MEMORIA ANUAL DE LA GERENCIA POR EL EJERCICIO ECONOMICO DEL 2010

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 diez, 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:

HONORABLE CONSEJO PROVINCIAL DEL CAÑAR
MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGIA RENOVABLE
MUNICIPIO DE AZOGUES
SENPLADES

2.1.4. Fecha de la última reforma estatutaria y aumento de capital.-

El último aumento de capital y suscripción de acciones de la Compañía fue resuelto en la Junta General Extraordinaria de Accionistas, celebrada el 24 de noviembre de 1997 en la suma de US $ 1'149,586.80, cuya legalización se realizó a través de la escritura pública otorgada ante el señor Notario Tercero del Cantón Azogues el 21 de enero de 1998.

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	Prefecto Provincial del Cañar
Doctor Miguel Calahorrano	Ministro de Electricidad y Energía Renovable
Arq. Eugenio Morocho Quinteros	Alcalde de Azogues
Lcda. María Caridad Vázquez	Subsecretaria de Planificación y Desarrollo de Austro –SENPLADES-

2.2.2. Directorio.-

El Directorio estuvo integrado por los siguientes miembros principales:

Lcda. Silvana Dueñas	Ministerio de Electricidad
Ing. Roberto Torres	Ministerio de Electricidad
Ing. Rómulo Chiles	Ministerio de Electricidad
Economista Carmen Balarezo	SENPLADES
Dr. Santiago Correa Padrón	Consejo Provincial del Cañar
Arq. Eugenio Morocho Quinteros	Municipio de Azogues
Ing. Miguel Cuenca	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 2010 se llevaron a cabo cuatro (4) Juntas de Accionistas, en las que se tomaron 16 resoluciones, habiéndose cumplido 15 y 1 parcialmente cumplida que corresponde a la resolución No. 015-2010.

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

Durante el año 2010 se realizaron siete (7) sesiones de Directorio. Se tomaron 38 resoluciones, de las cuales se ha cumplido 32, en trámite 5 y parcialmente 1.

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.-

La Empresa al 31 de diciembre de 2010 contó con 132 trabajadores, de los cuales 125 son trabajadores de planta y 7 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 y suscripción de acciones de la Compañía fue resuelto en la Junta General Extraordinaria de Accionistas celebrada el 24 de noviembre de 1997, por la suma de US $ 1'149,586.80, este aumento se realizó a través de la escritura pública otorgada ante el señor Efraín Domínguez Calvo, Notario Tercero del Cantón Azogues y fue aprobado por la Intendencia de Compañías de la ciudad de Cuenca el 26 de enero de 1998 mediante Resolución No. 98-3-1-1-119, e inscrito en el Registro Mercantil el 27 de enero de 1998, el detalle para cada Accionista se muestra en el siguiente cuadro:

ACCIONES SUSCRITAS
EN DOLARES

NOMBRE DEL ACCIONISTA	CAPITAL SOCIAL 31-XII-97	VALORES CAPITALIZADOS 31-XII-98	CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO 31-XII-2010	
			VALOR	%
MINISTERIO DE ELECTRICIDAD	20.979,20	431.811,20	452.790,40	37,94
CONSEJO PROV. DEL CAÑAR	16.656,40	602.786,80	619.443,20	51,90
I. MUNICIPIO DE AZOGUES	4.774,80	88.292,40	93.067,20	7,80
SENPLADES	1.478,40	26.696,40	28.174,80	2,36
SUMAN:	43.888,80	1.149.586,80	1.193.475,60	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. El capital suscrito y pagado se detalla a continuación:

CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO			
NOMBRE DEL ACCIONISTA	Nº ACCIONES	TOTAL	%
FONDO DE SOLIDARIDAD	1.131.976	452.790,40	37,94
CONSEJO PROVINCIAL DEL CAÑAR	1.548.608	619.443,20	51,90
I. MUNICIPIO DE AZOGUES	232.668	93.067,20	7,80
SENPLADES	70.437	28.174,80	2,36
S U M A N:	2.983.689	1.193.475,60	100,00

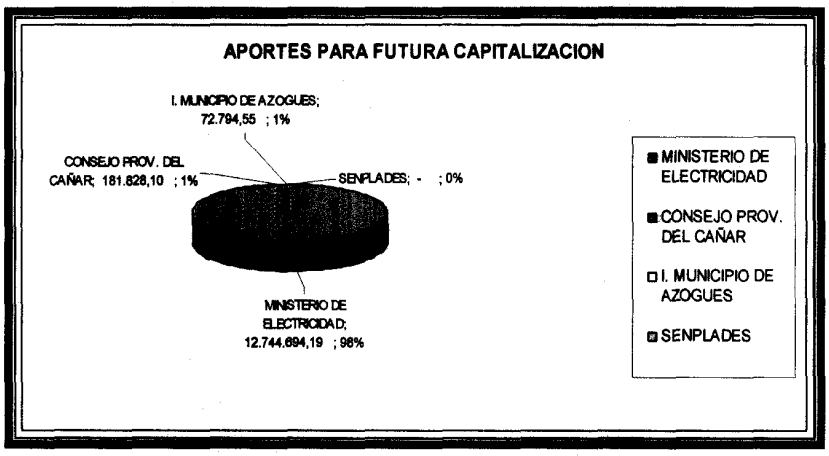
4.1.3. APORTES PARA FUTURA CAPITALIZACION

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 2010 son los siguientes:

APORTES PARA FUTURA CAPITALIZACION EN DOLARES				
NOMBRE DEL ACCIONISTA	AÑO 2009	AÑO 2010	VARIACION	
			VALOR	%
MINISTERIO DE ELECTRICIDAD	9.830.788,19	12.744.694,19	2.913.906,00	29,64
CONSEJO PROV. DEL CAÑAR	181.828,10	181.828,10	-	-
I. MUNICIPIO DE AZOGUES	62.294,55	72.794,55	10.500,00	16,86
SENPLADES	-	-	-	-
S U M A N:	10.074.910,84	12.999.316,84	2.924.406,00	29,03

Como se puede observar en el cuadro anterior, los aportes para futura capitalización obtenidos en el año 2010 fueron del: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable US $ 2,913,906.00, y corresponden a los aportes que financiaron el Programa FERUM y PED, y del Ilustre Municipio de Azogues, por el valor de US $ 10,500.00 que financiaron obras de electrificación. Al respecto, se han efectuado las actas de conciliación de las inversiones

con cada una de las Entidades Accionistas de la Compañía, en donde se ratifican los valores por concepto de acciones ordinarias y aportes para futura capitalización, que se encuentran reflejados en los estados financieros al 31 de diciembre del 2010.



Cabe señalar que los Aportes para Futura Capitalización, así como también las Reservas de Capital y las Donaciones y Contribuciones, se capitalizarán en el transcurso del año 2011, cuyo monto total alcanza a la suma de US $ 19,548,618.00, conforme lo dispone la Segunda Disposición Transitoria numeral 2.1.5 de la Ley Orgánica de Empresas Públicas Registro Oficial No. 48 del 16 de octubre de 2009.

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 2010, los resultados económicos obtenidos y comparados con los presupuestados muestran los siguientes valores:

CONCEPTO	PRESUPUESTO	EJECUTADO	VARIACION	
			VALOR	%
INGRESOS				
ING. POR VENTA ENERGÍA	6,934,600.98	6,922,798.46	-11,802.52	-0.17
ING. NO VENTA ENERGÍA	37,640.43	35,926.89	-1,713.54	-4.55
ING. POR DEFIC. TARIFA.	2,825,000.00	1,307,509.27	-1,517,490.73	-53.72
ING. SERVICIIO VALOR AGREGADO	128,077.05	101,414.88	-26,662.17	-20.82
OTROS INGRESOS	64,500.00	79,668.42	15,168.42	23.52
S U B T O T A L	9,989,818.46	8,447,317.92	-1,542,500.54	-15.44
AJENOS A LA OPERACIÓN	285,600.00	346,390.21	60,790.21	21.29
T O T A L I N G R E S O S	10,275,418.46	8,793,708.13	-1,481,710.33	-14.42
DE OPERACIÓN	9,171,010.74	8,162,577.51	-1,008,433.23	-11.00
DEPRECIACIONES	934,058.11	1,031,554.19	97,496.08	10.44
S U B T O T A L	10,105,068.85	9,194,131.70	-910,937.15	-9.01
AJENOS A LA OPERACIÓN	166,400.00	303,422.43	137,022.43	82.35
T O T A L E G R E S O S	10,271,468.85	9,497,554.13	-773,914.72	-7.53
SUPERAV.(DEFICIT) OPERACIÓN	-115,250.39	-746,813.78	-631,563.39	547.99
SUPERAV./ (DEFICIT) AJE. OPERAC.	119,200.00	42,967.78	-76,232.22	-63.95

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

INGRESOS DE OPERACIÓN.

Al 31 de diciembre del 2010 el monto de ejecución presupuestaria de los Ingresos Totales frente al monto de los Ingresos presupuestados fueron del 85.58%, por las siguientes razones:

INGRESOS DE OPERACIÓN POR VENTA DE ENERGIA.

La proyección de los ingresos por venta de energía se desarrolló dentro de los siguientes parámetros:

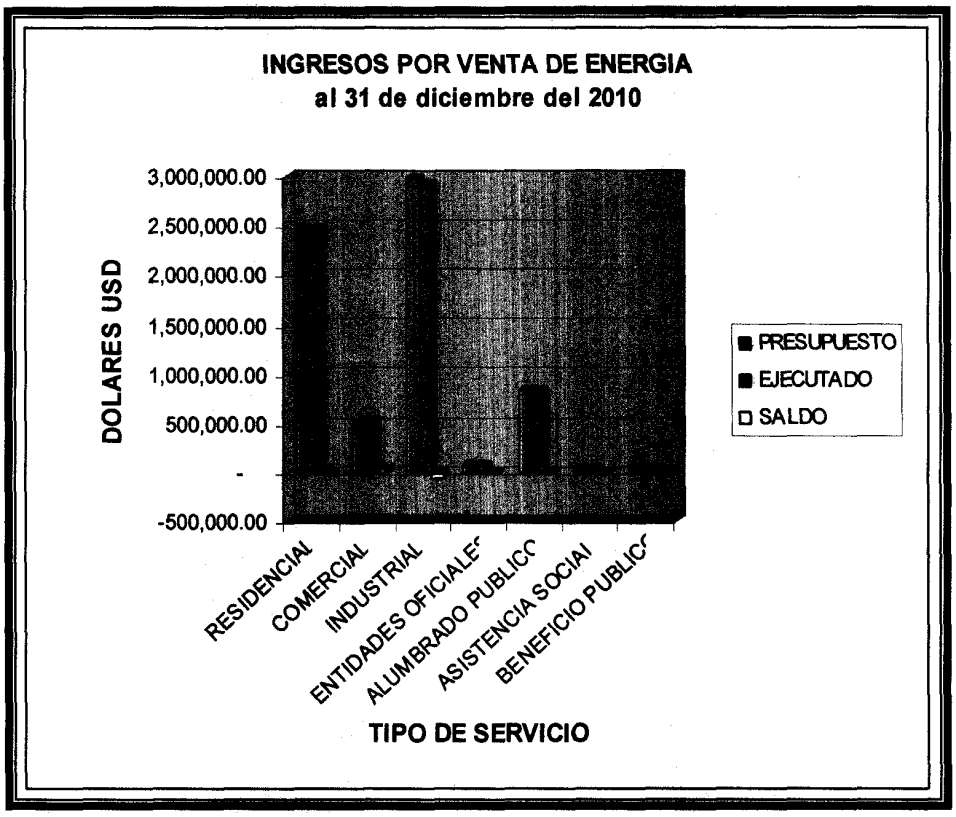
- El incremento del número de abonados en el año 2010 fue de 1.436 equivalente al 259.67% de lo previsto.

- Aplicación de los cuadros de cargos tarifarios establecidos por el CONELEC mediante resolución del Directorio Nº 107/08 del 12 de agosto del 2008, y Nº 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.

