.	US\$	1,847,087.47
- Cuentas por Pagar compra de energía Mer.Spot	US\$	448,742.47
- Cuentas por Pagar compra capac.contrat.(Internet)	US\$	781.20
- Intereses y Dividendos por pagar Accionistas	US\$	<u>527,078.64</u>
S U M A N:	\$	3,740,354.35

Cuentas por pagar relacionadas con el personal.- El saldo al 31 de diciembre de 2011 fue de US\$68,980.48, 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.

Cuentas por pagar obligaciones con el IESS.- El saldo al 31 de diciembre de 2011 fue de US\$52,875.99, 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.

Obligaciones con el Servicio de Rentas Internas.- El saldo al 31 de diciembre de 2011 fue de US\$30,618.59, 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.

Valores de terceros por pagar.- El saldo al 31 de diciembre de 2011 fue de US\$ 188,235.73 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.

Proveedores.- El saldo al 31 de diciembre el 2011 fue de US\$575,953.78, 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 2011. Estos valores serán cancelados en el transcurso del año 2012.

Cuentas por pagar compra de energía Mercado de Contratos.- El saldo al 31 de diciembre de 2011 fue de US\$1,847.087.47 y corresponden a la compra de energía en el Mercado de Contratos. En este saldo se encuentra registrado las acreencias a favor de HIDROAGOYAN e HIDROPASTAZA; a su vez también se encuentran registradas estas Generadoras como deudores por las notas de crédito emitidas por el ajuste comercial en cumplimiento al Mandato Constituyente N° 15, por los valores de US\$1,179,053.64 y US\$ 24,941.89 respectivamente, por lo que se procederá a realizar el cruce de cuentas en el próximo ejercicio económico, para de esta manera sanear los activos y pasivos.

Cuentas por pagar compra de energía Mercado Spot Ocasional.- El saldo al 31 de diciembre de 2011 fue de US\$448,742.47 y corresponden a la compra de energía en el Mercado Spot e incluye el ajuste comercial de acuerdo a lo establecido en el Mandato Constituyente N° 15. Estos valores serán cancelados una vez que el Ministerio de Electricidad transfiera los valores adeudados.

Intereses y Dividendos por Pagar.- El saldo al 31 de diciembre de 2011 fue de US\$ 527,078.64 y corresponden a los dividendos de acciones de la Empresa por las utilidades generadas durante los ejercicios económicos 2007 y 2008.

4.3.2. PASIVOS A LARGO PLAZO

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

Depósitos en garantía a largo plazo	US\$ 1,664,595.38
Provisión para Jubilación Patronal	US\$ 1,304,064.89
S U M A N:	US\$ 2,968,660.27

Depósitos en garantía a largo plazo.- Corresponde 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 2011, alcanza a la suma de US\$1,664,595.38, 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.

Provisión para Jubilación Patronal.- 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 2011 alcanza a la suma de US\$1,304,064.89; es de anotar que el estudio actuarial fue realizado por la firma MACROMATH Cía. Ltda.

4.3.3. POR PRESTAMOS EXTERNOS

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

4.4. 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.

Solvencia Financiera.- Está dado por la siguiente relación:

$$\frac{\text{Activo Corriente - Inventarios}}{\text{Pasivos Corrientes}} = \frac{7,274,305.54}{3,740,354.35} = 1.94$$

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\$1.94 para cubrir un dólar de deuda.

Liquidez Financiera.- 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:

$$\frac{\text{Disponibilidades}}{\text{Pasivos Corrientes}} = \frac{1,620,660.52}{3,740,354.35} = 0.43$$

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\$0.43 para hacer frente a cada dólar de deuda.

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

$$\text{Activo Corriente} - \text{Pasivo Corriente} = 7,274,305.54 - 3,740,354.35 = \mathbf{3,533,951.17}$$

De acuerdo al resultado alcanzado el capital de trabajo es de US\$3,533,951.19, por lo que se puede manifestar que la Compañía en este ejercicio económico tiene un capital de trabajo adecuado.

Rentabilidad.- 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

$$\text{Rentabilidad del Patrimonio} = \frac{\text{Pérdida del Ejercicio}}{\text{Patrimonio}} = \frac{(150,872.83)}{20,288,592.26} = \mathbf{-0.74\%}$$

La Empresa durante el ejercicio económico de 2011 obtuvo un déficit de US\$150,872.83, lo cual significa una descapitalización del patrimonio del 0.74%.

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

$$\frac{\text{Déficit del Ejercicio}}{\text{Ingresos por Venta de Energía}} = \frac{(150,872.83)}{7,268,314.67} = \mathbf{-2.08\%}$$

Este índice nos demuestra una tasa de rentabilidad negativa del 2.08% por el año 2011, 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 a la Compañía.

Independencia Financiera.- 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:

$$\frac{\text{Patrimonio}}{\text{Activo total-Disponibilidades}} = \frac{20,288,592.26}{25,420,131.28} = 79.81\%$$

Los activos de la Compañía están financiados el 79.81% 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.

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

$$\frac{\text{Total Pasivos con Terceros}}{\text{Total del Activo}} = \frac{6,752,199.54}{27,040,791.80} = 24.97\%$$

El porcentaje de endeudamiento con relación al activo total es del 24.97%; 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.

4.5. IMPLEMENTACION DE LAS NORMAS INTERNACIONALES INFORMACION FINANCIERA NIIF.

La Compañía dando cumplimiento a la Resolución Nº 06.Q.ICI.004 del 21 de agosto de 2006, publicada en Registro Oficial Nº 348 de 4 de septiembre del mismo año, la Superintendencia de Compañías adoptó las Normas Internacionales de Información Financiera "NIIF" y dispuso que su aplicación sea obligatoria por parte de las compañías y entidades sujetas al control y vigilancia de esta Institución, para el registro, preparación y presentación de los estados financieros a partir del 1 de enero de 2009. Mediante Resolución ADM.08199 del 3 de julio de 2008, publicada en el Suplemento del Registro

Oficial Nº 378 de 10 de julio de 2008, el Superintendente de Compañías, ratificó el cumplimiento de la Resolución Nº 06.Q.ICI.004 de 21 de agosto de 2006. Mediante Resolución Nº 08.G.DSC.010 de 20 de noviembre de 2008, publicada en el Registro Oficial Nº 498 de 31 de diciembre de 2008, entre otros, se establece el cronograma de aplicación obligatoria de las Normas Internacionales de Información Financiera "NIIF" por parte de las compañías y entes sujetos al control y vigilancia de la Superintendencia de Compañías. Posteriormente, mediante Resolución Nº 08.G.DSC.010 del 20 de noviembre de 2008, la Superintendencia de Compañías resolvió diferir su utilización en base a un cronograma de aplicación obligatoria entre los años 2010 y 2012.

Para la Empresa Eléctrica Azogues C. A., en el ejercicio económico 2010 continuarán en vigencia las NEC - Normas Ecuatorianas de Contabilidad, consecuentemente los registros contables deberán estar de conformidad con las NEC.

Por lo expuesto, la Compañía está en la obligación de aplicar las NIIF a partir del 1 de enero de 2011, para lo cual durante el año 2010 denominado **"Año de Transición"** deberá elaborar el **"Estado de Situación (balance) de Apertura"** de conformidad con la NIIF'S 1 **"Aplicación por primera vez de las NIIF"**. El artículo segundo de la resolución Nº 08.G.DSC.010 del 20 de noviembre de 2008, establece que el cronograma de implementación de las NIIF, deberá ser aprobado por la Junta General de Socios o Accionistas, o por el Organismo que estatutariamente esté facultado para tales efectos; o, por el apoderado en caso de entes extranjeros que ejerzan actividades en el país. En concordancia con el anterior requerimiento, la Junta General de Accionistas aprobó el Plan y Cronograma de implementación de las NIIF, para lo cual se contrató a la Consultora ZEUS CONSULTING.

Al realizar la conciliación entre las Normas Ecuatorianas de Contabilidad y las Normas Internacionales de Información Financiera, los resultados son los siguientes:

EMPRESA ELECTRICA AZOGUES C. A.

Conciliaciones del patrimonio neto reportado bajo NEC al patrimonio bajo NIIF, al 31 de diciembre 2010

(Expresado en Dólares de EUA)

PATRIMONIO BAJO NORMAS ECUATORIANAS DE CONTABILIDAD	20.265.210,82
1. Anticipo Impuesto a la Renta	(243.202)
2. Inventarios	(483.494)
3. Activo Fijo	148.006
4. Cargos Diferidos	(173.179)
5. Beneficios a Empleados	(107.901)
PATRIMONIO BAJO NORMAS INTERNACIONALES DE INFORMACION FINANCIERA (NIIF)	19.405.440,82
DIFERENCIA NETA AJUSTAR AL PATRIMONIO	859.770.00
COMENTARIOS:	

- Anticipo de Impuesto a la Renta.**- En razón de que la Empresa se encuentra exenta del pago del impuesto a la renta, no hay la posibilidad de compensar o recuperar este valor; de acuerdo a la NIC N° 12 y 36 se da de baja. (Impuesto sobre las Ganancias y Deterioro de los Activos).
- Inventarios.**- Se encuentra en proceso de valuación los inventarios de la Bodega de la Empresa, con el objeto de determinar el valor neto realizable, conforme lo establece la NIC N° 2-inventarios, se estima obtener el resultado final hasta octubre del 2011.
- Activo Fijo.**- Se encuentra en proceso de verificación física y valuación de los bienes de la Empresa, con el objeto de determinar el valor real de los mismos, la tasa de depreciación y el valor residual, conforme lo establece la NIC N° 16-Propiedad, Planta y Equipo, se estima obtener el resultado final hasta octubre del 2011.
- Cargos Diferidos.**- Este valor corresponde a Estudios de Factibilidad y Diseño, que fueron registrados como cargos diferidos bajo NEC; sin embargo bajo NIIF, no cumple con los requisitos establecidos en la NIC N° 38 ACTIVOS INTANGIBLES, por lo tanto se procede al ajuste respectivo.
- Beneficios a Empleados.**- Este valor corresponde a valores pagados por concepto de bono por retiro voluntario, a ex trabajadores que se acogieron al beneficio de la Jubilación Patronal, liquidación practicada de acuerdo al Mandato Constituyente N° 2. De acuerdo a NIC N° 19, al comparar entre el valor pagado y el valor provisional según cálculo actuarial, se procede al ajuste respectivo.

5. ASPECTOS COMERCIALES

5.1. MERCADO

AREA DE CONCESION.-

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%

5.2. PROYECTOS RELEVANTES

5.2.1. PLAN DE EXPANSIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN (PED 2010).

*El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, entregó para el programa de Expansión y Mejora de los Sistemas de Distribución, un monto de US\$36,053,006.71 a nivel nacional; correspondiendo a la Empresa Eléctrica Azogues el valor de US\$ 612.063, para financiar proyectos para reducción de pérdidas y/o expansión y mejora del sistema de Distribución, por lo que presentó el Proyecto de: **"Cambio de Sistemas de medición y acometidas en el Área urbana de Azogues y en sectores rurales, con potenciales hurto de energía"**, sustentado en que la Empresa, en los últimos años ha realizado mejoras en su sistema de distribución en algunos sectores del área urbana y rural, sin embargo, no se ha procedido con el cambio de las acometidas y los sistemas de medición correspondientes; bajo este contexto, existió la prioridad de cambiar estos componentes del Sistema, con la finalidad de que la mejora sea íntegra.*

Los objetivos de este proyecto fueron los siguientes:

- *Disminuir las pérdidas de energía.*
- *Contar con la medida confiable y sostenida de los consumos de energía, demandada por los consumidores.*
- *Reducir reclamos por daños en acometidas y sistemas de medición.*

En total se realizaron 5277 cambios de acometidas y sistemas de medición, que representa el 16,41% del total de clientes que tiene la empresa.

Sectores en donde se cambiaron los sistemas de medición

SECTORES	CANTIDAD
ZHAPACAL	384
BOLIVIA	107
SAN PEDRO	98
AYANCAY	96
SOLANO	174
GUAPAN ZHINDILIG-AGUILAN	814
FERROVIARIA-AV. 24 DE MAYO	1225
CINCO FSQUINAS-BOSQUE AZUL	1215
CIRCUNVALACION-CDLA. FLORES-VIA SAN MARCOS	1164
TOTAL	5277

El avance físico de este proyecto está en un 100%; y, los valores por materiales y mano de obra alcanzan los US\$464,730.21; el saldo de 147,332.79, se va a utilizar en el Proyecto de: "Telegestión para los clientes especiales de la Empresa Eléctrica. Azogues", que fue aprobado por el CONELEC, con la finalidad de utilizar eficientemente los recursos, se firmó el convenio con Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil, para alojar la información relacionada con la telegestión de la Empresa Eléctrica Azogues, en el Sistema Energy Axis, que ellos disponen.