Para una mejor ilustración se detalla la venta de energía por tipo de servicio:

CONCEPTO	PRESUPUESTO	EJECUTADO	VARIACION	
			VALOR	%
RESIDENCIAL	2,462,732.06	2,462,993.06	261.00	0.01
COMERCIAL	502,861.72	545,595.27	42,733.55	8.50
INDUSTRIAL	2,968,192.27	2,917,420.52	-50,771.75	-1.71
ENTIDADES OFICIALES	84,562.41	74,797.80	-9,764.61	-11.55
ALUMBRADO PUBLICO	837,262.16	844,568.70	7,306.54	0.87
ASISTENCIA SOCIAL	39,710.45	38,326.96	-1,383.49	-3.48
BENEFICIO PUBLICO	39,279.91	39,096.15	-183.76	-0.47
TOTAL	6,934,600.98	6,922,798.46	-11,802.52	-0.17

La gestión operativa en lo referente a los ingresos por venta de energía, se establece que la meta alcanzada es buena, en razón de que se obtiene apenas una variación en menos de US $ 11,802.52 equivalente al 0.17% entre el valor presupuestado con el valor realmente facturado a los abonados durante el año 2010.



INGRESOS DE OPERACIÓN RELACIONADOS CON LA VENTA DE ENERGIA TARIFA 12%.

Estos ingresos durante el año 2010 tuvieron el siguiente comportamiento, los mismos que al ser comparados con los ingresos proyectados presentan las siguientes variaciones:

CONCEPTO	PRESUPUESTO	EJECUTADO	VARIACION	
			VALOR	%
CONEXIONES Y RECONEXIONES	27,740.43	27,171.06	-569.37	-2.05
DERECHOS DE INSPECCION	6,000.00	5,769.79	-230.21	-3.84
DERECHO POR CAMBIO DE MEDIDOR	400.00	390.70	-9.30	-2.33
DERECHOS POR CAMBIO DE DOMICILIO	300.00	520.68	220.68	73.56
DERECHO CAMBIO DE NOMBRE	500.00	373.00	-127.00	-25.40
VARIOS	2,700.00	1,701.66	-998.34	-36.98
TOTAL	37,640.43	[illegible]	-1,713.54	-4.55

Estos ingresos se refieren a los derechos que se factura a los abonados para que puedan acceder al servicio de energía eléctrica, la meta alcanzada también es buena, en razón de que se presenta una variación en menos de US $ 1,713.54 equivalente al 4.55% entre el valor presupuestado y el valor realmente facturado a los abonados durante el año 2010.

INGRESOS DE OPERACIÓN RELACIONADOS CON EL SERVICIO DE VALOR AGREGADO – INTERNET.

Estos ingresos durante el año 2010 tuvieron el siguiente comportamiento, los mismos que al ser comparados con los ingresos proyectados presentan las siguientes variaciones:

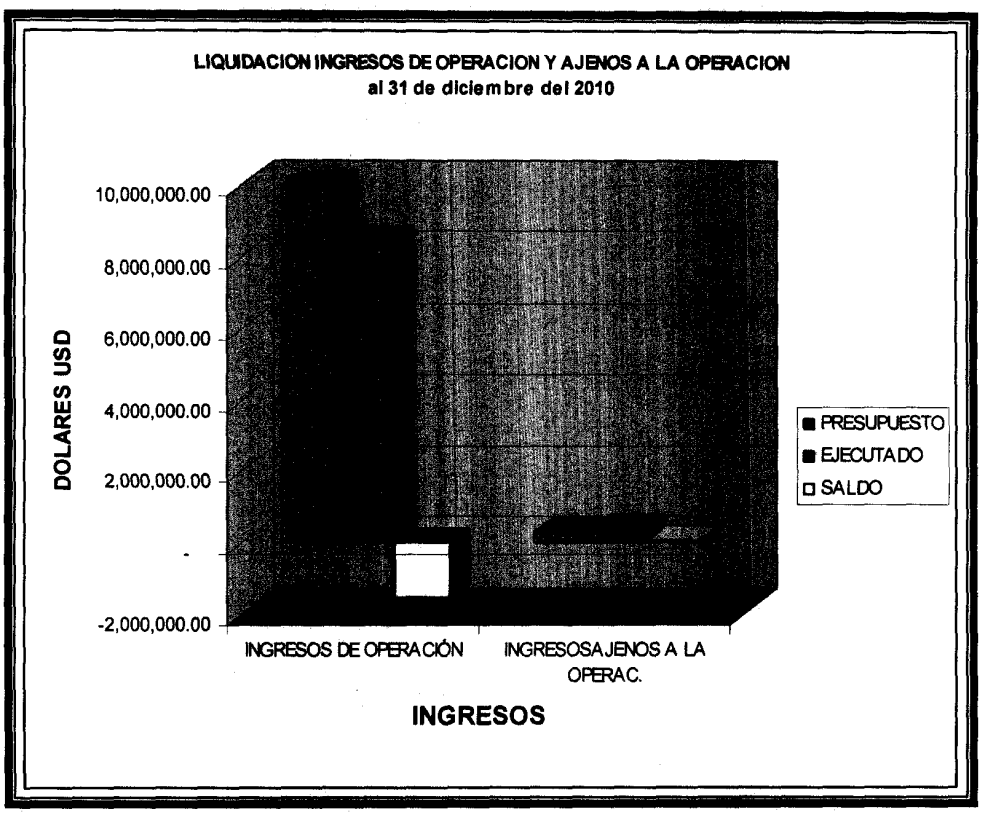
CONCEPTO	PRESUPUESTO	EJECUTADO	VARIACION	
			VALOR	%
SERVICIO DE INTERNET				
POPULAR-RESIDENCIAL	8,927.60	7,874.52	-1,053.08	-11.80
BASICA-RESIDENCIAL	25,083.73	28,345.67	3,261.94	13.00
PREMIUM-RESIDENCIAL	8,923.19	12,415.19	3,492.00	39.13
PLATINO-COMERCIAL	9,355.00	5,601.31	-3,753.69	-40.12
PYNES Y COORPORATIVO	52,989.00	34,786.73	-18,202.27	-34.35
DERECHOS DE INSTALACION	22,298.53	12,389.39	-9,909.14	-44.44
INTERESES POR CREDITO	500.00	2.07	-497.93	-99.59
TOTAL	128,077.05	101,414.88	-26,662.17	-20.82

Estos ingresos corresponden a los servicios por venta de Internet, la meta no es la apropiada en razón de que existe una diferente en menos de US $ 26,662.17 equivalente al 20.82%, al comparar entre el valor presupuestado y el realmente facturado; y se debe a que el Directorio de la Empresa resolvió no incrementar la venta del servicio a nuevos abonados.

INGRESOS POR DEFICIT TARIFARIO DEL AÑO 2010.

El Ministerio de Electricidad en base al Decreto Ejecutivo 1045-A de fecha 24 de abril del 2008, transfiere los recursos económicos por concepto de Déficit Tarifario en base al Mandato Constituyente No. 15, siendo los valores determinados por el CONELEC para cada ejercicio económico. Se presupuestó el valor US $ 2,825,000.00 y el valor realmente asignado fue de US $ 1,307,509.27 equivalente al 46.28%; porcentaje que no se enmarca dentro de la meta prevista. Cabe señalar que la proyección para el año 2010 se realizó en base a los valores transferidos en el año 2009 que fueron de US $ 2,243,038.99; así como también en base a los valores asignados en los meses de enero, febrero y marzo del 2010, teniendo como resultado una diferencia de US $ 935,529.72, al comparar entre los valores reales de años 2009 y 2010.

GRAFICO DE INGRESOS TOTALES AÑO 2010



COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN

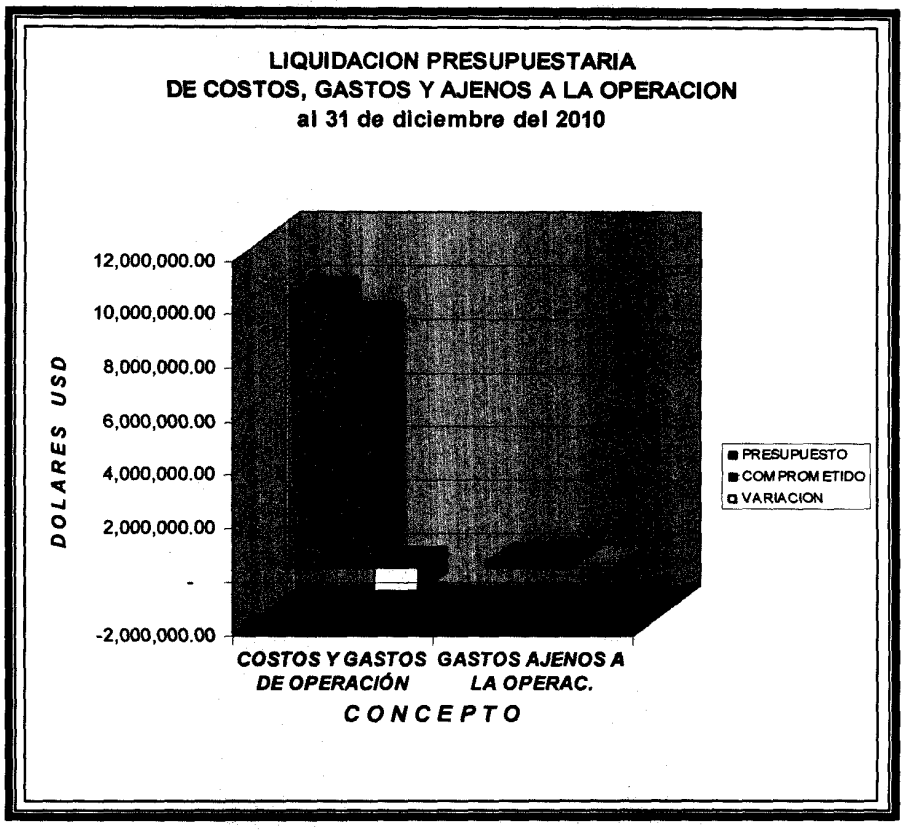
Los Costos y Gastos de Operación, durante el ejercicio económico del año 2010, tuvieron las siguientes variaciones:

CONCEPTO	PRESUPUESTO	EJECUTADO	VARIACION	
			CANTIDAD	%
COSTOS DE OPERACIÓN				
COMPRA DE ENERGIA	5,499,289.10	5,099,288.16	-400,000.94	-7.27
COMPRA DE CAPAC. CONT. INTERNET	67,405.00	68,542.19	1,137.19	1.69
SUBTOTAL	5,566,694.10	5,167,830.35	-398,863.75	-7.17
GASTOS DE OPERACIÓN				
MANO DE OBRA	2,490,997.81	2,318,381.80	-172,616.01	-6.93
SERVICIOS RELAC. CON EL PERSON.	94,533.51	73,412.87	-21,120.64	-22.34
MATERIALES	521,346.38	253,522.11	-267,824.27	-51.37
COMPRA DE SERVICIOS BASICOS	54,648.00	35,057.88	-19,590.12	-35.85
CONTRATOS Y OTROS SERVICIOS	275,003.25	133,347.58	-141,655.67	-51.51
FASTOS FINANCIEROS	96,000.00	70,806.11	-25,193.89	-26.24
DIVERSOS	222,661.76	212,803.83	-9,857.93	-4.43
TRANSFERENCIAS	-150,874.07	-102,585.02	48,289.05	-32.01
DEPRECIACION	934,058.11	1,031,554.19	97,496.08	10.44
SUBTOTAL	4,538,374.75	4,026,301.35	-512,073.40	-11.28
TOTAL	10,105,068.85	9,194,131.70	-910,937.15	-9.01

En el cuadro anterior se puede apreciar que la gestión de los Gastos Operativos durante el año 2010 fue satisfactorio, en razón de que se ha manejado los recursos con el criterio de austeridad en el gasto y en base a las reales disponibilidades presupuestarias, de ahí que todos los rubros del gasto presentan disminuciones entre el valor presupuestado y el valor realmente gastado, excepto la compra de Internet y las depreciaciones.