5.2.2. PLAN DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS: PLANREP 2011.

Durante los últimos años y sobre todo a partir de septiembre de 2009, mes en el que se tenía que aplicar los nuevos cargos tarifarios a los clientes industriales con registrador de demanda en media y alta tensión, la Empresa no ha estado facturando correctamente. Constantemente se ha estado tomando acciones correctivas para eliminar las no conformidades en la facturación, lo que implica que se realizan actividades que no agregan valor (retrabajo), realizando refacturaciones por sobre o subfacturación; incumpliendo la Regulación Nro. CONELEC-011/08, Modelo de Contrato para la Prestación del Servicio Eléctrico a los Consumidores, que en su parte pertinente expresa: "Emitir las facturas a sus consumidores que evidencien con claridad los valores resultantes de la aplicación de las tarifas vigentes aprobadas por el CONELEC y demás recargos legales pertinentes, de conformidad con la Regulación que para dicho efecto expida el CONELEC"; además, el Sistema Comercial (anterior) era vulnerable y la información que se requería del mismo para cumplir con los Organismos de Control, no se dispone de manera oportuna.

Otra debilidad existía en los procesos relacionados con la toma de lectura, cortes y reconexiones, los que en una gran parte se realiza de manera manual, lo que ha ocasionado que los indicadores de estos procesos estén en un nivel medio.

El tener un promedio del 30% de lecturas no tomadas y un alto porcentaje de lecturas mal tomadas, ha ocasionado un elevado número de reclamos, aunado a esto se ven afectados los indicadores de calidad del servicio comercial y sobre todo el costo de oportunidad de los consumidores por el tiempo que dedican en realizar estos reclamos. Además, el proceso no permitía un efectivo control, impidiendo la mejora continua del mismo.

Bajo este contexto, para aplacar o eliminar estas no conformidades, la Empresa presentó dos proyectos: **"Implantación de un nuevo Sistema Comercial"**, y, **"Gestión de Lecturas móviles -PDA-"**, dentro del PLANREP 2011, con un presupuesto de US\$204,600.

IMPLANTACIÓN DEL NUEVO SISTEMA COMERCIAL.

Con Fecha 11 de mayo de 2009, en la ciudad de Quito se suscribe el convenio de cooperación interinstitucional para el fortalecimiento del sector de la distribución Eléctrica, entre el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable y las Empresas Eléctricas Distribuidoras, entre las que se encuentra la Empresa Eléctrica Azogues C.A.

El objetivo general del convenio, es el trabajar conjuntamente para consolidar un equipo multidisciplinario y multiempresarial, en el cual se establezcan con claridad las responsabilidades de cada uno de los actores y por tanto buscar eliminar de una vez por todas la duplicidad de uso de recursos económicos y humanos que en los últimos años ha llevado a las Distribuidoras a la desunión y por ende a profundizar aún más las grandes asimetrías, que en la actualidad se observa entre las Distribuidoras del país con el consecuente desperdicio de recursos. Dentro de los objetivos específicos se encuentra el **Fortalecimiento de la Gestión Comercial con el objeto de obtener un Sistema de información Comercial único a nivel nacional, que integre las mejores prácticas de las empresas sobre la base de los sistemas de información comercial de la Empresa Eléctrica Quito S.A. y de la CENTROSUR, debido a que estos dos Sistemas están funcionando con excelentes resultados en algunas Empresas del País.**

En el convenio se hace relación al fortalecimiento de la Gestión Comercial y se manifiesta: "Que el Sistema de información Comercial de la CENTROSUR, en la primera etapa de fortalecimiento del sector se implantará en las Regionales CNEL El Oro, CNEL Milagro, **Empresa Eléctrica Azogues**, Empresa Eléctrica Regional del Sur, Empresa Eléctrica Riobamba".

El propósito no era implementar un Sistema Comercial, bajo el criterio de un software aislado, sino el gran cambio a la gestión por procesos, que implica la mejora en la eficacia

y eficiencia de la Gestión Comercial, además de dar cumplimiento a lo que se expresa en la Constitución de la República del Ecuador, que se reconoce / 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 realizar una gestión con altos parámetros de calidad y criterios empresariales, económicos, sociales y ambientales.

OBJETIVOS:

- *Implantar un Sistema comercial comprobado, consistente y sostenido.*
- *Mejorar la gestión comercial de la Empresa, concomitantemente la calidad del servicio comercial que se presta a los consumidores, a través de contar con procesos eficientes.*
- *Tener facturaciones más reales (balances energéticos mensuales con menor variación).*
- *Fortalecer el capital intelectual del talento humano.*

El 22 de marzo de 2011, se firmó el convenio de Cooperación Interinstitucional para transferencia tecnológica del proyecto SICO con la Empresa Regional Centro Sur. Desde la emisión de julio de 2011, la facturación sus procesos relacionados y adicionales se realizan con este Sistema.

El presupuesto referencial para la implantación del Sistema Comercial es de US\$117,264.68; hasta la presente fecha se ha cancelado a la Centro Sur el valor de US\$102,839.38 (sin IVA), que representa el 87.7% del total presupuestado.

Se encuentra pendiente la firma del acta de entrega recepción-definitiva, por tener que validar algunas no conformidades que presentó la Empresa Eléctrica Azogues y además cumplir un proceso de capacitación adicional, con la finalidad de que todo el personal se encuentre debidamente facultado para la utilización del Sistema.

PROYECTO PARA LA MEJORA DE LOS PROCESOS DE TOMA DE LECTURA, CORTES Y RECONEXIÓN.

Con la finalidad de mejorar la Gestión Comercial, es imprescindible mejorar la eficiencia de los procesos comerciales; y, una herramienta fundamental para este logro es la utilización adecuada de la tecnología, caso concreto la adquisición de dispositivos móviles PDA.

OBJETIVOS:

- *Mejorar la gestión comercial de la Empresa, concomitantemente la calidad del servicio comercial que se presta a los consumidores, a través de contar con procesos eficientes de lectura, cortes y reconexiones.*

- *Incrementar el número de lecturas reales tomadas.*
- *Disminuir los reclamos de los consumidores debido a lecturas no tomadas, mal tomadas; y, a cortes y reconexiones.*
- *Incrementar la productividad del personal de lectura, facturación, cortes y reconexiones.*
- *Fortalecer el capital intelectual del talento humano vinculado con los procesos de lecturas, cortes y reconexiones.*
- *Sincerar el indicador de tiempo de rehabilitación del servicio por falta de pago.*
- *Tener facturaciones más reales (balances energéticos mensuales con menor variación).*
- *Disponer de información en línea.*
- *Retroalimentar observaciones a los departamentos de Pérdidas de Energía, Acometidas y Medidores de: hurtos de energía, reubicación de medidores, etc.*

El presupuesto asignado para este proyecto es de US\$24,600.

5.3. ACTIVIDADES Y RESULTADOS POR JEFATURA.

5.3.1. 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)

5.3.1.1 ATENCIÓN AL CLIENTE

Para mejorar el sistema de atención al cliente, se tuvo que hacer algunos cambios en el software Odin (Sistema Anterior) durante los primeros meses de 2011, para cumplir los

requerimientos del CONELEC, especialmente en lo que tiene relación al formato de la factura.

Actividades desarrolladas para la implantación del SICO.

Se consolidó la siguiente información requerida para la preparación de migración de datos, depuración y clasificación de registros:

- *Clientes activos y suspendidos.*
- *Medidores.*
- *Medidores por clientes.*
- *Créditos.*
- *Depósito de Garantías.*
- *Cabecera de facturación de clientes activos y suspendidos.*
- *Detalle de facturación de clientes activos y suspendidos.*
- *Lecturas iniciales y facturadas para la emisión del mes de julio 2011.*
- *Consumos generados en el Sistema de la Empresa Eléctrica, para la emisión del mes de julio 2011.*
- *Por parte del personal de CENTROSUR se realizó la validación y depuración de esta información; y, la migración de diferentes tablas como de clientes, lecturas, medidores, créditos, garantías, etc.*
- *Migración información de saldos clientes suspendidos y activos, se realizó a validación para que no existan facturas ni rubros duplicados.*

El saldo de la deuda de los clientes migrados al SICO, tomados del respaldo de la base de datos generado el día 30 de junio de 2011 fue de US\$98.352,59, de acuerdo al siguiente detalle:

RUBROS	ACTIVOS	SUSPENDIDOS	TOTAL
Alumbrado Público	7064.35	3200.38	10264.73
Bomberos	6922.62	5685.45	12608.07
Comercialización	6293.05	7247.69	13540.74
Demanda	930.07	0	930.07
Energía	26064.14	8601.27	34665.41
Créditos Varios	478.95	2314.61	2793.56
Subsidio Dignidad Comercial	-1857.36	-1228.3	-3085.66
Subsidio Dignidad Energía	-3020.17	-789.36	-3809.53
Penalización Bajo Factor de Potencia	29.7	0	29.7
Intereses	258.15	487.85	746
Tasa Recolección Basura (Azogues)	3174.36	926.59	4100.95
Tasa Recolección Basura (Déleg)	554.25	90.55	644.8
Crédito Refacturación	21431.53	392.63	21824.16
Crédito Reliquidación	1619.06	115.76	1734.82
Subsidio de Consumo	-2317.8	-964.84	-3282.64
Subsidio Cruzado	1518.69	598.43	2117.12
Subsidio Estado	1839.51	690.78	2530.29
TOTAL	70983.1	27369.49	98352.59

5.3.1.2. NUMERO DE CLIENTES

Se generó contratos de acuerdo con los proyectos del FERUM y solicitudes personales. Al mes de diciembre de 2011, se tiene 32.140 clientes, que comparando con el mismo mes del año 2010 que fue de 30.907, se incrementó 1.233 que representa el 4%.

SERVICIO	2007	2008	2009	2010	2011
RESIDENCIAL	25.052	25.934	26.815	28.036	29.143
COMERCIAL	1.739	1.858	1.889	1.957	2.048
INDUSTRIAL	370	387	401	407	415
OTROS	497	501	513	507	534
TOTAL	27.658	28.683	29.618	30.907	32.140
INCREMENTO DE CLIENTES (RELACION AL AÑO ANTERIOR)	3,0%	3,7%	3,3%	4,4%	4,0%

Del cuadro anterior, se desprende que a diciembre de 2011, el 90,7% del total de clientes son de tarifa Residencial, el 6,4% es Comercial, el 1,3% es Industrial; y, el 1.7% restante pertenece a otras tarifas (Entidad Social, Beneficio Público, Asistencia social, Escenarios deportivos, Bombeo de agua, Autoconsumo).

5.3.1.3. FACTURACION

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

En el mes de diciembre hubo una excepción en el tiempo previsto, por cambios de política del Banco Central del Ecuador, lo que hizo retrasar que las planillas estén oportunamente en los débitos bancarios.

ENERGIA FACTURADA (KWH).-

Durante el año 2011, se facturó 92'304.724 kwh, que significa 3'672.187 kwh más que en el año 2010, que fue 88'632.537 kwh, que equivale a un incremento del 4.1%. La mayor cantidad de energía facturada se encuentra en el sector Industrial con 51'081.266 Kwh que representa el 55.3% de la facturación total, debido a la energía demandada por el Consumidor Guapán, que en el año 2011 se le facturó 48'771.780 Kwh que equivale al 52.8% del total facturado; le sigue, el sector Residencial con el 27.1%, el Comercial con el 7.8%, Alumbrado público con el 6.8%; y, Otros con el 2.8%.

Energía Facturada en el período 2007-2011.

SERVICIO	2007	2008	2009	2010	2011	%	VARIACION 2011-2010 (KWH FACT)	VARIACION 2011- 2010(% FACT)
RESIDENCIAL	22.134.060	22.882.168	23.526.585	23.838.631	25.355.918	27,1%	1217287	33,1%
COMERCIAL	5.441.227	5.776.701	6.217.812	6.664.565	7.242.370	7,8%	577805	15,7%
INDUSTRIAL	48.655.402	45.197.405	49.383.569	49.499.512	51.081.266	55,3%	1581754	43,1%
ALUM. PÚBLICO	5.443.007	5.852.827	6.390.979	6.203.093	6.315.221	6,8%	112128	3,2%
OTROS	2.126.550	2.335.698	2.440.485	2.426.736	2.609.949	2,8%	183213	5,0%
TOTAL	83.830.246	82.044.799	87.959.430	88.632.537	92.304.724	100%	3672187	100,0%

INCREMENTO DE FACTURACION (RELACION AL AÑO ANTERIOR)	2007	2008	2009	2010	2011
	2,8%	-2,2%	7,2%	0,8%	4,1%

INGRESOS POR ENERGÍA FACTURADA

En el año 2011 se facturaron US\$7'251,396, que comparando con lo que se facturó en el año 2010 que fue de US\$6'919,133, significa un incremento de US\$332,263 que representa el 4.8 %, valores que son resultado de la aplicación del pliego y los cargos tarifarios vigentes.

El comportamiento que presentan las facturaciones en US\$ por tipo de servicio en forma anual en el período 2007-2011, es el siguiente:

SERVICIO	2007	2008	2009	2010	2011	%	VARIACION 2011-2010 (KWH FACT)	VARIACION 2011- 2010(% FACT)
RESIDENCIAL	2.531.935	2.474.266	2.424.054	2.483.672	2.588.231	35,7%	124.559	37,5%
COMERCIAL	524.353	531.080	514.123	533.531	589.996	8,1%	56.465	17,0%
INDUSTRIAL	2.777.982	2.526.907	2.868.658	2.911.336	3.002.049	41,4%	90.713	27,3%
ALUM. PÚBLICO	833.923	832.380	874.024	844.565	893.634	12,3%	49.069	14,9%
OTROS	185.522	187.353	168.906	166.025	177.180	2,4%	11.155	3,4%
TOTAL	6.873.415	6.551.896	6.849.765	6.919.133	7.251.996	100%	332.263	100,0%

INCREMENTO DE FACTURACIÓN RELACIONAL AÑO ANTERIOR	0,1%	-3,2%	3,0%	1,0%	4,8%
---	------	-------	------	------	------

Con relación al año anterior el mayor incremento de la variación está en el servicio Residencial con el 37.5%, luego está el sector Industrial con el 27.3%; luego el Comercial con el 17%, el Alumbrado público con el 14.9%; y, finalmente Otros con el 3.4%.

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 90.7% son residenciales, la facturación a estos clientes es del 27.1% en energía y del 35.7% en dólares; el sector Comercial representa el 6.4% del total de clientes y su facturación es del 7.8% en energía y 8.1% en dólares; y, el sector Industrial representa el 1.3% de clientes y su facturación energética y financiera es del 55.3% y del 41.4%, respectivamente, que está afectado por el Consumidor Guapán.

TARIFA	CLIENTES		FACTURACIÓN			
	NÚMERO		SWT		U.S.D	
Residencial	1.11		2.111.1	1.11	2.111.1	1.11
Medio	1.1	1	1.111.1		1.111.1	1.11
Industrial	1.1	1	1.111.1	1.11	1.111.1	1.11
Comercial	1.1		1.111.1		1.111.1	1.11
Alquiler	1.11	1	1.111.1		1.111.1	1.11
Alquiler	1.11	1	1.111.1		1.111.1	1.11

5.3.1.4. FACTURACIÓN DE SERVICIO AGREGADO (INTERNET)

Esta actividad fue complementada a la Jefatura de Clientes, cuando la Empresa integró el servicio de internet. Con el Sistema Odin, la facturación fue exclusivamente manual, con el Sico se mejoró el proceso de recaudación.

A inicios del año 2011, la Empresa contaba con 305 clientes activos, al final de este año se cuenta con 298 clientes, existiendo una reducción de 7 clientes.

El valor total facturado al año, por servicio e instalaciones es de US\$99,610.17 y la recaudación asciende a US\$100,94.33 anual. Los US\$1,332.16 se debe al saldo del año anterior.

5.3.2. 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.*

Estas actividades se realizan en cumplimiento del Reglamento Sustitutivo del Reglamento de Suministro del 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 período enero-diciembre de 2011 de las labores realizadas por la Jefatura de Acometidas y Medidores. En este período se instalaron 1.062 servicios nuevos, 2.549 labores de mantenimiento y 1.820 inspecciones de servicio eléctrico.

Estas labores se realizaron con tres equipos de trabajo para la instalación de nuevos servicios y de mantenimiento; dando un promedio de 4.6 trabajos al día; y, con un inspector que realizó 6.9 inspecciones al día.

6.3.3. RECAUDACIÓN

Durante el ejercicio económico del año 2011, la Jefatura de Clientes realizó 12 emisiones mensuales de facturación de enero a diciembre, que corresponden a los consumos de diciembre de 2010 hasta noviembre de 2011, por la suma total de US\$8'639,882.80 en el que se encuentra incluido energía y valores a terceros como Bomberos, Tasa de Recolección de Basura, Créditos, etcétera, recaudándose en el periodo enero - diciembre de 2011 por estos mismos conceptos la suma de US\$8'455,941.2, que significa el 97.9% del total facturado, valor que a su vez incluye la recaudación de la tarifa dignidad (subsidio por parte del Estado a los usuarios de la tarifa residencial que consumen hasta 110 kwh) en la suma de US\$352,458.70 que corresponde a las facturaciones de los consumos de noviembre y diciembre de 2009, de enero a julio de 2011; y, parte de agosto y septiembre de 2011.

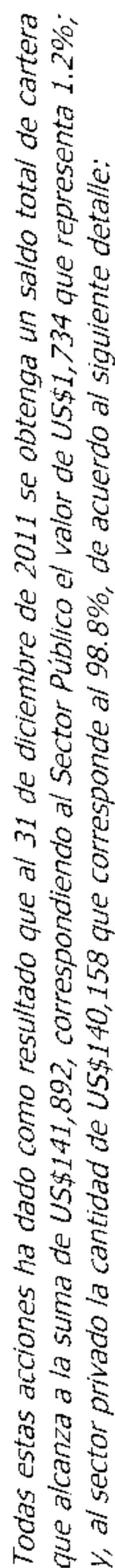
Recaudación y Facturación del año 2011

CONCEPTO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNO	JULO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
RECAUDACION	666'784.2	682,257.8	642,499.2	694,865.8	658,046.9	707,039.5	664,484.6	735,942.0	670,763.7	736,533.5	757,969.9	693,845.5	8'455,941.2
FACTURACION EMISION (U.S.D)	719,375.1	740,042.4	666,001.5	724,308.3	710,157.1	727,490.2	725,420.5	735,155.5	690,979.0	751,776.7	743,877.5	709,939.3	8'639,882.8
% RECAUDACION / FACTURACION	95.5%	92.1%	96.5%	97.3%	98.3%	104.5%	91.6%	99.8%	96.8%	98.2%	105.9%	97.7%	97.9%

CARTERA

Se han ejecutado actividades que permiten mantener el control de cartera. Entre otras señalo las siguientes:

- *Contar con suficiente 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, sobre 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 ha dado como resultado que al 31 de diciembre de 2011 se obtenga un saldo total de cartera que alcanza a la suma de US\$141,892, correspondiendo al Sector Público el valor de US\$1,734 que representa 1.2%; y, al sector privado la cantidad de US\$140,158 que corresponde al 98.8%, de acuerdo al siguiente detalle:

CARTERA VENCIDA	NUMERO CLIENTES	VALOR (U.S.D)	NUMERO CLIENTES	VALOR (U.S.D)	NUMERO CLIENTES	VALOR (U.S.D)	NUMERO CLIENTES	VALOR (U.S.D)	NUMERO CLIENTES	VALOR (U.S.D)	NUMERO CLIENTES	VALOR (U.S.D)
ENTIDADES OFICIALES CON DEMANDA												
ENTIDADES OFICIALES SIN DEMANDA	4,00	513,00					1,00	17,00			1,00	17,00
ASISTENCIA SOCIAL CON DEMANDA	2,00	338,00			3,00	11,00					7,00	524,00
ASISTENCIA SOCIAL SIN DEMANDA	2,00	40,00					1,00	18,00			2,00	338,00
BENEFICIO PUBLICO CON DEMANDA	1,00	129,00									3,00	58,00
BENEFICIO PUBLICO SIN DEMANDA	75,00	311,00			6,00	136,00	7,00	199,00			1,00	179,00
BOMBEO DE AGUA CON DEMANDA	2,00	5,00				2,00	1,00	1,00	1,00	14,00	4,00	22,00
ABONADOS ESPECIALES CON DEMANDA											0,00	0,00
TOTAL PUBLICO	36,00	1.336,00	0,00	0,00	9,00	149,00	10,00	235,00	1,00	14,00	56,00	1.734,00
RESIDENCIAL CON TARIFA DIGNIDAD	85,00	1.247,00			5,00	141,00	5,00	77,00			95,00	1.465,00
RESTANTE RESIDENCIAL	2.790,00	44.152,00	0,00	114,00	463,00	10.488,00	1.149,00	32.712,00	18,00	1.257,00	4.420,00	88.723,00
COMERCIAL CON DEMANDA	2,00	567,00					3,00	291,00			5,00	858,00
COMERCIAL SIN DEMANDA	249,00	11.079,00	0,00	415,00	33,00	3.983,00	91,00	71.080,00			373,00	36.557,00
INDUSTRIALES CON DEMANDA	7,00	2.677,00	1,00	776,00	2,00	524,00	2,00	136,00			12,00	4.113,00
INDUSTRIAL ARTESANAL SIN DEMANDA	58,00	2.692,00			13,00	757,00	20,00	4.859,00			91,00	8.308,00
ESCENARIOS DEPORTIVOS CON DEMANDA							1,00	8,00			1,00	8,00
CULTO RELIGIOSO	16,00	94,00			4,00	26,00	2,00	6,00			22,00	126,00
ABONADOS ESPECIALES CON DEMANDA											0,00	0,00
TOTAL PRIVADO	3.207,00	62.508,00	1,00	1.305,00	520,00	15.919,00	1.273,00	59.169,00	18,00	1.257,00	5.019,00	140.158,00
TOTAL	3.243,00	63.844,00	1,00	1.305,00	529,00	16.068,00	1.283,00	59.404,00	19,00	1.271,00	5.015,00	141.892,00

6.4. PERDIDAS DE ENERGIA

ACCIONES Y RESULTADOS:

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 el 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:

- *Implementación de Sistema de Gestión de Indicadores en el Área de Pérdidas.*
- *Mejora de Procesos.*
- *Motivación y capacitación recurrente.*

RESULTADOS:

REVISIÓN DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN.

A continuación se detallan los resultados en el período enero-diciembre de 2011, de los equipos de trabajo del Departamento de Control de Pérdidas. En este período se revisaron 4.291 sistemas de medición en el sitio y 3.219 en el laboratorio, para ser utilizados como servicios nuevos o cambio de medidores.

TOTAL DE REVISIONES EN SITIO (U)	TOTAL DE NOVEDADES (U)	PORCENTAJE DE NOVEDADES (%)	TOTAL DE REVISIONES EN LABORATORIO (U)
4291	377	8,8%	6.842

RECUPERACIÓN ENERGÉTICA Y FINANCIERA

*La recuperación energética y financiera por refacturaciones/reliquidaciones en el período enero-diciembre de 2011, **resultado de las revisiones de medidores**, es de 260.488 Kwh y US\$34,180.*

RECUPERACION POR REFACTURACIONES - RELIQUIDACIONES	ENERO - DICIEMBRE 2011
Recuperación energética anual (Kwh)	260.488
Recuperación financiera anual (US\$)	34.180

La recuperación energética y económica, producto de la normalización de los sistemas de medición alterados es de 165.500 Kwh y US\$22,213.

RECUPERACION POR NORMALIZACION DE SISTEMAS DE MEDICION	ENERO - DICIEMBRE 2011
Recuperación energética anual (Kwh)	165.500
Recuperación financiera anual (US\$)	22.213

SERVICIOS OCASIONALES

Con la finalidad de evitar las conexiones clandestinas a las redes de la empresa, se ha logrado concienciar 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 2011, se demandó un total de 405.811 Kwh que representó un ingreso de US\$58,180.

RESUMEN DE LA RECUPERACIÓN ENERGÉTICA Y FINANCIERA

La recuperación energética-financiera integrada, por normalización de medidores, liquidación por consumo no registrado; y, por servicios ocasionales es de 831.799 Kwh y US\$114,573.

CONCEPTO	KWH	U.S.D.
Medidores Calibrados / Normalizados	165.500	22.213
Liquidación por consumo no registrado	260.488	34.180
TOTAL POR CALIBRACION DE MEDIDORES	425.988	56.393
	KWH	U.S.D.
Suministros ocasionales	405.811	58.180
TOTAL CALIBRACION DE MEDIDORES Y SUMINISTROS OCASIONALES	831.799	114.573

Como se desprende del cuadro y gráfico, existe una tendencia a la baja, para mantenerse las pérdidas en porcentaje de alrededor del 5%.