A continuación se detalla el total de gastos por el ejercicio económico de 2010, 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 por etapas funcionales dentro del total de los mismos:

EN DOLARES AMERICANOS		
GASTOS	**VALOR**	**%**
Subtransmisión	104.080,16	1,10
Distribución	579.923,94	6,11
Instalación servicio consumidores	352.262,88	3,71
Comercialización	454.164,84	4,78
Administración General	1.488.973,22	15,68
SUBTOTAL:	**2.979.405,04**	31,37
Compra de energía	5.099.288,16	53,69
Servicio de Valor Agregado	83.884,31	0,88
SUMAN:	**8.162.577,51**	85,94
Depreciación	1.031.554,19	10,86
SUMAN:	**9.194.131,70**	96,81
Gastos Ajenos a la operación	303.422,43	3,19
TOTAL DEL GASTO:	**9.497.554,13**	**100,00**

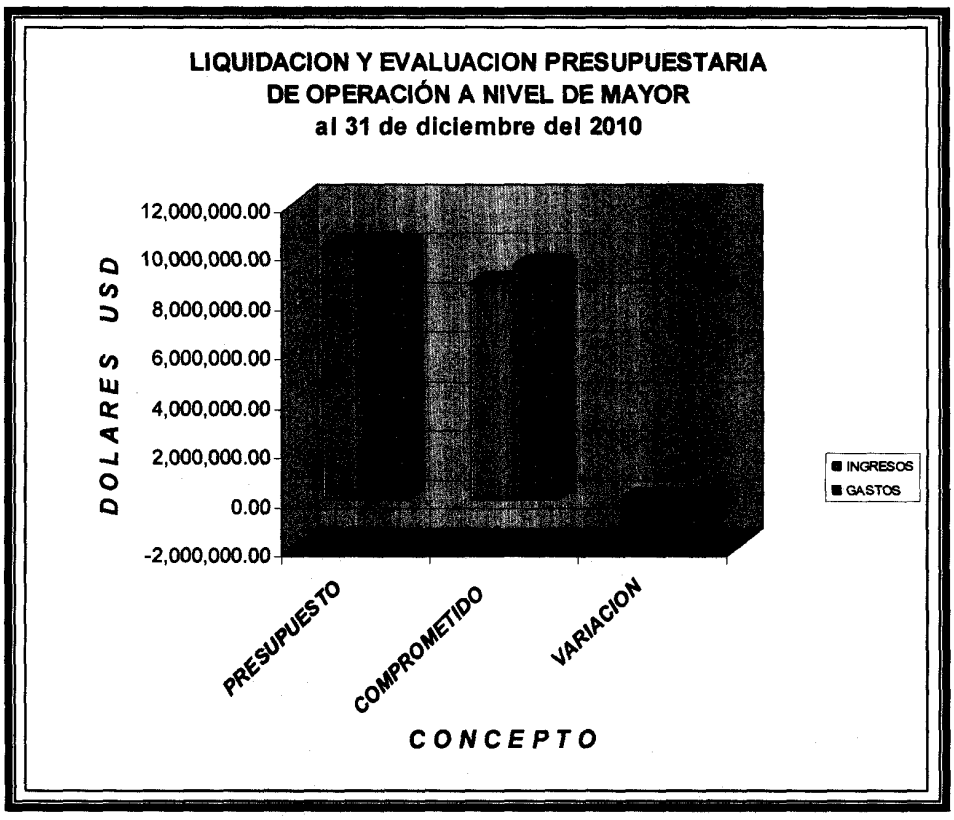


DEFICIT DEL EJERCICIO ECONOMICO DE 2010

Para el ejercicio económico del 2010 se presupuestó un superávit de US $ 3,949.61 y se obtuvo realmente un déficit de US $ 703,846.00, esta situación obedece básicamente a la diferencia del Déficit Tarifario entre los años 2009 y 2010 por el valor de US $ 935,529.72. Al Déficit del ejercicio económico de 2010, la compra-venta de los servicios de Internet, contribuyó con el valor de US $ 12,240.89, según detalle siguiente:

CONCEPTO	VALOR
Ingresos por Venta de Internet	101.414,88
Gastos por Venta de Internet	113.655,77
Déficit por Venta de Internet	**- 12.240,89**

Para una mejor ilustración se presenta el siguiente gráfico:



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

Los 30.907 abonados consumieron una energía eléctrica equivalente a 88´632.535 KWH, que al relacionar con el valor facturado de US $ 6,922,798.46 obtenemos el precio promedio de venta del KWH durante el año 2010 de US $ 0.078106 por cada KWH.

Ingresos por Venta de Energía	$	6,922,798.46
Energía Facturada (KWH)		88'632.535
Precio Medio de Venta KWH	$	0.078106

Es importante relacionar estas cifras con el año 2009, cuyo comportamiento fue el siguiente:

CONCEPTO	2008	2009	VARIACION	%
INGRESOS VENTA ENERGIA	6.857.980,95	6.922.798,46	64.817,51	0,95
ENERGIA FACTURADA	87.959.431	88.632.535	673.104,00	0,77
PRECIO MEDIO DE VENTA	0,0779675	0,0781067	0,0001	0,18

Durante el período del 2010 para atender el servicio a los abonados de la Empresa, la energía disponible para la venta fue la siguiente:

BALANCE ENERGETICO		
	KWH	%
COMPRA DE ENERGIA	93.339.934	
TOTAL DISPONIBLE	93.339.934	
ENERGIA FACTURADA	88.632.535	
PERDIDA DE ENERGIA	4.707.399	5,04

El costo de la energía puesta a disposición de nuestros abonados, detallado en los Gastos de Operación, son de US $ 9,194,131.70, mismo que al relacionar con el total de la energía facturada que es de 88'632.535 KWH, obtenemos un costo medio de US $ 0.103733 cada KWH y detallados en la siguiente forma:

Costo de operación	9,194,131.70
Total energía facturada (KWH)	88'632.535
Costo medio de compra KWH	$ 0.103733

Del análisis de la estructura y composición de los Ingresos y Gastos, se puede concluir que el KWH, durante el año 2010 tuvo los siguientes precios y costos:

Precio promedio de venta	$	0.078106 c/kwh
Costo promedio de compra	$	0.103733 c/kwh
Déficit	$	(0.025627) c/kwh

Al comparar el precio promedio de venta del KWH que es de US $ 0.078106, frente al costo promedio del KWH que es de US $ 0.103733, se establece el déficit de US $ 0.025627 por KWH; debido a la tarifa unificada establecida por el CONELEC mediante Resolución No. 107/08 del 12 de agosto del 2008, diferencia que es cubierta por el Estado a través del déficit tarifario de manera parcial para el año 2010.

Otro factor que influye dentro del costo promedio del KWH son las pérdidas de energía que son del orden del 5.04% según el balance energético, al cuantificar las pérdidas de energía que son de 4'707.399 KWH por el precio medio de venta que es de US $ 0.078106, significa que hemos dejado de percibir ingresos por venta de energía en la suma de US $ 367,676.11.

4.3. OBLIGACIONES DE LA EMPRESA

El pasivo total de la Empresa al término del ejercicio económico fue de US $ 7,609,903.40, el mismo que se descompone de la siguiente manera:

Obligaciones a corto plazo	$.	4,913,824.15
Obligaciones a largo plazo	$	1,584,429.29
Otros pasivos no corrientes	$	1,111,649.96
TOTAL DEL PASIVO:	**$**	**7,609,903.40**

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	$	60,812.15
- Cuentas por Pagar Obligaciones con el IESS	$	44,631.00
- Cuentas por Pagar IESS	$	10,878.43
- Valores de terceros por Pagar	$	156,019.18
- Proveedores	$	1,160,470.58
- Cuentas por Pagar compra de energía Mer.Contr.	$	2,187,722.15
- Cuentas por Pagar compra de energía Mer.Spot	$	793,046.59

- Cuentas por Pagar compra capac.contrat.(Internet)	$	4,599.00
- Intereses y Dividendos por pagar Accionistas	$	495,645.07
S U M A N:		**4,913,824.15**

Cuentas por pagar relacionadas con el personal.- El saldo al 31 de diciembre el 2010 fue de US $ 60,812.15 y 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 el 2010 fue de US $ 44,631.00 y 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 el 2010 fue de US $ 10,878.43 y 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 subsiguiente.

Valores de terceros por pagar.- El saldo al 31 de diciembre el 2010 fue de US $ 156,019.18 y corresponden a la recaudación de la tasa de recolección de basura, bomberos y otros a favor de terceros, mismos que son cancelados en el mes subsiguiente.

Proveedores.- El saldo al 31 de diciembre el 2010 fue de US $ 1,160,470.58 y 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 2010. Estos valores serán cancelados en el transcurso del año 2011.

Cuentas por pagar compra de energía Mercado de Contratos.- El saldo al 31 de diciembre el 2010 fue de US $ 2,187,722.15 y corresponden a la compra de energía en el Mercado de Contratos e incluye el ajuste comercial de acuerdo a lo establecido en el Mandato Constituyente No. 15. Estos valores serán cancelados una vez que el Ministerio de Electricidad transfiera los valores adeudados por Decretos, cuyo valor alcanza a la suma de US $ 2,782.707.65.

Cuentas por pagar compra de energía Mercado Spot Ocasional.- El saldo al 31 de diciembre el 2010 fue de US $ 793,046.59 y corresponden a la compra de energía en el Mercado Spot Ocasional e incluye el ajuste comercial de acuerdo a lo establecido en el Mandato Constituyente No. 15. Estos valores serán cancelados una vez que el Ministerio de Electricidad transfiera los valores adeudados por Decretos, cuyo valor alcanza a la suma de US $ 2,782.707.65.

Intereses y Dividendos por Pagar.- El saldo al 31 de diciembre el 2010 fue de US $ 495,645.07 y corresponden a los dividendos no retirados por los accionistas 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	$	1,584,429.29
Provisión para Jubilación Patronal	$	1,111,649.96
S U M A N:	**$**	**2,696,079.25**

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 del 2010, alcanza a la suma de US $ 1,584,429.29, estos valores muy esporádicamente son devueltos a los clientes, por lo tanto se mantiene en esta cuenta como respaldo del valor del activo fijo por el 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 del 2010 alcanza a la suma de US $ 1,111,649.96; es de anotar que el estudio actuarial para el año 2010 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:

Activo Corriente – Inventarios	=	8,681,505.28 =	**1.77**
Pasivos Corrientes		4,913,824.15	

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 $ 1.77 para cubrir un dólar de deuda; de acuerdo al resultado obtenido el índice es **BUENO.**

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:

Disponibilidades	=	3,531,551.53 =	**0.72**
Pasivos Corrientes		4,913,824.15	

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 $ 0.72 para hacer frente a cada dólar de deuda; de acuerdo al resultado obtenido el índice es **REGULAR.**

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:

Activo Corriente – Pasivo Corriente = 8,681,505.28 - 4,913,824.15 = 3,767,681.13

De acuerdo al resultado alcanzado el capital de trabajo es de US $ 3,767,681.13, por lo que se puede manifestar que la Compañía en este ejercicio económico tiene un capital de trabajo positivo, lo que resulta ser **BUENO.**

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

Rentabilidad del Patrimonio =	Pérdida del Ejercicio	(703,846.00)	=	**-3.47%**
	Patrimonio	20,265,210.82		

La Empresa durante el ejercicio económico del 2010 obtuvo una pérdida de US $ 703,846.oo equivalente al 3.47%, porcentaje negativo que debe ser superado en los próximos ejercicios económicos. De acuerdo al resultado obtenido el índice es **DEFICIENTE.**

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:

Pérdida del Ejercicio	=	(703,846.00)	=	**-10.17%**
Ingresos por Venta de Energía		6,922,798.46		

Este índice nos demuestra una tasa de rentabilidad negativa del 10.17% por el año 2010, esto significa que los Ingresos por Venta de Energía no son suficientes para cubrir los Gastos Operativos y por lo tanto para obtener utilidad; si bien el déficit no es elevado, se podría decir que estamos en el punto de equilibrio de no mediar la pérdida en la venta de servicio de internet, por lo que es conveniente que a futuro se trate de obtener un margen de rentabilidad que nos permita financiar las inversiones de la Empresa. De acuerdo al resultado alcanzado en el ejercicio económico del 2010 el índice obtenido es **DEFICIENTE.**

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:

Patrimonio	=	20,265,210.82	= **83,61%**
Activo Total-Disponibilidades		24,235,661.64	

Los activos de la Compañía están financiados el 83.61% 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. De acuerdo al resultado obtenido el índice es **EXCELENTE**.

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

Total Pasivos con Terceros	=	7,502,002.35	= **27.02%**
Total del Activo		27,767,213.17	

El porcentaje de endeudamiento con relación al activo total es del 27.02%; 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. De acuerdo al resultado obtenido el índice es **BUENO**.