INDICE DE EFICIENCIA COMERCIAL.

El indicador de eficiencia comercial (que relaciona el porcentaje de pérdidas y el de recaudación) a diciembre de 2011, se encuentra en el 92.80%.

CONCEPTO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
RECAUDACION	93.47%	90.06%	95.47%	97.03%	93.29%	94.47%	91.55%	95.33%	95.73%	96.33%	105.92%	97.75%
Pérdidas comerciales	4.77%	4.52%	4.75%	4.83%	5.03%	5.12%	5.09%	5.23%	5.12%	5.13%	5.32%	5.64%
EFICIENCIA COMERCIAL	90.91%	87.53%	91.88%	92.52%	93.38%	90.09%	86.90%	94.62%	91.84%	93.28%	100.29%	92.80%

CONCEPTO	PLANIFICADO	REALIZADO	PROCENTAJE CUMPLIMIENTO
RECUPERACION ENERGETICA (KWH)	663.316	831.799	125,4%
RECUPERACION ECONOMICA (U.S.D.)	113.188	114.573	101,2%

Recuperación económica y energética neta, integrada gestión de servicios ocasionales.

PORCENTAJE DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA.

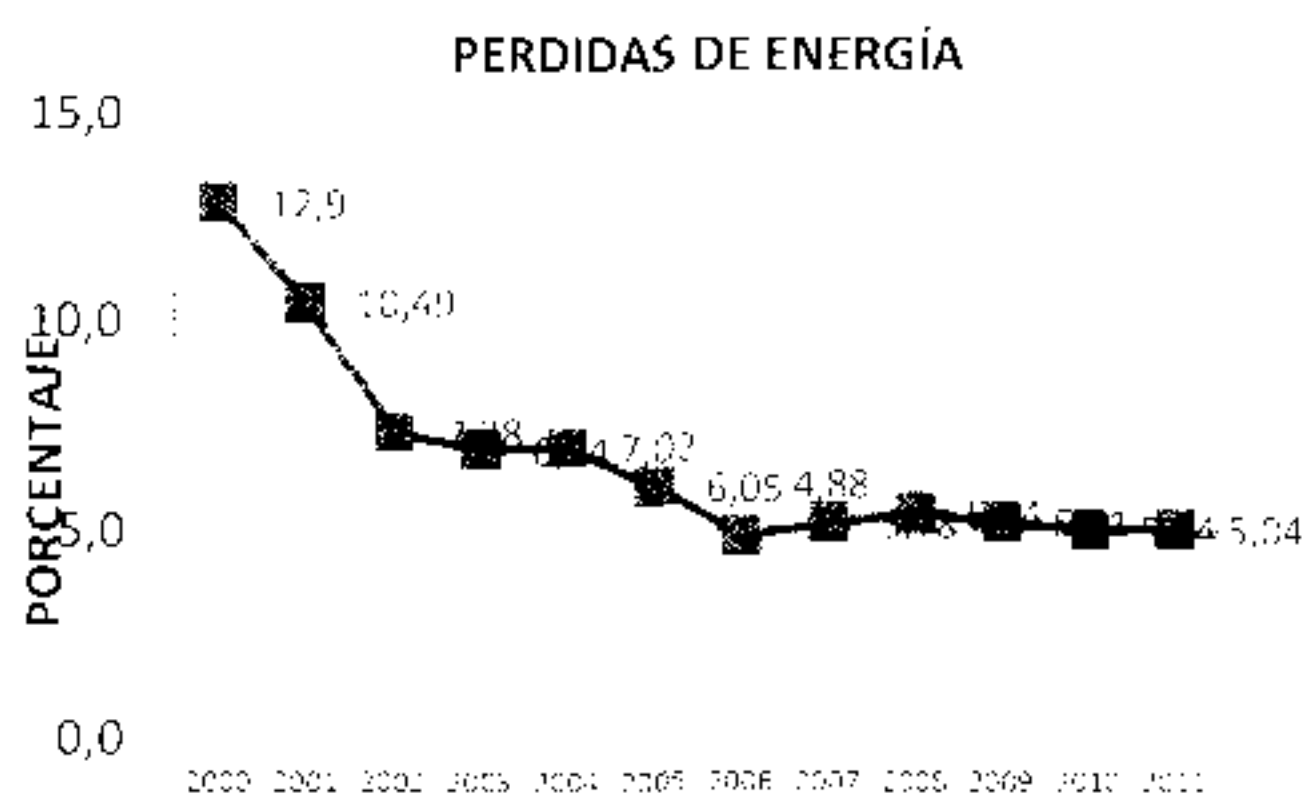
Durante el año 2011, la Empresa Eléctrica Azogues C. A. demandó un total de 97'201.063 Kwh, facturándose a los consumidores 92'304.724 Kwh, con una diferencia no facturada de 4'896.338 Kwh, que representa un porcentaje de pérdidas del 5.04 %, como se indica en el siguiente cuadro.

Pérdidas mensuales de energía

MES / AÑO	COMPRA (KWH)	VENTA (KWH)	PERDIDAS (KWH)	PERDIDAS
ene-11	8.048.635	7.801.251	247.384	3,07%
feb-11	7.181.120	6.904.380	276.741	3,85%
mar-11	8.229.470	7.743.930	485.540	5,90%
abr-11	7.820.482	7.478.519	341.963	4,37%
may-11	8.521.069	7.962.364	558.705	6,56%
jun-11	8.305.142	7.864.863	440.279	5,30%
jul-11	8.530.692	8.089.193	441.499	5,18%
ago-11	7.525.642	7.116.795	408.847	5,43%
sep-11	8.194.772	7.881.635	312.637	3,82%
oct-11	8.623.200	8.101.627	521.573	6,05%
nov-11	7.910.460	7.561.172	349.288	4,42%
dic-11	8.310.879	7.798.996	511.883	6,16%
TOTAL	97.201.063,00	92.304.725,00	4.896.339,00	5,04%

A continuación se presenta en detalle el comportamiento de las pérdidas de energía durante el período 2000-2011.

AÑO	Energía comprada (Kwh)	Energía Facturada (Kwh)	Pérdidas de Energía (Kwh)	PERDIDAS %
2.000	42.316.114	36.873.529	5.442.485	12,86%
2.001	59.314.316	53.089.332	6.224.984	10,49%
2.002	73.422.323	68.002.499	5.419.824	7,38%
2.003	77.992.490	72.576.138	5.416.352	6,94%
2.004	81.710.275	75.973.123	5.737.152	7,02%
2.005	82.390.110	77.404.666	4.985.444	6,05%
2.006	85.684.637	81.501.074	4.183.563	4,88%
2.007	88.379.597	83.800.241	4.579.356	5,18%
2.008	86.763.917	82.044.793	4.719.124	5,44%
2.009	92.797.391	87.959.431	4.837.960	5,21%
2.010	93.333.974	88.632.534	4.701.440	5,04%
2.011	97.201.063	92.304.724	4.896.339	5,04%
TOTAL	961.306.207,00	900.162.184,00	61.144.023,00	6,36%



De los resultados obtenidos se desprende lo siguiente:

Se debe mejorar en los siguientes indicadores: Conexiones del Servicio Eléctrico y del Medidor, Restablecimiento del servicio suspendido por falta de pago, Reposición del suministro después de una interrupción individual (Área Urbana); y, Satisfacción del consumidor. Además se debe sincerar el índice de atención de reclamos.

6. ASPECTOS TECNICOS

6.1. EL SUMINISTRO DEL SERVICIO ELECTRICO

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

- Calidad de servicio.
- Satisfacción de la demanda eléctrica.
- Compra de energía en base a las regulaciones vigentes.

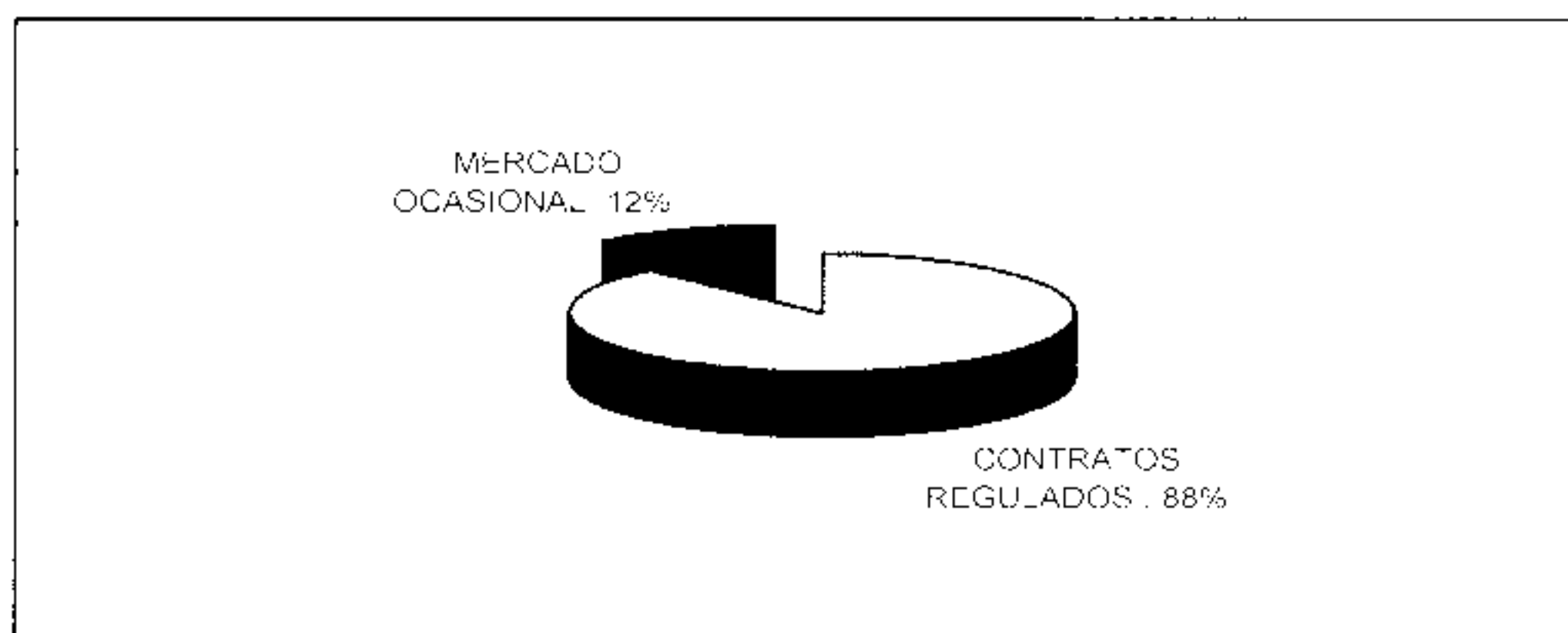
6.1.1. ABASTECIMIENTO DE POTENCIA Y ENERGIA

La demanda de potencia y energía fue cubierta por las diferentes Empresas de Generación Públicas y Privadas, mediante contratos regulados y complementarios del mercado ocasional (SPOT) incluida la importación de Colombia. 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 **97.199,776 Kwh**, que representa el **3,98 %** más que la energía demandada en el año 2010 que fue de **93.330,573 Kwh**.