9

5. ASPECTOS COMERCIALES

5.1. MERCADO

AREA DE CONCESION.-

De acuerdo al Contrato de Concesión, a la Empresa Eléctrica Azogues C. A. le corresponde 1.187 km2, sirviendo en aproximadamente el 26,33 % hasta diciembre de 2010, lo que significa 312,5 km2, con lo que se benefician los cantones Azogues y Déleg con todas sus parroquias y a un sector de la parroquia Sageo del cantón Biblián en la provincia de Cañar y al sector de Guangras de la provincia del Chimborazo, de acuerdo al siguiente detalle:

Provincia del Cañar.-

Cantón Azogues, con las parroquias: Azogues, San Francisco, Bayas, Borrero, Guapán, Rivera, Taday, Pindilig, Luis Cordero, San Miguel, Javier Loyola y Cojitambo.

Cantón Déleg, con las parroquias. Déleg y Solano.
Cantón Biblián, con parte de la parroquia Sageo.
Sector de Guangras.

CLIENTES.-

En el mes de diciembre del año 2010, se registran 30,907 clientes, que comparando con el mismo mes del año 2009 que fue de 29,618, se incrementan 1,289 que equivale al 4.35 %, y esto a su vez significa 354 más que en el año 2009 que fueron 935, detallados así:

INCREMENTO DE NUMERO DE CLIENTES ENTRE LOS AÑOS 2009 Y 2010

SERVICIO	AÑO 2009	AÑO 2010	INCREMENTO
RESIDENCIAL	881	1,221	340
COMERCIAL	31	68	37
INDUSTRIAL	14	6	-8
OTROS	9	-6	15
TOTAL	**935**	**1,289**	**354**

INCREMENTO PORCENTUAL AÑO 2010

SERVICIO	AÑO 2010	%
RESIDENCIAL	1,221	94.72
COMERCIAL	68	5.28
INDUSTRIAL	6	0.47
OTROS	-6	-0.47
TOTAL	**1,289**	**100.00**

Del cuadro precedente se determina que el mayor incremento se encuentra en el sector residencial con 1,221 clientes que equivale al 94,72% del total de clientes incrementados; le sigue el sector comercial con 68 clientes que equivale al 5.28%; el industrial con 6 clientes que es igual al 0.47% y otros con un decremento de 6 usuarios que es igual al -0.47% (entidades oficiales, beneficio público, asistencia social y bombeo de agua).

El comportamiento de los clientes por tipo de servicio en forma anual por el período 2006-2010 es el siguiente:

A Ñ O S

SERVICIO	2006	2007	2008	2009	2010
RESIDENCIAL	24.374	25.052	25.934	26.815	28.036
COMERCIAL	1.650	1.739	1.858	1.889	1.957
INDUSTRIAL	338	370	387	401	407
OTROS	489	497	504	513	507
TOTAL	**26.851**	**27.658**	**28.683**	**29.618**	**30.907**

Lo que en porcentajes significa:

2 0 1 0 **% CRECIMIENTO**

SERVICIO	NUMERO	%	2009-2010	2006-2010
RESIDENCIAL	28.036	90,71	4,55	4,42
COMERCIAL	1.957	6,33	3,60	4,80
INDUSTRIAL	407	1,32	1,50	5,68
OTROS	507	1,64	-1,17	1,35
TOTAL	**30.907**	**100,00**	**4,35**	**4,41**

El número de clientes por cantones y el sector de Guangras a diciembre del 2010 es el siguiente:

CANTONES	CLIENTES	%
AZOGUES	27.895	90,25
DELEG	2.761	8,93
BIBLIAN	131	0,42
SECTOR		
GUANGRAS	120	0,39
TOTAL	**30.907**	**100,00**

ENERGIA FACTURADA (KWH).-

Durante el año 2010 se facturaron 88'632,534 kwh, que significa 673,102 kwh más que en el año 2009, que fueron 87'959,432 kwh, que equivale al 0.77%. El mayor número de kwh facturados se encuentra en el sector industrial con 49´499,512 Kwh que es igual al 55.85% de la facturación total, debido a la energía utilizada por el Consumidor Guapán, que en el año 2010 se le facturó 47'251,458 Kwh que equivale al 53,31% igualmente de la facturación total. En forma descendente de los kwh facturados le siguen, los residenciales, comerciales, alumbrado público y otros con 23'838,631 kwh, 6'664,565 kwh, 6'203,093 kwh y 2'426,736 kwh que equivalen al 26.90%, 7.52%, 7.00% y 2.74% en su orden.

El comportamiento de la venta de energía en kwh en forma anual, durante el período 2006-2010 es el siguiente:

ENERGIA FACTURADA POR TIPO DE SERVICIO EN KWH
PERIODO 2006-2010

A Ñ O S

SERVICIO	2006	2007	2008	2009	2010
RESIDENCIAL	21'762.385	22'134.060	22'882.168	23'526.585	23'838.631
COMERCIAL	5'006.600	5'441.227	5'776.701	6'217.812	6'664.565
INDUSTRIAL	47'802.478	48'655.402	45'197.405	49'383.569	49'499.512
AL. PUBLICO	4'946.047	5'443.007	5'852.827	6'390.979	6'203.093
OTROS	1'983.564	2'126.550	2'335.698	2'440.485	2'426.736
TOTAL	**81'501.074**	**83'800.241**	**82'044.795**	**87'959.432**	**88'632.534**

Lo que en porcentaje significa:

	2010		**% CRECIMIENTO**	
SERVICIO	**KWH**	**%**	**2009-2010**	**2006-2010**
RESIDENCIAL	23'838.631	26,90	1,33	3,00
COMERCIAL	6'664.565	7,52	7,19	9,33
INDUSTRIAL	49'499.512	55,85	0,23	3,17
AL. PUBLICO	6'203.093	7,00	-2,94	8,00
OTROS	2'426.736	2,74	-0,56	6,31
TOTAL	**88'632.534**	**100,00**	**0,77**	**3,87**

INGRESOS POR ENERGIA FACTURADA.-

En el año 2010, se facturaron US$ 6'919,132.81, que comparando con lo que se facturó en el año 2009 que fue de US$ 6'849,764.97, significa un incremento de US$ 69,367.84 que es igual al 1.01 %, valores que son resultado de la aplicación de los cargos tarifarios de acuerdo a la Resolución CONELEC No. 107/08 de 12 de agosto de 2008 y a la Resolución CONELEC No. 007/10 de 18 de febrero de 2010 a los consumos de los usuarios del área de concesión de la Empresa; y en el caso de Guapán igualmente como Consumidor Regulado de acuerdo a lo establecido en la Disposición General Primera de la Regulación No. CONELEC 013/08 "Regulación Complementaria No. 1 para la aplicación del Mandato Constituyente No. 15", aprobada por el Directorio del CONELEC, el 27 de noviembre de 2008.

Con relación al año anterior el mayor incremento por tipo de servicio es el sector comercial con el 3.77%, le siguen en orden descendente los servicios residencial e industrial con el 1.63% y 1.49% respectivamente y en el resto de servicios existe decrementos en el siguiente orden: el sector alumbrado público y otros con el -3.37% y -1.71% en su orden, dándonos un resultado final como se dijo anteriormente el incremento del 1.01%.

El comportamiento que presentan las facturaciones en US$ por tipo de servicio en forma anual en el período 2006-2010, es el siguiente:

INGRESOS FACTURADOS POR TIPO DE SERVICIO EN US$
PERIODO 2006-2010

	A Ñ O S				
SERVICIO	**2006**	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**
RESIDENCIAL	2'486,143	2'531,935	2'474,266	2'424,054	2'463,672
COMERCIAL	482,390	524,053	531,080	514,123	533,531
INDUSTRIAL	2'887,793	2'777,982	2'526,307	2'868,658	2'911,336
AL. PUBLICO	834,394	853,923	932,380	874,024	844,569
OTROS	175,997	185,522	187,863	168,906	166,025
TOTAL	**6'866,716**	**6'873,415**	**6'651,896**	**6'849,765**	**6'919,133**

Que en porcentajes significa:

De igual manera en los reclamos por bajo voltaje en el servicio de energía eléctrica, se ha procedido a corregir mediante remodelaciones de las redes secundarias, reubicaciones y mejoramiento en la capacidad de los transformadores.

e) Se colabora con las fiscalizaciones de los proyectos FERUM.
f) Se colabora con los sistemas de distribución subterránea.

RECAUDACION.-

Durante el ejercicio económico del año 2010, la Jefatura de Clientes realizó 12 emisiones mensuales de facturación de enero a diciembre, que corresponden a los consumos de diciembre del año 2009 hasta noviembre del año 2010, por la suma total de US$ 8'116,394.75 en el que se encuentra incluido energía y adicionales como Bomberos, Tasa de Recolección de Basura, Créditos, etc., recaudándose en el periodo enero - diciembre de 2010 por estos mismos conceptos la suma de US$ 7'911,483.27, que significa el 97.48% 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$ 328,777.37 que corresponde a las facturaciones de los consumos de octubre de 2009 y de enero a septiembre de 2010, es decir únicamente se han transferido por 10 meses de los 12 que constituyen el año (no se transfiere la suma de US$ 63,321.71, que corresponden a los meses de noviembre y diciembre de 2009), además del retraso, tampoco se han transferido los valores correspondientes al Decreto Ejecutivo 242 que se refiere a la compensación económica a favor de los consumidores de energía eléctrica, RESIDENCIALES, COMERCIALES, PEQUEÑOS INDUSTRIALES E INDUSTRIALES ARTESANALES, debido a las afectaciones que han tenido a causa de la crisis energética (por la suma de US$ 70,335.07), situación que disminuye la oportuna efectividad de la recaudación, al igual que en el caso de las instituciones públicas del gobierno central que tienen problemas para la cancelación de las planillas de consumo a través del sistema eSIGEF.

Como referencia, ya que constituyen factores exógenos, si incluiríamos en la recaudación los valores no transferidos de la tarifa dignidad y de la compensación por la crisis energética, por parte del Ministerio de Finanzas, el valor total de la recaudación ascendería a US$ 8'045,140.05, lo que significa el 99.12% de recaudación frente a la facturación.

CARTERA.-

Con el objeto de que los usuarios tengan las facilidades necesarias para la cancelación de sus planillas de consumo de energía eléctrica en forma mensual y oportuna, la Empresa dispone de suficientes ventanillas de recaudación de acuerdo al siguiente detalle: Dos en las oficinas centrales ubicadas en la esquina de las calles Bolívar y Aurelio Jaramillo, en donde se recaudan tanto facturas de consumo como facturas por conceptos que no son venta de energía; una en el Complejo Comercial Bartolomé Serrano para recaudación de

facturas de consumo, que atienden de lunes a viernes de 08h00 a 15h30; igualmente para recaudación de facturas de consumo, se dispone de ventanillas, una en cada una de los bancos Pacífico, y Guayaquil, así también una en cada una de las Cooperativas CACPE, JEP, LA MERCED Y FAMILIA AUSTRAL que atienden en sus horarios habituales de lunes a sábado (excepto JEP que atiende de lunes a domingo) y una en el cantón Déleg para recaudación de facturas de consumo que atiende los días domingo, martes, miércoles y jueves en la ciudad de Déleg y los lunes en la parroquia Solano del mismo cantón, es decir un total de 10 ventanillas de recaudación para facturas de consumo.

Además se vienen ejecutando actividades que permiten mantener el control de la cartera, que entre otras podemos señalar las siguientes:

- 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.
- Plazos para la cancelación de las planillas de consumo y no ser sujetos de suspensión del servicio.
- En coordinación con la Relacionadora Pública, se realiza la publicidad necesaria y suficiente por los medios de comunicación local haciendo conocer a la ciudadanía las planillas que se están cobrando y fechas de cortes.
- 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 de todos los Consumidores que persisten en el no pago a pesar de estar cortados el servicio.
- Cobro a través de Bancos, mediante el sistema de débito de las cuentas bancarias de los consumidores que así lo soliciten.
- Cancelación de planillas del personal de la Empresa mediante el descuento en roles de pago.
- Cobro a las comunidades rurales en bloques a través de sus representantes.

Todas estas acciones han dado como resultado que al 31 de diciembre de 2010 se obtenga un saldo total de cartera que alcanza a la suma de US$ 83,452.34, de acuerdo al siguiente detalle:

SALDO DE CARTERA CON CORTE AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2010

	CARTERA ACTIVA		CARTERA VENCIDA		CARTERA TOTAL	
SERVICIO	**US$**	**%**	**US$**	**%**	**US$**	**%**
SECT. PUBL.						
ENTID. PUBL.	4,860.46	13.83	422.07	0.87	5,282.53	6.33
TOTAL S. PUB.	**4,860.46**	**13.83**	**422.07**	**0.87**	**5,282.53**	**6.33**
SECT. PRIVA.						
RESIDENCIAL	22,345.95	63.58	29,375.18	60.81	51,721.13	61.98
COMERCIAL	4,284.91	12.19	14,956.30	30.96	19,241.21	23.06
INDUSTRIAL	3,656.90	10.40	3,550.57	7.35	7,207.47	8.64
TOT. SEC. PRI.	30,287.76	86.17	47,882.05	99.13	78,169.81	93.67
TOTAL GENER.	**35,148.22**	**100.00**	**48,304.12**	**100.00**	**83,452.34**	**100.00**

El cuadro precedente se ha elaborado tomando como referencia el formato dispuesto por el CONELEC para la determinación de cartera vencida, en donde el monto total de la deuda se carga al mes más antiguo; y, se considera la cartera activa hasta por sesenta días y la cartera vencida el valor total de consumidores que adeudan más de sesenta días, es decir no se tiene desglosado exclusivamente por antigüedad de saldos, debido a que el programa del sistema informático no lo permite por no estar concluido

Los valores así concebidos nos dan la suma de US$ 35,148.22 para cartera activa, US$ 48,304.12 para cartera vencida y US$ 83,452.34 de cartera total.

Del análisis se desprende que frente a los valores totales de cada uno de los rangos, en el sector público, la cartera activa, cartera vencida y cartera total es del 13.83%, 0.87% y 6.33% en su orden, que son considerablemente bajos frente a los del sector privado que se encuentran en el 86.17%, 99.13% y 93.67% en ese mismo orden. En el sector privado el porcentaje más elevado es el residencial, le sigue el comercial e industrial, que para referencia tomamos los de la cartera total, están en el 61.98%, 23.06% y 8.64% respectivamente.

A continuación presentamos un cuadro comparativo de los saldos de cartera con corte al 31 de diciembre de 2010 frente al promedio mensual (US$ 676,366.23) de las

facturaciones totales (US$ 8'116,394.75) emitidas durante el año 2010, que corresponden a los consumos de diciembre de 2009 a noviembre de 2010.

PORCENTAJES DE CARTERA FRENTE A FACTURACIONES AÑO 2010

CONCEPTO	VALOR EN US$	% PROMEDIO EMISIONES MENSUALES US$ 676,366.23	% EMISIONES DEL AÑO US$ 8`116,394.75
CARTERA ACTIVA	35,148.22	5.20	0.43
CARTERA VENCIDA	48,304.12	7.14	0.60
CARTERA TOTAL	83,452.34	12.34	1.03

En este cuadro vemos que la cartera activa con el valor de US$ 35,148.22, significa el 5.20% del promedio de la facturación mensual y el 0.43% del total facturado en las emisiones del año 2010; la cartera vencida US$ 48,304.12 es el 7.14% del promedio mensual y el 0.60% del año; y la cartera total US$ 83,452.34 es el 12.34 % del promedio mensual y el 1.03% del año, valores en los que se encuentran incluidos la energía y otros conceptos como, Bomberos, intereses por mora, créditos, Tasa de Recolección de Basura, etc., porcentajes de cartera que están entre los más bajos de las empresas similares del País.

ANALISIS DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGIA.-

Durante el año 2010, la Empresa Eléctrica Azogues C. A. dispuso de 93'339,934 Kwh, facturándose a los consumidores finales 88'632.535 Kwh, con una diferencia no facturada de 4'707,399 Kwh igual al 5.04 % (datos proporcionados por la Jefatura de Planificación).

A continuación presentamos en detalle el comportamiento de las pérdidas de energía durante los últimos cinco años:

RESUMEN ANUAL DE PERDIDAS DE ENERGIA
PERIODO 2006-2010

	ENERGIA EN KWH		PERDIDAS	
AÑO	**COMPRA**	**VENTA**	**PERDIDAS**	**%**
2006	85'684,637	81'501,074	4'183,563	4.88
2007	88'379,597	83'800,241	4'579,356	5.18
2008	86'763,917	82'044,795	4'719,122	5.44
2009	92'797,391	87'959,431	4'837,960	5.21
2010	93'339,934	88'632,535	4'707,399	5.04

Analizando el comportamiento de las pérdidas de energía durante los últimos cinco años incluido el 2010, se ve que en el año 2006, las pérdidas alcanzan al 4.88 %; para el año 2007 se incrementa al 4.88 %, es decir aumenta el 0.30%; en el 2008 sube al 5.44% es decir se incrementa el 0.26%; en el 2009 disminuye al 5.21, es decir se reduce el 0.23 %; y para el año 2010 baja al 5.04, o sea disminuye el 0.17% con relación al año anterior; pérdidas totales del sistema que son evaluadas en barras de carga de la Subestación Cuenca (barras de 69 kv.).

Como dato referencial debemos indicar que las pérdidas en distribución a nivel de barras de 22 kv., alcanzan el 8.71%.

CONTROL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA COMERCIALES

ACCIONES Y RESULTADOS:

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

1. Revisión de los sistemas de medición de los consumidores masivos; mediante el sistema de barrido, por sectores.
2. Revisión de los sistemas de medición de los clientes en media tensión.
3. Revisión de los equipos de medición retirados por mora y los que se van a instalar como servicios nuevos o cambios de medidores.
4. Instalación de suministros ocasionales.
5. 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 detalla los resultados, en el período enero-diciembre de 2010, de los equipos de trabajo del Departamento de Control de Pérdidas; En este período se revisaron 6763 sistemas de medición en el sitio; y, 3219 en el laboratorio, para ser utilizados como servicios nuevos o cambio de medidores.

Existe un **incremento en la productividad** en la revisión de medidores en el sitio del **35,8%,** con relación al año 2009.

Total de Revisados en sitio (a)	Total de Novedades	Porcentaje de novedades encontradas	Total de medidores revisados en laboratorio (b)
6763	549	8.1%	3219

MEDIDORES CON NOVEDADES

De los 6763 sistemas de medición revisados (exceptuando los revisados para servicios nuevos), se encontraron 549 sistemas alterados, que representa el 8,1% del total revisado.

En el siguiente cuadro se detalla el total de las novedades encontradas.

ALTERACIÓN DE MEDIDOR	25	4.6%
CAMBIO DE TARIFA	1	0.2%
ACOMETIDA PICADA	24	4.4%
DAÑO DE BORNERA	2	0.4%
DAÑO DE COJINETES	19	3.5%
DAÑO DE REGISTRADOR	3	0.5%
DAÑO EN PANTALLA DE MEDIDORES ELECTRÓNICOS	1	0.2%
ERROR DE LECTURA	2	0.4%
LÍNEAS DIRECTAS DESDE ACOMETIDA	6	1.1%
LÍNEAS DIRECTAS DESDE BORNERA	1	0.2%
LÍNEAS DIRECTAS DESDE REDES	3	0.5%
MANIPULACIÓN DE COJINETES	37	6.7%
MANIPULACIÓN DE REGISTRADOR	7	1.3%
POSICIÓN INCORRECTA DEL MEDIDOR	8	1.5%
QUEMADA BOBINA DE CORRIENTE	6	1.1%
QUEMADA BOBINA DE TENSIÓN	15	2.7%
OBJETOS EXTRAÑOS DENTRO DEL MEDIDOR	3	0.5%
MEDIDOR DESCALIBRADO	386	70.3%
SIN NOVEDADES	**6214**	**91.9%**
Total por Grupo de Novedades	*549*	**8.12%**

Dentro de las novedades más representativas, se tiene: Medidor descalibrado con el 70,3%; Manipulación de cojinetes con el 6,7%; Alteración del medidor con el 4,6%; y, acometida picada con el 4,4%.

RECUPERACIÓN ENERGÉTICA Y FINANCIERA

La recuperación energética y financiera por refacturaciones/reliquidaciones en el período enero-diciembre de 2010, **resultado de las revisiones de medidores,** es de 322,059 Kwh y U.S.D 44,412.

RECUPERACIÓN POR REFACTURACIONES - RELIQUIDACIONES	ENERO-DIC. 2010
RECUPERACION DE KILOVATIOS-HORA ACUMULADA.	322,059
RECUPERACION EN DOLARES POR REFACT-RELIQ.	39,509
RECUPERACION EN DOLARES POR MULTA.	4,903
RECUPERACION TOTAL EN DÓLARES.	44,412

La recuperación energética y económica, producto de la **normalización de los sistemas de medición** alterados es de 132,322 Kwh; y, U.S.D. 33,184.

RECUPERACIÓN POR NORMALIZACIÓN DE SIST. MED.	ENERO-DIC. 2010
Recuperación energética anual (Kwh)	132,322
Recuperación financiera anual (U.S.D.)	33,184

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 período enero-diciembre de 2010, se procedió a la instalación de 2,114 servicios ocasionales (integración de las solicitudes y renovaciones mensuales), que demandaron un total de 368,300 Kwh; y, representó un ingreso de U.S.D. 63,734.

SUMINISTROS OCASIONALES	ENERO-DIC. 2010
Total de clientes que solicitaron (U)	2,114
Total de clientes que cancelaron (U)	2,114
Cancelados/Solicitados (%)	100.00
Total facturado (Kwh).	368,300
Total facturado (U.S.D).	63,734

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 822,681 Kwh y U.S.D. 141,330.

CONCEPTO	KWH	U.S.D
Medidores Calibrados/normalizados	132,322	33,184
Liquidación por consumo no registrado	322,059	44,412
TOTAL POR CALIBRACION Y LIQUIDACION		77,596

	KWH	U.S.D
Suministro ocasionales	368,300	63,734
TOTAL CALIBRACION DE MED. CNRS Y SUM. OCASIONALES		141,330

CUMPLIMIENTO DE OBJETIVOS

Comparando lo planificado con lo realizado en el período enero-diciembre de 2010, se tienen porcentajes de cumplimiento de: recuperación energética y recuperación financiera; del 119,4% y 118,5% respectivamente, como se detalla a continuación.

CUMPLIMIENTO DEL PROGRAMA DE REDUCCION DE PERDIDAS (AÑO 2010)			
CONCEPTO	PLANIFICADO	REALIZADO	PORC. CUMPLIM.
RECUPERACION ENERGETICA (KWH)	689000	822,681	119.4%
RECUPERACION FINANCIERA (U.S.D)	119264	141,330	118.5%

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

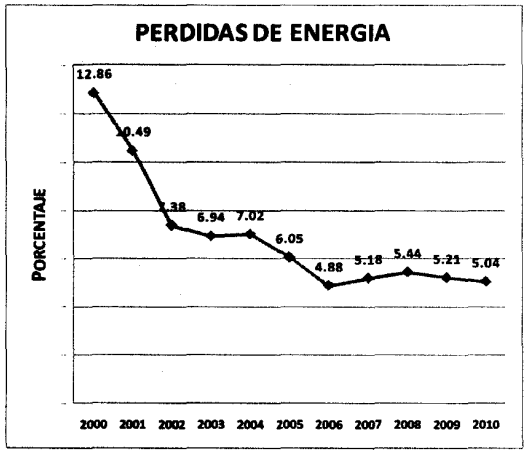
Porcentaje de Pérdidas de energía.

Línea base: Pérdidas móviles (enero-diciembre de 2009): 5,21%.

Pérdidas móviles (enero-diciembre de 2010): 5,04%.

Pérdidas del Sistema período 2000-2010

Año	En. Comprada. KWH	En. Facturada KWH	Perdidas del Sistema (Kwh)	Perd. Total (%)
2000	42316114.34	36873629	5442485.34	12.86
2001	59314316.13	53089332	6224984.13	10.49
2002	73422323.29	68002499	5419824.29	7.38
2003	77992490.35	72576138	5416352.35	6.94
2004	81710274.99	75973123	5737151.99	7.02
2005	82390110.00	77404666	4985444.00	6.05
2006	85684637.00	81501074	4183563.00	4.88
2007	88379597.00	83800241	4579356.00	5.18
2008	86763917.00	82044793	4719124.00	5.44
2009	92797390.50	87959431	4837959.50	5.21
2010	93333974.00	88632534	4701440.00	5.04



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.