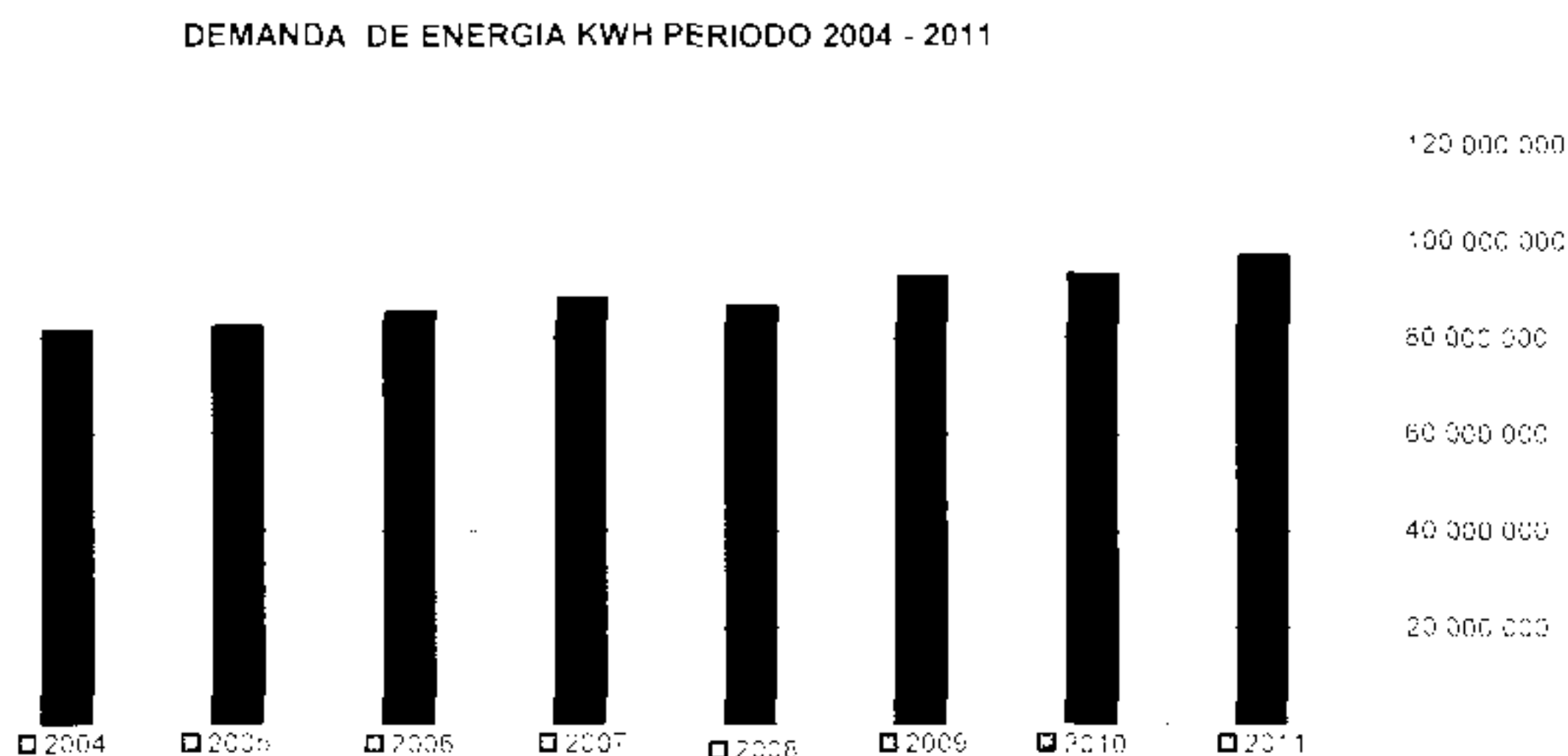
La energía comprada mediante contratos regulados fue de **85.535.802,88 Kwh**, que representó el **88 %** del total de la energía adquirida, mientras que del Mercado SPOT se demandó **11.663.973,12 Kwh** que corresponde al **12 %**.

A continuación se presenta una gráfica de la distribución de la compra de energía para el abastecimiento de la demanda.

DISTRIBUCION DE LA COMPRA DE ENERGIA AÑO 2011



En el siguiente cuadro estadístico, se representa el comportamiento de la demanda de energía en la barra de la Subestación Cuenca a partir del año 2004.



6.2. ATENCION DE LA DEMANDA ELECTRICA

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, en las que se presentan los proyectos que ejecuta la Empresa.

6.2.1. SUBTRANSMISION

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 Subtrasmisión Regional que involucra a las Empresas Centro Sur y Azogues, por lo que de acuerdo al análisis efectuado se han determinado las obras que signifiquen beneficio técnico con la menor inversión, a ser incluidas en el Plan de Expansión a implementarse.

6.2.1.1. SUBESTACIÓN AZOGUES 2

6.2.1.1.1. Estudios y diseños definitivos Electromecánicos y Obra Civil.

Se realizó la contratación con el Ingeniero Henry Méndez a través del proceso de Consultoría, para la elaboración de los estudios y diseños definitivos de las Obras Cíviles,

el mismo que por convenir a los intereses de la Empresa se dio por terminado por mutuo acuerdo el 23 de febrero 2012 mediante Acta de suscrita entre las partes.

Posteriormente se volvió a contratar con la firma JOP INGENIERÍA ELÉCTRICA luego del proceso correspondiente para 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, suscribiéndose el contrato No. 070-AJ-2012. Los montos de contratación se presentan en el Avance Financiero.

6.2.1.1.2. Adquisición de Equipos.

Luego del proceso de Subasta Inversa Electrónica respectivo se efectuó la contratación del suministro del Equipo Primario para la Subestación Azogues 2 con la firma QUEMCO mediante contrato No. 146-AJ-2011 del 20 de diciembre de 2011. Los recursos fueron transferidos en el mes de diciembre de 2011 a través de oficio N° 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.

Los 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, contrato No. 070-AJ-2012, con la firma JOP INGENIERÍA ELÉCTRICA, registran un monto de US\$ 41,500.00.

6.2.1.1.3. Avance Financiero.

La contratación de los Estudios Definitivos Electromecánicos, Obras Civiles y Elaboración de Pliegos para la Ejecución de la Subestación Azogues 2 con el Ing. Henry Méndez, se realizó mediante contrato No 085-AJ-2011 del 30 de junio de 2011 por el valor de US\$14,250.00, de los cuales se canceló US\$9,500.00 correspondientes a la liquidación por terminación por mutuo acuerdo.

El valor de la contratación del suministro del equipo primario con la firma QUEMCO es de US\$615,000.00. Se entregó el anticipo de US\$413,280.00 correspondiente al 60% del monto total del contrato con IVA. Se ha cumplido el plazo para la entrega de los equipos, por lo que al momento se encuentra en fase de recepción.

6.2.2. PLAN DE CONTINGENCIA

6.2.2.1. 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 de acuerdo al nuevo Plan de Expansión de la Subtransmisión de las Empresas Centrosur y Azogues se

realizarán interconexiones en las subestaciones Azogues 2 y Nº 9 respectivamente, lo que vendrá a solucionar la contingencia que se planteó en primera instancia.

6.2.2.2. Línea de 69KV Subestación Cuenca – Subestación Azogues 1.

Ante la emergencia presentada por los deslizamientos de tierra a causa de la época invernal que afectaron a las estructuras de la línea de subtransmisión desde la Subestación Cuenca hasta la Subestación Azogues 1 en el mes de diciembre de 2011 y que produjo la interrupción del servicio eléctrico por períodos considerables, se realizaron obras de reparación de la línea y reubicación de estructuras por montos de US\$10.250,00 para el sector de Zhizhiquín con contrato Nº 002-EEA-AJ del 4 de enero de 2012 y por US\$58.962,64, con contrato Nº 059-AJ-2012 para el sector de Llaao, ambos con la firma JOP ELECTRIC.

6.2.3. DISTRIBUCION

A continuación se realiza una descripción de cada uno de los componentes de inversión que conforman la etapa funcional de Distribución.

6.2.3.1. Electrificación Urbana.

6.2.3.1.1. Cambio de red de distribución, centro urbano de Azogues-Redes subterráneas Etapa I.

Obras Civiles.- En la primera etapa que comprende la zona del centro urbano de Azogues, delimitada por las calles Juan Bautista Cordero al Norte, General Enríquez al sur, Bolívar al este y la Avenida 24 de Mayo al oeste, se concluyó las obras civiles contratadas con la firma HEINGSO, y se encuentra en etapa de legalización del acta de recepción definitiva.

Montaje Electromecánico.- Mediante el proceso de Cotización se realizó la contratación del Montaje electromecánico con la firma PRT, con la finalidad de realizar el montaje en las cabinas de los equipos de medio y bajo voltaje, el tendido de los conductores subterráneos, desmontaje de la red aérea, pruebas y puesta en operación. El contrato correspondiente Nº 134-AJ-2011 se suscribió el 21 de noviembre de 2011. La obra se energizó el 18 de mayo de 2012. Se encuentra legalizada el acta de recepción provisional con fecha 4 de septiembre de 2012, y la definitiva según lo estipulado en el contrato, se la realizará en marzo de 2013. Al momento el Consorcio contratista se encuentra realizando las tareas relacionadas con el mantenimiento y garantía técnica.

Avance Financiero.- El valor invertido por concepto de construcción de obras civiles asciende a US\$1,249,041.60, incluido el IVA, con corte a Diciembre de 2011. Al momento el valor ejecutado por este concepto alcanza el monto de US\$1,262,093.58 y por Fiscalización Civil US\$51,880.19.

El montaje electromecánico se contrató en US\$326.470.36, con un anticipo del 50% del contrato, es decir, US\$158.603.46 y con un plazo de entrega de 150 días calendario. El costo total del Montaje Electromecánico al momento se encuentra en US\$397,359.31, incluido costo más porcentaje, reajuste y el IVA.

El total del proyecto Redes Subterráneas del Centro Urbano de Azogues a la fecha incluyendo Obras Civiles, Fiscalización Civil, Materiales, Montaje Electromecánico, Ingeniería y Administración y rubros adicionales, considerando el IVA, alcanza el valor de US\$3,044,134.37.

6.2.3.2. Electrificación Rural y Urbano Marginal

El programa de inversiones fue estructurado de la siguiente manera:

6.2.3.2.1. Programa de Obras FERUM 2011.

Adquisición de materiales y equipos.- Para este propósito se ejecutaron diferentes procesos bajo la modalidad de Subasta Inversa Electrónica e Ínfima Cuantía, con el fin de comprar los equipos y materiales, enmarcados dentro de los procesos de Compras Públicas, logrando una disminución de los costos de los mismos.

Mano de obra calificada.- Se realizó la contratación de la mano de obra calificada con profesionales de la Ingeniería Eléctrica, a través de procesos de Menor Cuantía.

Avance Financiero.- Con el sobrante de la liquidación del FERUM 2008 y FERUM 2010, se realizó la adquisición de equipos y materiales con un presupuesto referencial de US\$. 756,765.00, sin embargo, luego de realizar los procesos de compras públicas se utilizó solamente la cantidad de US\$547,472.75, lo que representa una disminución del costo del 27.66% del valor referencial.

La mano de obra de los 10 proyectos se financió con fondos propios de la Empresa hasta recibir la respectiva transferencia por parte del Ministerio de Economía para este propósito. A pesar de que estos contratos fueron realizados en el mes de diciembre de 2011, los anticipos por un monto de US\$213,022.80 se entregaron el mes de enero de 2012 y se encuentran al momento en etapa de legalización de actas de entrega recepción.

6.2.3.3. Extensiones de red secundaria

Se efectuó la incorporación de nuevos abonados de los sectores rurales y urbanos marginales al Sistema de Distribución, sin embargo, debo manifestar que la atención de varios de los requerimientos de los usuarios se retrasaron por la demora en la entrega de los materiales por parte de los proveedores, pues no lo realizaron en los plazos previstos

y en otros casos los procesos de adquisición se declararon desiertos, debiendo ser nuevamente retomados.

Avance financiero.- El presupuesto para suministrar el servicio a nuevos abonados durante el año 2011 se planificó con un monto de US\$59,240.00. Se ha ejecutado el valor de US\$25,247.89 para incorporar a 54 nuevos usuarios, lo que representa un porcentaje del 42.61% de lo previsto para ese año.

6.2.3.4. Remodelación y Ampliaciones de Redes

Se efectuó con el propósito de incorporar a nuevos abonados, aplicando la orden de trabajo para las ampliaciones y remodelaciones de redes en los sectores rurales y urbanos marginales. El proyecto consistió en suministrar el servicio a 26 nuevos abonados, para lo que se requirió la implementación de redes de distribución primaria, secundaria y estaciones de transformación para los sectores de Sigsipamba, Jacarín, Virgenpamba, El Carmen, El Rosal del Carmen, Macas, La Ferroviaria, Solano, Nudpud y Zhullín Alto.

Avance financiero.- El presupuesto programado para el año 2011 fue de US\$ 60,680.00, de los cuales se ha ejecutado un monto de US\$24,854.95, lo que representa un porcentaje del 40.96%.

6.2.3.5. Estudios y diseños de ampliación y remodelación de redes en diferentes sectores.

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: Guabizhún, Manantial, Ayancay, Playas de Ayancay, Biblicay, centro de Luis Cordero, Zhindilig, Santa Marianita, Cristo Rey II, Jacarín, El Zaguán, Rumiloma, La Pirámide II, Guapán Quinoa, Buil Chacapamba, Cruz Blanca y Guangras.

Avance financiero.- El presupuesto considerado para la ejecución de los estudios y diseños fue de US\$40,000.00, sin embargo, se ejecutó el valor de US\$35,588.56, que representa el 88.97%, mediante este medio la Empresa implementa el banco de proyectos a considerarse en los programas FERUM y PMD futuros.