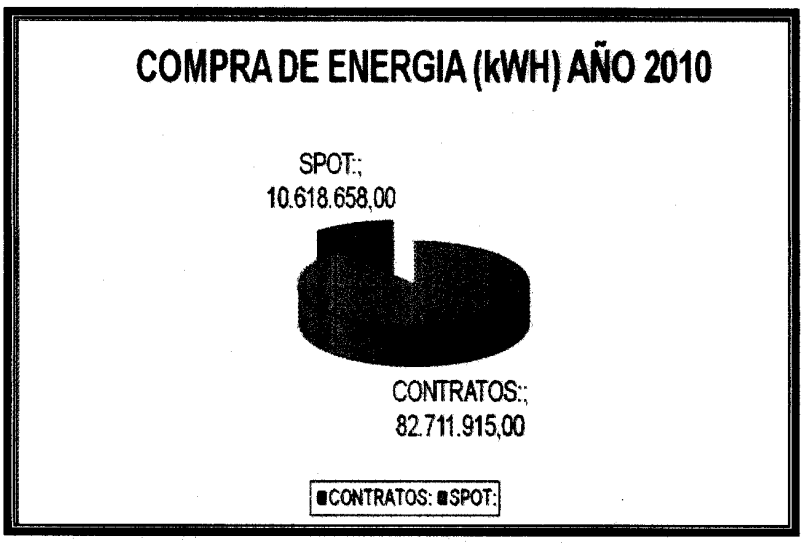
6.1.1. ABASTECIMIENTO DE POTENCIA Y ENERGIA

La demanda de potencia y energía fue cubierta por las diferentes Empresas de Generación Públicas y Privadas, mediante contratos regulados y complementariamente del mercado ocasional (SPOT) incluida la importación de Colombia. Desde la barra de carga que corresponde a la Subestación Cuenca de propiedad de CELEC EP TRANSELECTRIC, que es el punto de conexión al Sistema Nacional Interconectado, se

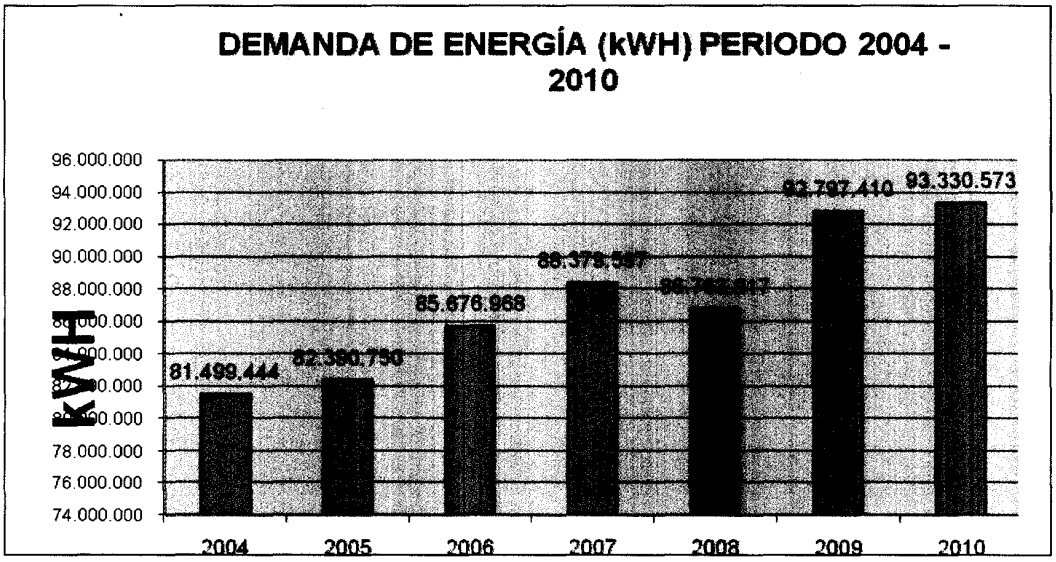
compraron 93´330.573,41kWHque representa el 0,57% mayor con respecto a la energía demandada en el año 2009 que fue 92´797,40.00 KWH.

La energía comprada en contratos regulados fue 82´711.915,38 KWH que representó el 88,62% mientras que del Mercado SPOT se demandó 10´618.658,03KWH que corresponde al 11,38%.

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



El siguiente cuadro estadístico presenta el comportamiento de la demanda de energía, en barra de la subestación Cuenca a partir del año 2004.

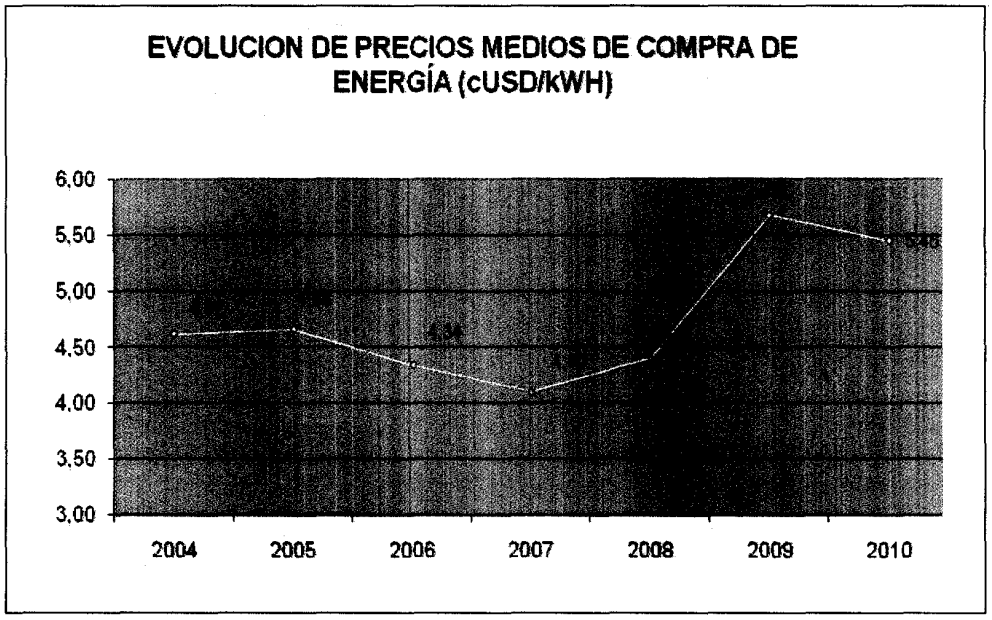


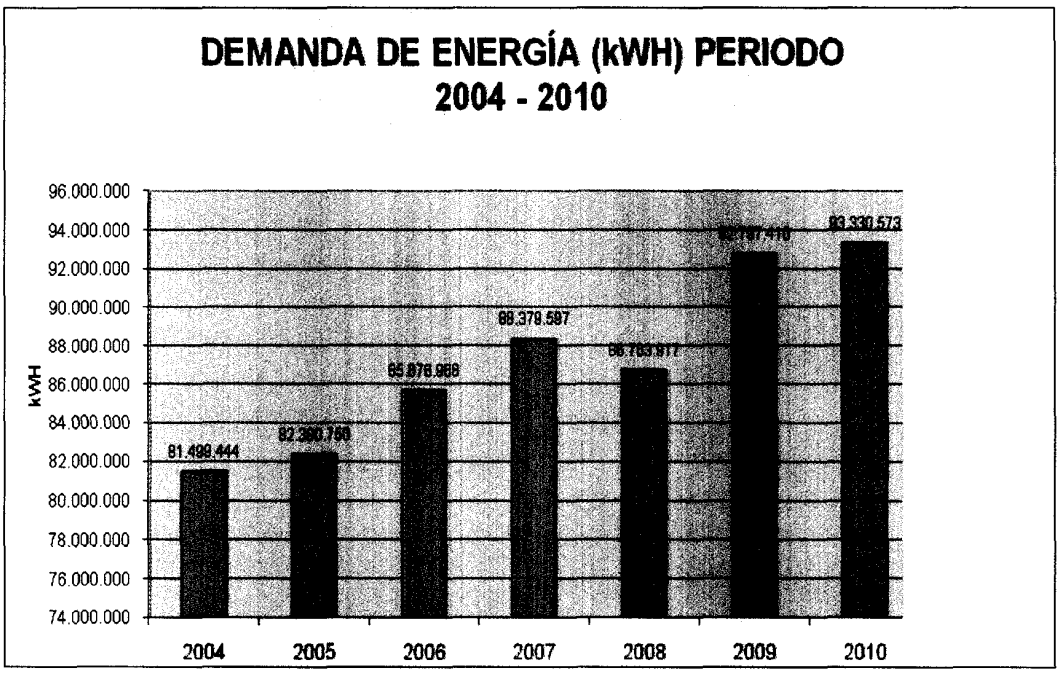
6.1.2. PRECIOS MEDIOS DE COMPRA DE ENERGIA

En el año 2010 el precio medio de compra de energía en la Subestación Cuenca fue de **cUSD5,45** que comparado con el precio medio del año 2009 que fue de **cUSD5,68** se da una disminución del **4,04%.** En el siguiente cuadro se presenta el comportamiento de los precios de compra de energía del período 2004-2010, en barras de la Subestación Cuenca, que es el punto de recepción de energía desde el Sistema Nacional Interconectado.

AÑO	PRECIO DE LA ENERGÍA EN LA S/E CUENCA (cUSD/KWH)
2004	4,62
2005	4,66
2006	4,34
2007	4,10
2008	4,40
2009	5,68
2010	5,45

El gráfico siguiente, ilustra el comportamiento de precios de compra de energía en la Subestación Cuenca, para el período 2004-2010.





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 a través de sus diferentes etapas funcionales, en las que se presentan los diferentes proyectos que ejecuta la Empresa.

A continuación se presenta las actividades más significativas del Presupuesto de Inversiones Año 2010.

6.2.1. SUBTRANSMISION

Al 31 de diciembre de 2010, se cuenta con todos los diseños de las tres obras: Línea a 69 KV SAN Jacinto – Subestación Azogues 2; Línea a 69 KV Subestación Sinincay – Subestación Azogues 2, encontrándose pendiente los procesos previos a la obtención de la servidumbre. En lo que respecta a la Subestación Azogues 2, se procedió a la liquidación del Contrato de compra del transformador de Potencia de 16/20 MVA y cuenta con los siguientes avances:

(1) Estudios y Diseños Definitivos de Impacto Ambiental: El estudiofue ejecutado según contrato No. 026-2007.

(2) Adquisición de Equipos:Se cuenta con el Transformador de Potencia de 16/20 MVA, 69/22 KV, adquirido a la firma ABB, por el monto de US$ 461,215.92. El equipo se encuentra en la Subestación Tabacay. .En lo que respecta a los estudios y Diseños Definitivos Electromecánicos y de Obra Civil, se encuentra pendientes y se ejecutarán en el Año 2011 a través del convenio de Asistencia Técnica No. 222-2006 entre CELEC EP TRANSELECTRIC y la EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES C.A.

(3) No se ejecutaron los estudios y diseños de la variante de la Línea de Subtransmisión a 69 KV, Subestación Cuenca-Subestación Azogues.

6.2.2. DISTRIBUCION

- *Electrificación Urbana:*

REMODELACIONES Y AMPLIACIONES DE ALTA Y BAJA TENSIÓN EN SECTORES URBANOS.

En toda el área de concesión se han realizado remodelaciones y ampliaciones en las redes de media tensión y transformadores, atendiendo el requerimiento de usuarios o por necesidad de incremento de la capacidad en transformación, contabilizándose 3 trabajos: uno en el sector del Camal de la ciudad de Azogues; y, dos en el cantón Déleg, incorporándose al sistema una longitud de red de media tensión de 0.462 Km de media tensión.

ADECUACIONES Y CAMBIOS DE TOPOLOGÍA PARA MEJORAR CALIDAD DEL SERVICIO.

En esta partida no se ejecutaron los trabajos programados que corresponde a la redistribución de carga del alimentador 121 con el 124, en el sector de la Mutualista Azuay y Hospital Homero Castanier C.

CAMBIO DE RED DE DISTRIBUCIÓN A SUBTERRÁNEA CENTRO DE AZOGUES-ETAPA I.

Se han adquirido los materiales y equipos necesarios por un monto de US$ 1'213,967.95, a través de 11 contratos con diferentes proveedores.

El monto de las obras civiles ejecutadas hasta el 31 de diciembre de 2010, asciende a USD 930,260.83, de los cuales USD 891,373.49 corresponden a los contratos con la firma HEINGSO Nos. 926-2009 y 854-2010; y, USD 38,887.34 corresponden a la Fiscalización de

las obras civiles, contratos Nos. 173-2009 y 226-2010 celebrado con el Ing. Eduardo González.

El total de la inversión hasta el 31 de diciembre de 2010 alcanza a USD. 2'144,288.78 solo en pago de planillas de contratos, al que se debe adicionar el valor de la Ingeniería y Administración aportada por la Empresa, que de acuerdo a los porcentajes presupuestados suman USD 72,192.99.

El avance físico respecto del planificado alcanza el 80%.

Se resalta que por razones técnicas obligadas se han producido algunas variantes respecto del diseño original, de las cuales, las principales son:

1. Ampliación de obras en la calle Luis Cordero, entre las calles Tenemaza y General Enríquez, debido a justificativos técnicos.

2. Construcción de las cabinas subterráneas:

- En las calles 3 de Noviembre y Rivera.
- En las calles Sucre y Matovelle.
- En las calles Tenemaza y Matovelle.

Las cuales se diseñaron dentro de instalaciones particulares (Municipio y banco del Pacífico), pero que por conveniencia para la Empresa se decidió construirlas en la calzada, evitando futuras contratiempos con los propietarios de los inmuebles.

3. Incrementos de volúmenes de obra, especialmente en lo relacionado a: rotura de hormigones, remoción de replantillos, la reposición de veredas, bordillos, pavimento en vías, mallas en las cabinas de transformación, acero de refuerzo, excavación mecánica, rellenos compactados, etc.

4. Desalojo con volquete.
5. Incremento de cantidad de pozos de revisión.
6. Variación de las dimensiones de pozos de revisión.
7. Incrementos de obra de EMAPAL.

La culminación total de la obra civil se tiene prevista para finales de marzo del año 2011.

En cuanto al montaje electromecánico, pruebas y puesta en operación del proyecto, se están realizando los pliegos de acuerdo al INCOP, para su contratación. Se prevé iniciar en el mes de mayo y culminar para el mes de Diciembre del año 2011.

El retiro de los postes y red aérea, se iniciará una vez concluidos todos los trabajos y se encuentre en operación normal las nuevas redes.

- *Electrificación Rural y Urbano Marginal:*

EXTENSIONES DE RED SECUNDARIA.

En baja tensión se realizaron varias ampliaciones de red secundaria en todo el sistema alcanzando una longitud de: 3.10 Km en configuración una fase dos conductores; y, 2.1 Km configuración dos fases tres conductores, para dotar del servicio a 60 abonados nuevos, a un costo total de US$ 19,591.91, desglosados en US$ 10,829.26 en materiales y US$ 8,762.65 que corresponde a lo recaudado por concepto de la Regulación 002/08.

REMODELACIONES Y AMPLIACIONES DE CAPACIDAD DE TRANSFORMADORES PARA MEJORA DE CALIDAD DEL SERVICIO EN SECTORES RURALES.

En el sector rural de toda el área de concesión se han realizado remodelaciones y ampliaciones en las redes de media tensión y transformadores, atendiendo el requerimiento de usuarios o por necesidad de incremento de la capacidad en transformación, contabilizándose 12 trabajos, incorporándose una capacidad de 235 KVA.

ESTUDIOS DE AMPLIACIÓN Y REMODELACION DE REDES RURALES.

No se ejecutó ninguna inversión en esta partida. Al 31 de Diciembre de 2010, se dispone de los Pliegos para la contratación de los estudios.

PROGRAMA DE OBRAS FERUM

Al 31 de diciembre de 2010 se ejecutó un avance físico del 90.74%. El Avance Contable es de USD 1'280,365.07 que equivale al 50.59% del presupuestado.
Los recursos recibidos desde el Ministerio de Electricidad y Energías Renovables MEER, alcanzaron a USD 2'301,843.00 que corresponden al 95.84% del monto asignado a la Empresa para el Programa (USD 2'401,843.60).
Respecto del Plan de Mitigación Ambiental, Comunicación, y Socialización del Programa Ferum 2010, se concluyó la entrega de las plantas que compensan la tala de árboles en los proyectos. Se desarrollaron casi en su totalidad la capacitación a las comunidades sobre uso y ahorro de energía, así como se elaboraron los perfiles de los proyectos productivos, de acuerdo al requerimiento del CONELEC.

6.2.3. SERVICIO DE ILUMINACION PUBLICA

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 2010 que disponían de financiamiento específico.

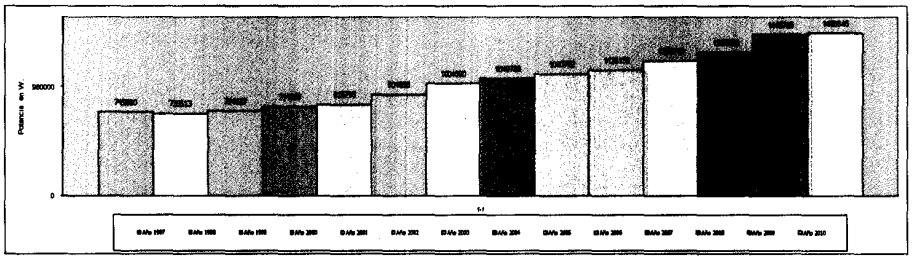
La potencia instalada en alumbrado público al término del año 2010 alcanzó el valor de 1.458.84 KW que comparada con la del año 2009 que fue de 1.445,76 KW se tiene un incremento del 0,91% que equivale a 13.08 KW

El número de equipos de iluminación que se encuentran en operación se incrementó a 10.107 que comparado con los del año 2009 que fue de 9.958 se presentó un incremento del 1,49%.

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.

Estadística del Alumbrado Público Instalado



6.3. LA CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO

Los Índices de Continuidad del servicio como son la FRECUENCIA DE INTERRUPCION Y TIEMPO DE INTERRUPCION, alcanzaron los siguientes valores a nivel de sistema:

- **Índice de Frecuencia de Interrupción(FMIK): 5,63**
- **Índice de Tiempo de Interrupción (TTIK): 9,65**

En el año 2010, se presentó una disminución significativa en la frecuencia de interrupción por KVA instalado FMIK que alcanzó el valor de **5,63** con respecto al del año 2009 que fue **8,8.**

Por otra parte el índice TTIK que es el Tiempo de Interrupción, tienen una importante reducción a **9,65** con respecto al índice de **15,82**que se presentó en el año 2010.

Si bien los valores de FMIK de **5,63** y TTIK **9,65** a nivel de sistema de distribución son superiores a los establecidos en la Regulación CONELEC 04/01 que deben ser de **4** y **8**respectivamente, es necesario manifestar que a nivel de los alimentadores 121 y 124 los índices obtenidos se encuentran dentro de los valores fijados por la Regulación indicada.

El mejoramiento de los índices en el año 2010 se debió a que se redujeron las suspensiones de servicio programadas para diferentes intervenciones en la red de media tensión porque desde el mes de Enero se trabaja en líneas energizadas y además se realizan actividades de mantenimiento preventivo con este grupo de trabajo. Para una mejor ilustración a continuación se presenta el comportamiento de los Índices de Interrupción por mes para cada alimentador, durante el año 2010 así como los límites que deben cumplirse para cada uno de los índices por alimentador de acuerdo a los requerimientos establecidos en la Regulación No. CONELEC 04/001.

JEFATURA OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO
INDICES DE INTERRUPCION DURANTE EL AÑO 2010

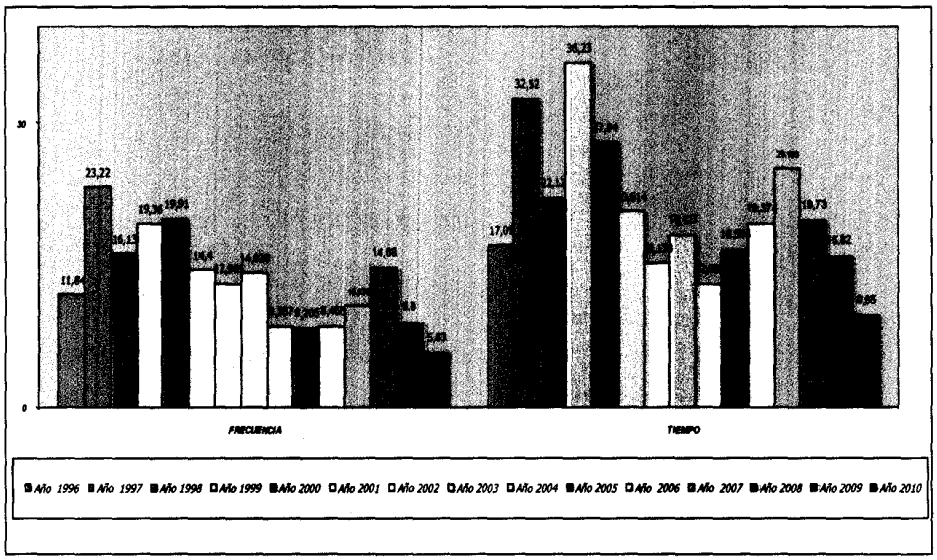
PARTE DEL SISTEMA	SISTEMA DE DISTRIBUCION		ALIMENTADOR 121		ALIMENTADOR 122		ALIMENTADOR 123		ALIMENTADOR 124	
Mes	Frecuencia	Tiempo	Frecuencia	Tiempo	Frecuencia	Tiempo	Frecuencia	Tiempo	Frecuencia	Tiempo
Enero	0,193	0,454	0,316	1,003	0,156	0,252	0,296	0,582	0,032	0,017
Febrero	0,384	0,549	0,62	0,952	0,362	0,506	0,272	0,452	0,194	0,171
Marzo	0,133	0,197	0,155	0,27	0,108	0,176	0,189	0,225	0,112	0,121
Abril	0,420	0,696	0,15	0,327	0,509	0,916	0,75	1,426	0,381	0,264
Mayo	1,105	1,070	0,299	0,518	1,579	1,774	0,895	1,133	1,413	0,414
Junio	0,211	0,346	0,08	0,141	0,204	0,316	0,63	1,010	0,109	0,218
Julio	0,879	1,426	0,382	1,307	1,82	2,381	0,317	0,788	0,175	0,23
Agosto	0,38	0,344	0,303	0,405	0,628	0,377	0,122	0,1866	0,185	0,287
Septiembre	0,184	0,271	0,279	0,48	0,138	0,205	0,295	0,36	0,061	0,046
Octubre	0,459	0,612	0,22	0,525	0,394	0,576	1,678	1,536	0,051	0,145
Noviembre	0,720	1,860	0,798	2,292	0,995	2,532	0,76	1,645	0,048	0,109
Diciembre	0,563	1,829	0,999	3,271	0,449	1,536	0,699	2,360	0,098	0,068
TOTAL	5,43	9,65	4,49	11,49	7,34	11,55	6,90	12,27	3,86	2,09
Límites	4,00	8,00	4,00	10,00	5,00	10,00	6,00	10,00	5,00	10,00

De la comparación entre los índices obtenidos con los establecidos en la Regulación No. Conelec 04/001, especificados en la fila Límites de la tabla, se determina que los índices de Frecuencia y Tiempo de interrupción son superiores a los exigidos en la Regulación.

Analizando las suspensiones se tiene que el 40% son de origen programado y el 60% corresponden a interrupciones de origen forzado, debemos aclarar que de acuerdo a las condiciones para el cálculo establecidas en la Regulación en referencia, no se incorporaron las suspensiones de servicio a nivel de la Subestación Cuenca que fueron requeridas por CELEC EP TRANSELECTRIC para actividades de mantenimiento.

En la siguiente presentación estadística, se proporciona la información histórica de los índices de Interrupción desde el año 1996.