6.2.3.6. Alimentador Trifásico Mazar – S/E Zhoray.

Mediante convenio firmado con CELEC EP Transelectric, se realizó la construcción de un Alimentador Trifásico desde Mazar hasta la Subestación Zhoray.

Avance financiero.- El presupuesto considerado para la ejecución de la obra fue de US\$. 45,151.90 sin embargo, se lo realizó por el valor de US\$58,764.50 debido a trabajos complementarios de obras civiles y montaje de redes subterráneas.

6.2.3.7. Alumbrado Público.

6.2.3.7.1. Alumbrado Público – FERUM 2011

Adquisición de materiales y equipos.- Se ejecutaron diferentes procesos bajo la modalidad de subasta inversa electrónica, con el propósito de comprar los equipos y materiales, enmarcados dentro de los procesos de Compras Públicas.

Mano de obra calificada.- Se contrató la mano de obra calificada con profesionales de la Ingeniería Eléctrica, dentro de los procesos de menor cuantía.

Avance Financiero.- La mano de obra de los 10 proyectos se financió con fondos propios, hasta la recepción de la respectiva transferencia. Si bien ésta fue contratada en el mes de diciembre de 2011, los anticipos se entregaron en el mes de enero del 2012 por un monto de US\$89,523.00, valor que se incluye dentro del contrato de montaje de redes eléctricas y que se encuentran al momento en etapa de legalización de actas de entrega recepción.

6.2.3.7.2. Estudios y diseños de Ampliación de Alumbrado en diferentes sectores.

Se contrató los servicios profesionales mediante procesos de consultoría modalidad de contratación directa para que se realicen los estudios y diseños eléctricos para la mejora y ampliación de Alumbrado Público en los sectores: Ciudadela del Chofer hasta Chiturco y de la vía San Francisco – Señor de Flores, debiendo indicar que este último proceso se declaró desierto por inconvenientes en el portal de compras públicas.

Avance financiero.- El presupuesto considerado para la realización de todos los estudios y diseños fue de US\$10,000.00. Se ejecutó el valor de US\$3,538.59, lo que representa el 35.38%.

6.2.3.8. Estudios particulares.

En el año 2011 profesionales particulares han presentado y se han aprobado 69 estudios y diseños eléctricos, en los cuales se consideran urbanizaciones y diferentes tipos de edificaciones en toda el área de concesión de la Empresa.

6.2.3.9. Obras particulares.

Durante el año 2011 se han aprobado y construido 11 obras particulares, entre las cuales se destacan diseño y construcción de urbanizaciones, proyectos de iluminación exteriores y estaciones de transformación para diferentes usuarios como radiodifusoras, servidores de telefonía móvil, edificaciones, etcétera.

En resumen, durante el ejercicio económico del año 2011, se ejecutó US\$1,810,081.18, lo que representa un porcentaje del 60% del total programado que fue de US\$ 3,020,261.48, esto se debe a que para el año 2012 se deberán liquidar los montos correspondientes a los contratos de mano de obra calificada para la ejecución de los proyectos FERUM 2011; por otro lado, no se han realizado otros proyectos en su totalidad, como por ejemplo, la Subestación Azogues 2, ya que de éste solamente se ha entregado el 60% del valor del anticipo por el suministro del equipo primario, quedando el 40% del monto complementario por entregar, luego de la recepción en el 2012.

El cuadro explicativo con el resumen del cumplimiento de los proyectos de inversión, se detalla a continuación:

CUMPLIMIENTO DE LOS PROYECTOS DE INVERSIÓN AÑO 2011				
ETAPA FUNCIONAL	VALOR PRESUPUESTO	VALOR EJECUTADO	% CUMPLIMIENTO	OBSERVACIONES
SUBTRANSMISION				
Subestación Azogues 2				
Estudios electromecánicos y obras civiles	14250.00	9500.00	67%	Desierto
Adquisición del equipo primario	1000000.00	413280.00	41%	Valor del anticipo
Variante en la línea subtransmisión	36000.00	11250.00	35%	Trabajos reparación emergentes
DISTRIBUCION				
Redes Subterráneas centro de Azogues				
Construcción de obras civiles	1115215.71	1115215.71	100%	Concluido
Montaje Electromecánico	326000.00	163000.00	50%	Anticipo contrato en 2011
Obras Ferum 2011				
10 Proyectos	953343.00	636995.00	65%	
Ampliaciones de red				
Extensiones de red secundaria	58240.00	25248.00	43%	54 nuevos abonados
Remodelaciones y ampliaciones	50680.00	24854.55	41%	Varios sectores
Estudios y diseños de ampliaciones	40000.00	35588.55	89%	Varios sectores
Alimentador Trifásico Mazar- S/E Zhoray				
Diseño y construcción	45151.00	58764.50	130%	Trabajos complementarios
Ampliaciones de Alumbrado Público				
Diferentes sectores	37000.00	13455.00	36%	Fondos propios institución
Estudios y diseños de alumbrado	10000.00	3538.59	35%	Un proceso desierto
	3720880.61	2510700.31	67%	

6.3. SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO

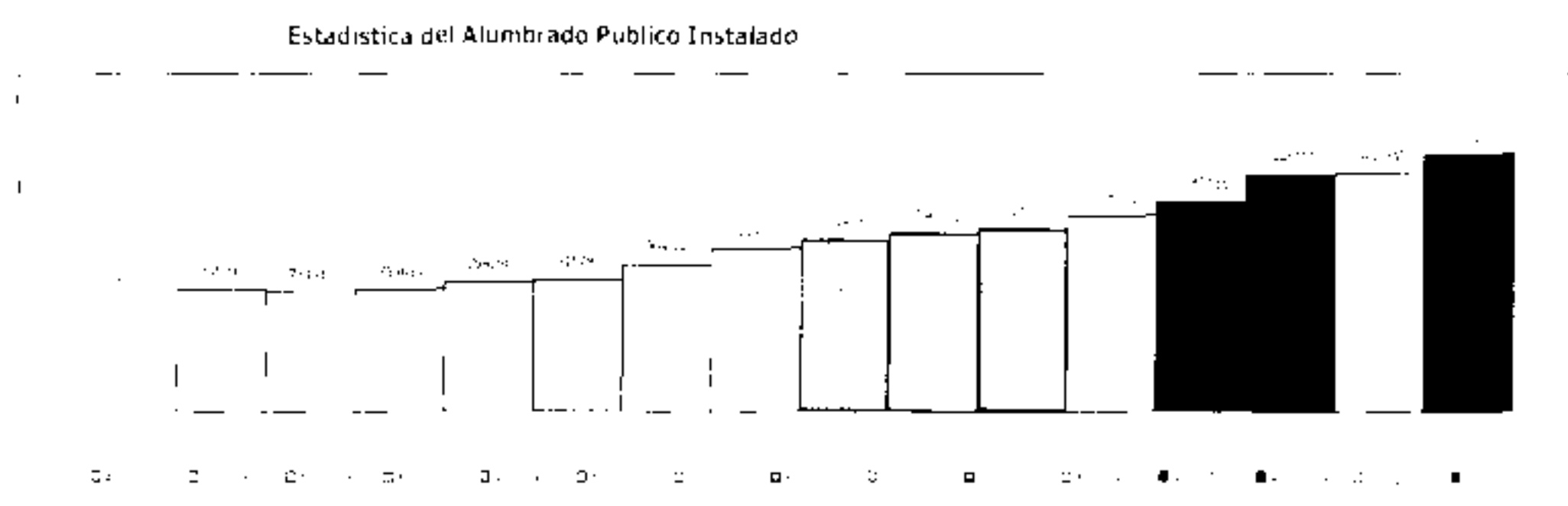
Para contribuir al mejoramiento de calidad de vida y seguridad ciudadana, se realizaron ampliaciones de alumbrado público en función de los materiales disponibles en bodega y en los proyectos del Programa FERUM que disponían de financiamiento específico.

La potencia instalada en alumbrado público al término del año 2011, alcanzó 1'580.140 KW, lo que comparado con la potencia del año 2010 que fue de 1'458.845 KW, representa un incremento de 121.295 KW.

El número de equipos de iluminación instalados y en operación a diciembre de 2011, asciende a 10.847, lo que comparado con los del año 2010 que fue de 10.107, representa un incremento de 740 luminarias y un crecimiento de la carga instalada por concepto de alumbrado público del 7.67%.

La ejecución de los programas de mantenimiento e inversiones permitieron el mejoramiento del servicio de alumbrado público tanto en el área urbana como en el área rural, sin embargo de ello no fue posible atender todos los requerimientos de la comunidad. 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.

Para una mayor ilustración a continuación se presenta el detalle del número y tipo de equipos de iluminación instalados así como la estadística del crecimiento de la carga instalada en alumbrado público desde el año 1997 hasta el año 2011.



6.4. LA CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO

6.4.1 Frecuencia y Tiempo de interrupciones

*En el año 2011, se presentó un notable aumento en los índices de interrupción, así la Frecuencia media de interrupción por KVA instalado -FMIK-, alcanzó un valor de **13.37** superando en casi 5 puntos al registrado en el año 2010 que alcanzó un valor de **8.8**.*

*Por otra parte, el índice TTIK o tiempo total de interrupción de servicio por KVA instalado, también aumentó considerablemente a un valor de **34.71** superando también en casi 17 puntos con respecto al alcanzado en el año de 2010 que fue de **15.82**.*

El gran incremento en estos índices de interrupción durante el año 2011, se debe a las desconexiones de la línea de 69 KV entre las subestaciones Cuenca y Azogues durante los meses de mayo y junio por fallas transitorias y otras suspensiones programadas por mantenimiento correctivo, necesarias para estabilizar y reubicar tres estructuras de la línea que se deslizaron por lluvias excesivas en el sector de Zhizhiquin durante el mes de diciembre.

Los Índices de interrupción de servicio a nivel de alimentadores primarios, es decir, la frecuencia y el tiempo de interrupción de servicio, están próximos a los establecidos por la Regulación CONELEC 04/01, a excepción del alimentador 123 que presentó grandes problemas operativos por lluvias excesivas que desestabilizaron estructuras de la línea de media tensión en los sectores de Cojitambo y Déleg.

Para una mejor ilustración se presenta a continuación el comportamiento de los Índices de Interrupción mes a mes para cada alimentador y el total acumulado para el Sistema de Distribución durante el año 2011, así como los límites que deben cumplir cada uno los alimentadores de acuerdo a los requerimientos establecidos en la Regulación CONELEC 04/001.

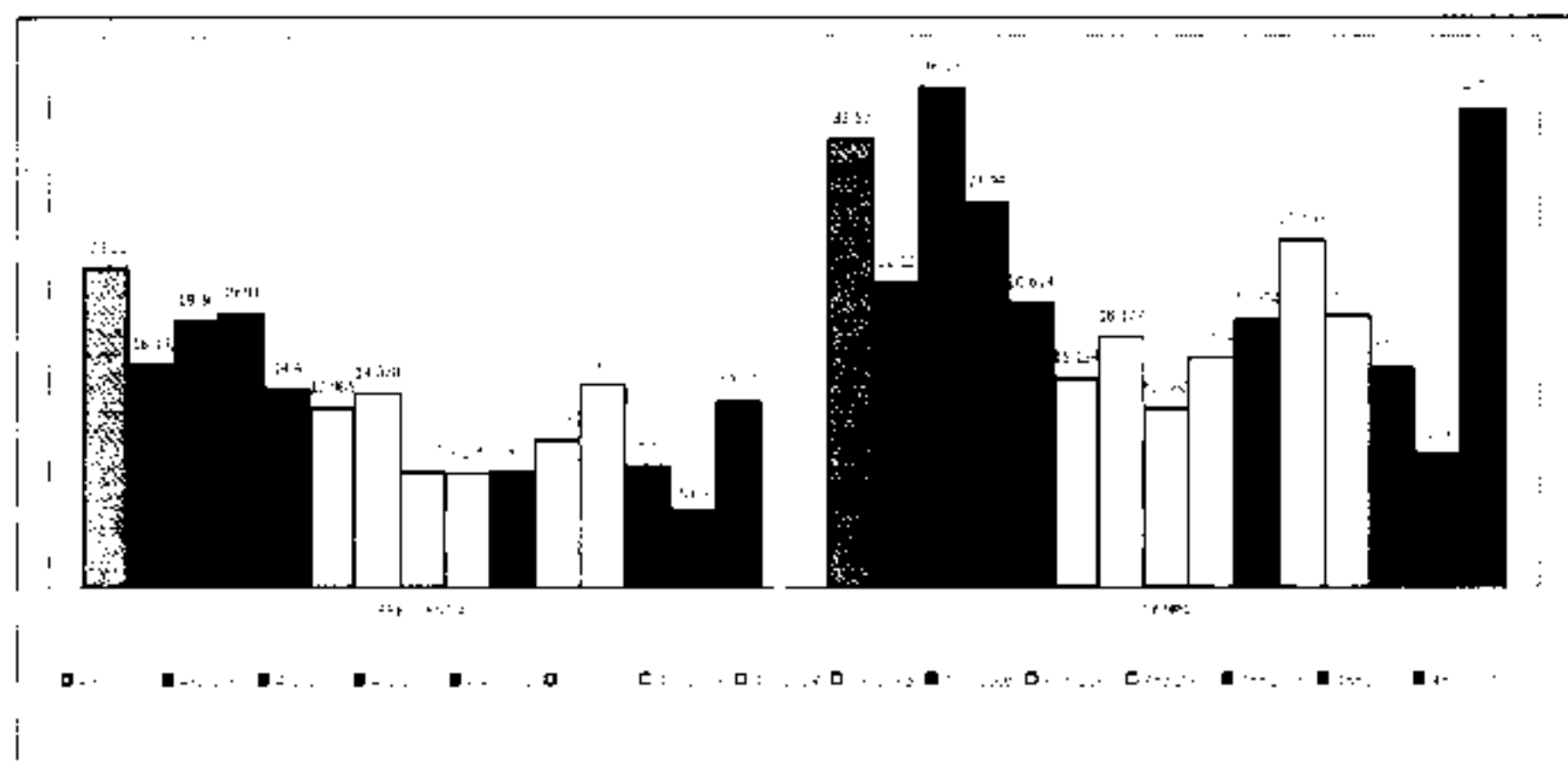
JEFATURA OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO
INDICES DE INTERRUPCION DURANTE EL AÑO 2011

PARTE DEL SISTEMA	SISTEMA DE DISTRIBUCION		ALIMENTADOR 121		ALIMENTADOR 122		ALIMENTADOR 123		ALIMENTADOR 124	
	Interrupciones	Horas	Interrupciones	Horas	Interrupciones	Horas	Interrupciones	Horas	Interrupciones	Horas
Enero	0,458	0,8223	0,333	0,6407	0,430	0,6247	1,309	2,3221	0,087	2,1289
Febrero	0,368	0,7293	0,28	0,4902	0,66	0,8690	0,268	0,5115	0,053	1,0516
Marzo	0,731	1,7567	0,29	0,5806	0,141	0,1936	1,391	2,8748	0,017	0,0361
Abril	1,634	11,361	0,633	1,9272	0,23	0,3010	2,613	5,3129	0,034	0,0271
Mayo	2,319	0,7131	0,392	1,5817	0,167	0,2489	0,951	1,4016	0,057	0,0331
Junio	0,236	0,3333	0,132	0,4314	0,301	0,3169	0,65	0,4712	0,165	0,1543
Julio	1,179	1,3477	1,241	11,112	0,232	0,3792	0,083	0,2228	0,103	0,1142
Agosto	0,466	0,5111	0,343	0,7687	1,854	0,8410	0,226	0,2985	0,034	0,2230
Septiembre	0,741	1,0922	0,346	0,7332	0,456	0,8762	3,184	5,1143	0,087	1,1269
Octubre	1,223	1,7725	0,136	0,5268	1,818	2,446	2,667	3,7268	0,123	0,3468
Noviembre	1,787	1,3581	0,638	1,8269	0,526	0,8622	4,525	1,3739	0,121	0,2539
Diciembre	5,757	24,073	2,795	8,2467	0,381	1,032	1,724	1,9828	0,021	0,0242
TOTAL	13,37	34,7152	8,00	14,44	6,20	9,08	18,29	25,71	1,24	1,47
Límites	4,00	8,0	6,00	18,00	6,00	18,00	6,00	18,00	5,00	10,00

Analizando las bases de datos de las suspensiones de servicio, se tiene que aproximadamente el 42% de las interrupciones son de origen programado y el 58% corresponden a interrupciones de origen forzado, para los alimentadores primarios no se incluyeron las suspensiones de servicio totales a nivel de la Subtransmisión, éstas fueron acumuladas para todo el Sistema de Distribución.

Una estadística del comportamiento de los índices desde el año 1997 se muestra a continuación.

ESTADÍSTICA DE LOS INDICES DE INTERRUPCION

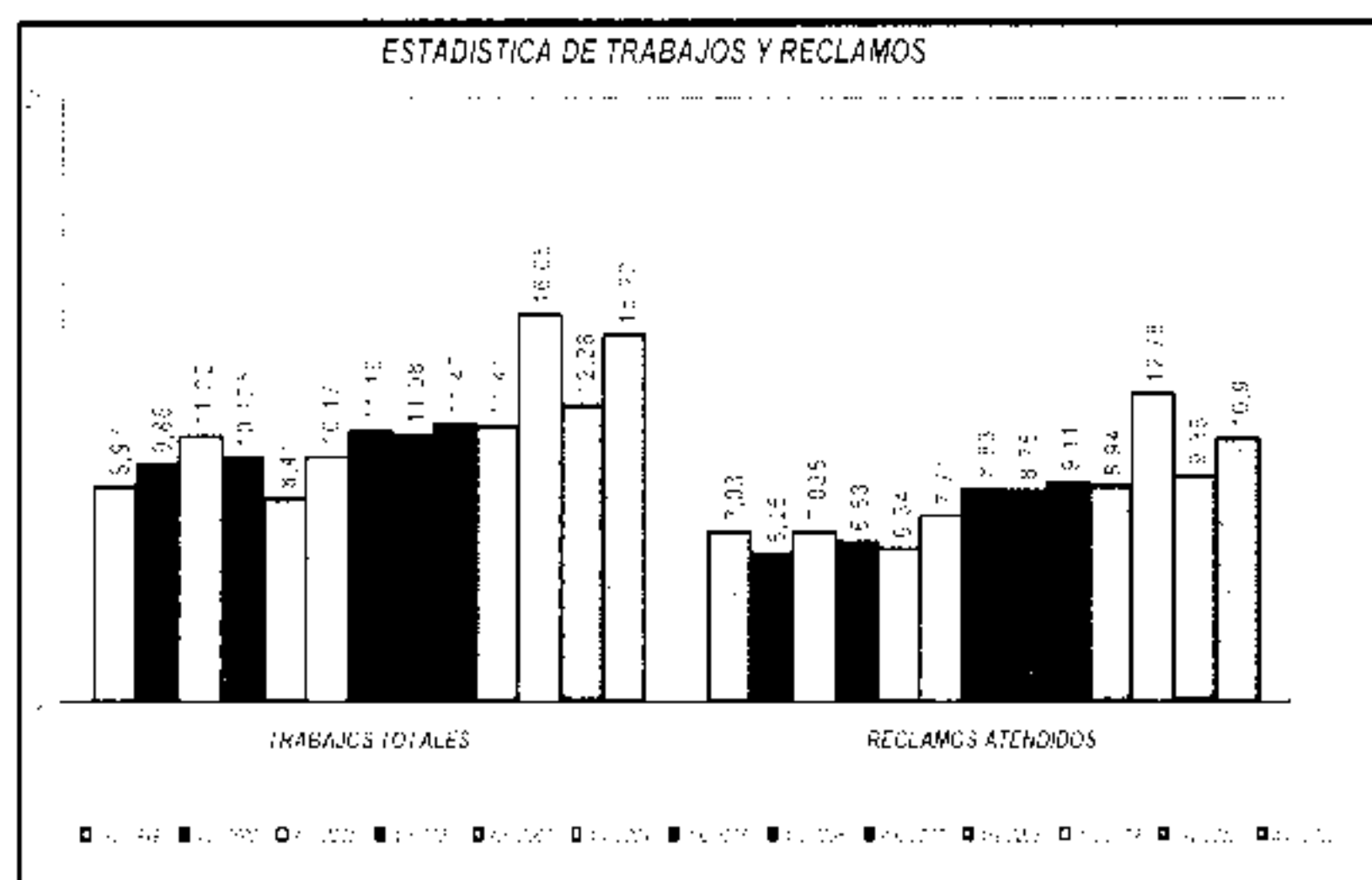


6.4.2 Atención de reclamos y registro de información.

El desempeño de atención a los reclamos que los usuarios presentan por desperfectos o ausencia del servicio, se evalúa mediante el valor promedio diario de los TRABAJOS REALIZADOS para reparar la red de distribución y de RECLAMOS ATENDIDOS por falta de servicio. Estos miden la actividad del desempeño del personal operativo mediante el registro de los informes de trabajos diarios que son proporcionados por los jefes de turno y de cuadrillas que son ingresados a una base de datos propia del departamento, esta base de datos es analizada a finales de cada mes, para de esta forma determinar los rendimientos diarios.

Para el año 2011, los trabajos realizados alcanzan un valor promedio de **15.22** trabajos al día, mientras que en el año 2010 se registró solamente **12.28**. Por otra parte el número de reclamos atendidos por variaciones de tensión y falta de servicio fue de **10.9** promedio al día, mientras que en el año 2010 fue **9.36**.

El siguiente cuadro, muestra el comportamiento de los Indicadores de Trabajos y Reclamos, desde el año 1999.



6.5. LA CALIDAD DEL PRODUCTO

Para el monitoreo de los parámetros requeridos en el análisis de la calidad del producto de la Onda de Voltaje en los diferentes puntos de entrega del Sistema de Distribución, se han utilizando generalmente entre 5 y 6 equipos de medición: 2 Memobox 300 y 2 fluke 1744, un Fluke 1760 y se adquirió un fluke 1754, para reemplazar al equipo Topas 1000 que fue dado de baja por no haber repuestos para estos equipos.

Por lo anteriormente descrito, durante el 2011 se han logrado realizar las siguientes mediciones exitosas: 12 para la barra de distribución de la subestación Azogues 1, 59 mediciones en transformadores de distribución, 90 mediciones en usuarios de baja tensión y 9 mediciones en usuarios de media tensión, que representan aproximadamente un 94% de lo requerido en la regulación CONELEC 04/01.

En el cuadro siguiente, se muestra el comportamiento de los parámetros que han sido evaluados durante el año 2011 y que son requeridos por la norma como: nivel de Voltaje de la barra de la Subestación Azogues 1, de los transformadores de distribución y de los usuarios de baja tensión; Flicker de corta duración Pst, factor de distorsión armónica de la onda de voltaje THD en transformadores de distribución y el factor de potencia entregado a los usuarios de media y alta tensión.

MEDICIONES DE CALIDAD DEL PRODUCTO DE LA ONDA DE VOLTAJE DURANTE EL AÑO 2011

MES	NIVEL DE VOLTAJE (V)			FLIKER (Pst)	THD	F. POTENCIA
	BARRA 22 KV	TRAPOS	U. BAJO VOLTAJE	TRAPOS	TRAPOS	MEDIA TENSION
ENERO	1	5	10	5	5	1
FEBRERO	1	5	11	5	5	1
MARZO	1	5	8	5	5	1
ABRIL	1	5	6	5	5	0
MAYO	1	5	8	5	5	1
JUNO	1	5	7	5	5	1
JULIO	1	5	7	5	5	1
AGOSTO	1	5	8	5	5	1
SEPTIEMBRE	1	5	7	5	5	1
OCTUBRE	1	5	8	5	5	1
NOVIEMBRE	1	4	7	4	4	0
DICIEMBRE	1	5	3	5	5	0
TOTAL MEDICIONES	12	59	90	59	59	9
INCUMPLIMIENTOS	1		6	4	1	5
% DE CUMPLIMIENTO	92%	100%	93%	93%	98%	44%

Los análisis de las bases de datos obtenidos han sido debidamente realizados, 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 SISDAT, que es un software elaborado por el CONELEC para este propósito.

6.6. EXPANSION DEL SISTEMA ELECTRICO

6.6.1. LONGITUD EN LINEAS DE SUBTRANSMISION

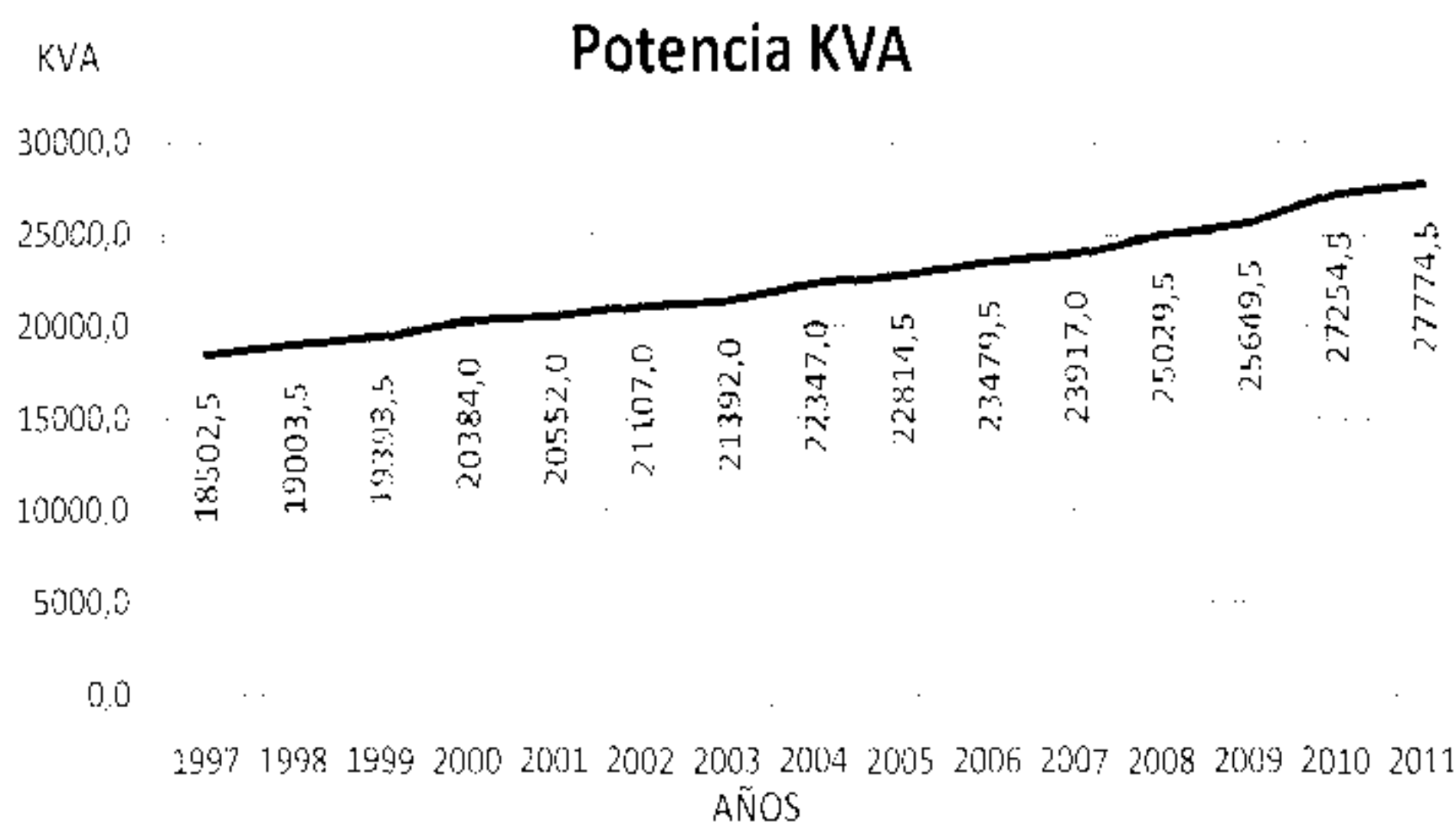
La longitud de líneas en operación de 26.8 Km se mantuvo constante en el año 2011.

6.6.2. LONGITUD DE LINEAS DE DISTRIBUCION

A diciembre del 2011 se disponen de 666.03 de Km de red de media tensión que comparando con la longitud del año 2010 de 623.87 Km existe un incremento del 6.75%.

6.6.3. CAPACIDAD Y NÚMERO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

A diciembre del año 2011 la capacidad instalada por transformadores de distribución es de 27.774,5 KVA, que comparada con la capacidad del año 2010 de 27.254,5 KVA, existe un incremento del 1.9%. En lo que tiene que ver con el número de unidades en operación, se incrementó de 1.298 del año 2010 a 1.347 para el año 2011, es decir el 7.62%. El detalle estadístico de la evaluación de la potencia instalada desde el año 1997 hasta la fecha, se presenta en el siguiente cuadro resumen:



6.6.4. LONGITUD DE REDES DE BAJA TENSION

A diciembre del año 2011, la longitud en redes de baja tensión alcanza a 1.110.78 Km. que respecto a la longitud de red de baja tensión del año 2010 de 1.055.52 Km. se obtuvo un incremento del 5.23%.

6.6.5. CARGA INSTALADA EN ALUMBRADO PÚBLICO

Durante el año 2011 la carga total en alumbrado público se incrementó a 1.580 KW, que comparada con la del año 2010 que fue de 1.445,76 KW, presenta un incremento de 143.5 KVA o sea del 9.3%.

El número de equipos de iluminación instalados es de 10.847.

6.7. DESCRIPCION DEL PROGRAMA EJECUTADO.

A continuación se describen las actividades más significativas que fueron ejecutadas por las Jefaturas de Ingeniería y Construcción, Operación y Mantenimiento e Inventarios y Avalúos.

6.7.1. GESTION INGENIERIA Y CONSTRUCCION.

Consideró la dirección, coordinación, supervisión, fiscalización y liquidación del programa de obras del Presupuesto de Inversiones Año 2011, así como la supervisión y fiscalización de las obras financiadas exclusivamente por clientes.

Las actividades de construcción de obras implican una serie de procedimientos desde la actualización de diseños, replanteos, elaboración de Pliegos para la adquisición de materiales, administración de contratos de materiales y mano de obra, hasta la puesta en operación y liquidación de cada una de las obras.

En el año 2011, se aprobaron 52 estudios y diseños eléctricos presentados por profesionales de la Ingeniería Eléctrica en libre ejercicio. Mientras que se fiscalizó y recibió 9 obras eléctricas de particulares para nuevos usuarios de la Empresa.

6.7.2 GESTION OPERACION Y MANTENIMIENTO.

Consideró la planificación, organización, ejecución, supervisión y fiscalización de las actividades de operación y mantenimiento de 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.

Las actividades más relevantes de la Jefatura fueron:

6.7.2.1. 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 los trabajos de reparación involucraron graves daños que necesitaron más personal y recursos.

6.7.2.2. Mantenimiento Preventivo

De entre las acciones de mantenimiento preventivo más importantes que han sido realizadas, puede destacarse 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. El grupo de trabajo de energizados mediante el monitoreo con termografía, determinó potenciales puntos de falla e intervino en su solución sin la necesidad de desconectar primarios o transformadores de distribución, lo que implica no suspender el servicio a la zona intervenida.

Complementariamente durante los fines de semana, cuando el personal de turno no tuvo reclamos por falta de servicio, se procedió a la revisión de los transformadores y red de baja tensión para realizar ajustes en bases, bajantes y conectores o realizar tareas de desbroce de la red secundaria.

6.7.2.3. Reubicación de Postes y Líneas

Otros trabajos dignos de mencionar son aquellos realizados por la cuadrillas de mantenimiento, cuando previa inspección coordinada por la Jefatura, procedieron a realizar las reubicaciones de postes y redes de distribución ubicadas cerca o sobre las casas en construcción, o por apertura y ampliación de Vías públicas solicitadas por los distintos organismos como el MOP, Municipio y Gobierno Provincial.

6.7.2.4. Otros trabajos

La administración de la calidad de servicio técnico y del producto así como del mantenimiento preventivo de transformadores, se realiza a través del software desarrollado para el propósito en lenguaje de programación Fox Pro para Windows.

Los informes del personal que trabaja para esta Jefatura han sido realizados mensualmente en el programa "Personal", remitidos regularmente al departamento financiero, detallando las diferentes actividades realizadas, clasificadas por orden de trabajo y etapas de funcionamiento.

6.6.3. GESTION INVENTARIOS Y AVALÚOS

Las principales actividades desarrolladas fueron:

- Inventario de Bodega correspondiente al año 2010.
- Levantamiento de la información mediante el Sistema de Información Geográfica GIS, requerido por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, el mismo que al 31 de diciembre del 2011, presentó un avance del 90%
- Ingreso de la información proporcionada por los contratistas a la Geodatabase con la nueva simbología del comité de homologación del MEER.
- Inspección y valoración de materiales en estado malo.
- Inventario de postes utilizados por las compañías de televisión por cable CNT-Cañar y ETAPA.
- Configuración del servidor GIS y armado de red interna LAN para la conectividad entre el servidor y estaciones de trabajo de la Unidad de Inventarios y Avalúos.
- Participación en los Comités de Homologación de Unidades de Propiedad y de Gestión Geográfica del proyecto SIGDE, liderado por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.
- Participación en el comité SCADA/OMS/DMS para la actualización de información enmarcada en el proyecto SIGDE.
- Participación en el Proyecto SIGDE.
- Capacitación al personal interno y contratistas FERUM para la utilización de manejo de GPS, uso de Pathfinder y del visualizador de la Geodatabase y realización del instructivo correspondiente.

- *Elaboración de pliegos para adquisición de software ARCFM para obtener la información referente de los datos ingresados en el GIS y pliegos para la contratación del levantamiento de información de medio y bajo voltaje y puntos de carga a nivel de usuario de toda el área de concesión.*

7. CONCLUSIONES

Para satisfacer la demanda eléctrica con oportunidad y proporcionar un servicio de calidad y seguridad, se debe ejecutar un programa de inversiones que incorpore obras que deben entrar en operación a finales del año 2013, como: la Subestación Azogues 2 y las Líneas de Subtransmisión correspondientes.

De las obras en distribución más significativas, para el programa FERUM 2011 se han elaborado pliegos y adquirido todos los materiales, mientras que las obras civiles para las redes subterráneas del centro urbano de Azogues, Etapa I se concluyeron en su totalidad.

Los índices de calidad del servicio técnico expresados a través de la Frecuencia Media de Interrupción (FMIK) y Tiempo Medio de Interrupción (TTIK) aumentaron considerablemente y superaron los límites máximos permisibles establecidos en la Regulación CONELEC 04/01 para el Sistema de Distribución, lo que se debió al prolongado invierno que soportó la región en los últimos meses del año y que desestabilizaron las estructuras de la línea de subtransmisión y provocaron prolongadas suspensiones de servicio.

La Calidad de Producto, que se suministra a los usuarios cumplió en un 94% los parámetros establecidos en la Regulación CONELEC 04/00, ya que existen problemas de bajo voltaje, a nivel de usuario de baja tensión, mientras que en varios transformadores de distribución se han detectado problemas de flicker de corta duración y factor de distorsión armónica THD que superan la norma; por otro lado en la mayoría de los usuarios de media tensión se han detectado problemas de bajo factor de potencia.

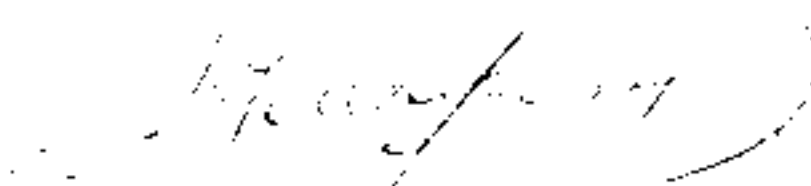
8. RECOMENDACIONES

- *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.*
- *De acuerdo a la liquidez con que cuenta la Compañía, ésta 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, 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.

- *La Compañía tiene que reestructurarse de acuerdo con la nueva Ley de Empresas Públicas, que se encuentra vigente a partir del 16 de octubre de 2009.*
- *Es necesario continuar con las acciones emprendidas para fortalecer el sistema de subtransmisión, mejorar la confiabilidad, calidad y continuidad del servicio, mediante la construcción de un anillo de subtransmisión a 69KV u otras opciones contempladas por el Ministerio en sus planes de expansión, fundamentalmente se debe emprender en la construcción de la Subestación Azogues 2 que permitirá mejorar la operación en 69 KV y ampliar la capacidad de transformación.*
- *Se debe continuar con la gestión del cambio de redes aéreas a subterráneas en el centro urbano de la ciudad de Azogues, ampliando a otras etapas, que complementen a la Etapa 1.*
- *Se debe continuar apoyando los trabajos y acciones tendentes 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 y mejoramiento del sistema así como la instalación y recambio de luminarias de vapor de mercurio por las de sodio.*
- *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 necesarios y considerar inversiones para reconfiguración de la topología de la red primaria de distribución.*

Atentamente,



Econ. Luis González Medina
GERENTE