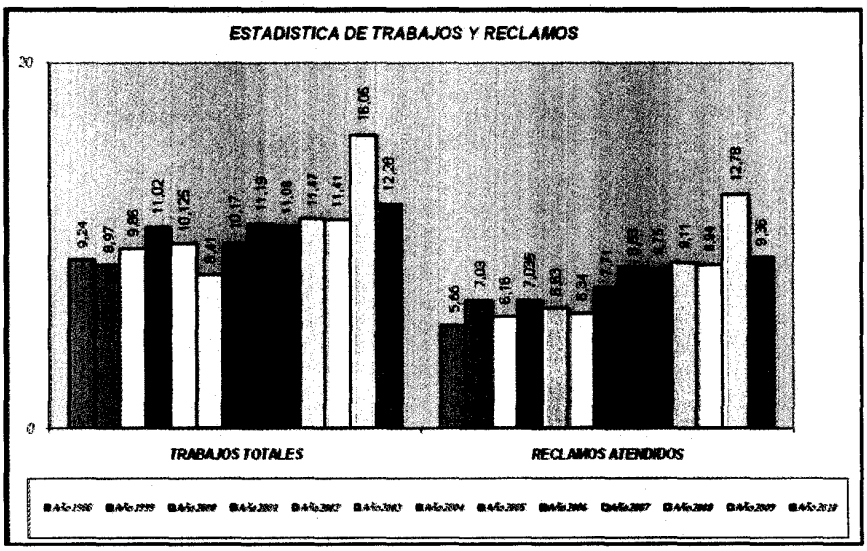
ESTADISTICA DE LOS INDICES DE INTERRUPCION



El desempeño de atención a los reclamos que los usuarios presentan por desperfectos o ausencia del servicio, se evalúa mediante el valor promedio por día de los TRABAJOS REALIZADOS y RECLAMOS ATENDIDOS que miden la actividad diaria promedio del personal operativo. Los TRABAJOS REALIZADOS alcanzan un valor de**12,28**promedio día, mientras que en el año 2009 fue de **16,05** promedio día. Por otra parte el número de reclamos totales fue de **9.36**promedio díamientras que en el año2010 fue**12.78**promedio día.

Las reducciones de los índices indicados a -23,48% y -27% para los trabajos realizados y reclamos atendidos por día con respecto a los índices del año 2009, se deben a la incidencia del mantenimiento programado.

El siguiente cuadro, muestra el comportamiento de los Indicadores de Trabajos y Reclamos, desde el año 1998.



6.4. 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: 1 Topas 1000, 2 Memobox 300 y 2 fluke 1744 y un fluke 1760; esto se debe a que el 1 Topas 1000 estuvo en proceso de reparación y el otro equipo similar fue dado de baja por no haber repuestos para este equipo.

Por lo anteriormente descrito, durante el 2010, se han logrado realizar las siguientes mediciones exitosas: 12 para la barra de distribución de la subestación Azogues 1, 60 mediciones en transformadores de distribución, 108 mediciones en usuarios de baja tensión y 12 mediciones en usuarios de media tensión, que representan aproximadamente un 94% de lo requerido por el ente regulador.

Los análisis de las bases de datos obtenidas 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.

6.5. EXPANSION DEL SISTEMA ELECTRICO

6.5.1. LONGITUD EN LINEAS DE SUBTRANSMISION

La longitud de líneas en operación de 26,8 Km. se mantuvo constante en el año 2010.

6.5.2. LONGITUD DE LINEAS DE DISTRIBUCION

A diciembre del 2010 se disponen de 623.87 de Km de red de alta tensión que presenta un incremento de 0,21% respecto a la longitud del año 2009 que fue de 622.58 sin considerar la incorporación de la red de media tensión del Programa FERUM 2010 que se encuentra en conclusión y liquidación.

6.5.3. CAPACIDAD Y NÚMERO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

A diciembre del año 2010 la capacidad instalada es de 27.254,5 kVA que comparada con la capacidad del año 2009que fue de 25.649,5 KVA se presenta un incremento del 6,25%. En lo que tiene que ver con el número de unidades en operación, se incrementó de 1.226 del año 2009 a 1.298 para el año 2010 es decir el 5,87%. Esta información no incorpora los transformadores del programa FERUM 2010.

6.5.4. LONGITUD DE REDES DE BAJA TENSION

A diciembre del año 2010, los kilómetros en redes de baja tensión alcanzan a 1.055,51 Km que respecto a la longitud de red de baja tensión del año 2009 que fue de 1.049,38 Km se obtuvo un incremento del 0,55%.

6.5.5. CARGA INSTALADA EN ALUMBRADO PUBLICO

Durante el año 2010 la carga total en alumbrado público se incrementó a 1.458,84 kW que comparada con la del año 2009 que fue de 1.445,76 kW se presenta un incremento del 0.9%.

El número de equipos de iluminación instalados es de 10.107

6.6. 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.

6.6.1. GESTION INGENIERIA Y CONSTRUCCION.

Consideró la dirección, coordinación, supervisión, fiscalización y liquidación del programa de obras del Presupuesto de Inversiones Año 2010, 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 2010, se aprobaron 47 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.

6.6.2 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. Los trabajos desarrollados se ejecutaron de acuerdo al programa respectivo.

Las actividades más relevantes de la Jefatura fueron:

6.6.2.1. 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.

La estadística de todos los trabajos realizados en el año 2010, para el Sistema de Distribución, arrojan un promedio **12.29** trabajos diarios, lo que nos da un total **4,486** al año, de estos **2,535** corresponden a reclamos por interrupciones de servicio y **881** por variaciones de tensión. Los reclamos del Sistema de distribución se han reclasificado según su causa u origen en reclamos del tipo técnico y del tipo comercial, mientras que a otros

trabajos que no involucraron suspensión de servicio les hemos denominados actividades del tipo general.
Analizando la base de datos de reclamos que posee la Jefatura, se ha determinado que del total de los **4,481** trabajos ingresados, **2,473** corresponden a reclamos del tipo técnico, **944** reclamos del tipo Comercial y **1,064** actividades clasificadas como del tipo general.

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

- Sin una fase en baja tensión = 825 (origen forzado)
- Sin una fase en alta tensión = 307 (origen programado)
- Obra de la Empresa = 268 (origen programado)
- Recorrido y desbroce del transformador = 152 (origen forzado)
- Línea descalibrada = 88 (origen forzado)
- Línea arrancada = 88 (origen forzado)
- Árbol sobre la línea de baja tensión = 64 (origen programado)
- Retensado de líneas en alta y baja = 63 (origen forzado)
- Bajar líneas para tumbar árboles = 52 (Programado)
- Alzar líneas para tumbar árboles = 51 (programado).
- Cambio de base, bajante u otros en transformador = 48 (programado)
- Material de la red de baja tensión defectuoso = 47 (forzado)
- Reubicación de postería en alta o baja tensión = 43 (programado)
- Desbroces en alta o baja tensión = 38 (programado).
- Extensión de red en baja tensión = 37 (programado)
- Otras = 32 (programado)
- Otras debido a Mantenimiento = 30 (programado)
- Obra particular = 23 (programado).
- Línea descalibrada = 23 (forzado)
- Trabajos de alumbrado público = 22 (programado)
- Árbol sobre la línea de alta tensión = 17 (forzado)

Entre los reclamos del tipo Comercial que originaron suspensiones de servicio y /o variaciones de tensión a nivel de usuario se destacan:

- Acometida floja en sus conexiones = 305.
- Problemas en el medidor = 217
- Acometida floja = 108
- Acometida mala = 81

- Acometida en mal estado = 71
- Falla en el medidor = 66
- Conectores de la acometida en mal estado = 39
- Falta de conectores en la acometida = 33
- Falta de conectores = 24

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

- Servicio normal = 280.
- Instalaciones internas mal realizadas = 151
- Cortocircuito interno = 133.
- Inspecciones = 132
- Instalación de reflectores = 120
- Trabajos adicionales = 85
- Instalación de reflectores = 69
- Corte de servicio = 48.
- Reconexión de servicio = 38
- Corte de servicio = 37
- Abonado no encontrado = 7
- Traslado de la plataforma = 6
- Colocación de protectores = 4

6.6.2.2. Mantenimiento Preventivo

Algunas acciones de mantenimiento preventivo más importantes que han sido realizada durante el año 2010, pueden resumirse en el siguiente cuadro:

SECTOR	**Sistema de Distribución**
RESUMEN	Desbroce de la red de alta y media tensión en diferentes sectores del sistema de distribución.
SECTOR	**Línea subtransmisión S/E Cuenca-S/E Azogues 1-Guapán**
RESUMEN:	Recorrido y desbroce de la línea 69 KV y ampliación de la franja de seguridad
SECTOR	**Alimentadores 121, 122, 124**
RESUMEN	Cambio de conectores, seccionadores, aisladores y pararrayos defectuosos con línea energizada.

Complementariamente durante los fines de semana cuando el personal de turno no tuvo reclamos por falta de servicio, se precedió a la revisión de los transformadores y red de baja tensión en los sectores de: Chacapamba, BuilTabacay, BuilGuapán, Loma Blanca, Zhindilig, Gullampamba, Pucun Quinua, Barrio los Independientes, Santa Marianita, Zurupamba, San Francisco, 4 de noviembre y sucre, Oriente y calle del maestro, Emilio Abad y Sucre, 4 de noviembre y HuaynaCápac, Emilio Abad y Serrano, Guapan centro, Tabacay, GuapanAlliyacu, GuapánTasqui, Pucún Quinua, Guapan Calera, Alliyacu, saguin centro, GuapanGuindilig, GuapanVeintimilla, Cachipamba, Valdivieso, Tasqui, Guartanchung, Uchupucún, barrio Nuevo, barrio la Unión, Urb. Inés Romero, Circunvalación, prolongación de la Serrano, V.M. Crespo, Ayacucho y Veintimilla, Bolívar y Serrano, Azuay y Oriente, Azuay y Ayacucho, Matovelle y Azuay, Luis Cordero y 3 de noviembre, Luis Cordero y Serrano, 3 de noviembre y matovelle, Matovelle y Sucre, Matovelle y Solano, 3 de noviembre y Bolívar, Solano y Matovelle, Luis Cordero y 3 de noviembre, Luis Cordero y Serrano, Veintimilla y Circunvalación, calle Ingapirca, Sindicato de Choferes, Urbanización Bravo, calle Serrano, Azuay y Oriente, Luis Cordero y Tenemasa, G. Enríquez y L. Cordero, Rivera y Tenemasa, Luis Cordero y Tenemasa, 24demayo y S. Abad, 24 de mayo y A. Jaramillo, 24 de mayo y Tenemasa, Uchupucún, barrio Nuevo y barrio la Unión.

6.6.2.3. 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, en los sectores de: Ingaloma, Biblincay, La Dolorosa, Pasavalle, El Tablón de Javier Loyola, Ciudadela Ferroviaria, Huachún de L. Cordero, Macas de J. Loyola, Rumihurco, Bayas, Biblincay, Cruz Blanca, Macas la Playa, Cdla. Clímaco Zaraús, Nunchiloma, Zhindilig, Solano centro, Pampavintimilla, Bayas, Autopista, Loma Blanca, Bellavista, Sinín, Pampacrespo, Santa Marianita de Zhindilig, Leonán, BuilChacapamba, Javier Loyola, Chabay alto, Bolivia, 4 esquinas, Hatumpamba, Zhoray, BuilChacapamba, cementerio, Cuchilandia, OparPaccha, Hornapala, El Corte de Borrero, J. Loyola centro, patio de la Policia del Cañar, Chiturco, Zurampalti, Santa Maria de Bolivia, la Pirámide de L. Cordero, Hotel león, Llimpi, Cdla. Cantos, Florandes, Chapte, la Concordia, El Cisne, Corralón, Nudpud, Sageo, Quimandel, Chabay, LegTabacay, Zhindilig, Gullancay, barrio los Independientes de Guapán, San José Bajo de Cojitambo, Mutualista Pichincha, OparPaccha, calle Santa María, Calvario bajo, barrio Galo plaza Lasso de Zhapacal, GunTaday, BuilChacapamba, Pampavintimilla, la Concordia, OparPaccha, BuilGuapán, MOP, GunTaday, escalinatas hacia el Hospital, Taday centro, tendido de fibra óptica hacia la Subestación Azogues 1 y desde esta hacia la S/E Zhapacal, adicionalmente se ayudó en la construcción del nuevo alimentador hacia Guapán.

6.6.2.3. 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.

- Para la emisión de solicitudes de material y reingresos a bodega se utilizó el Software en lenguaje de programación Fox Pro para Windows, este es un lenguaje moderno y versátil, que nos permite controlar todo el movimiento del material y los recursos que se utilizan en los distintos trabajos realizados por el personal de Operación y Mantenimiento.

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

- Finalmente, los cuadros de turno para choferes, linieros y tableristas que trabajan en el área de mantenimiento y en la Subestación Azogues 1, han sido elaborados en forma trimestral y han sido remitidos en forma oportuna para su aprobación y cumplimiento.

6.6.3. GESTION INVENTARIOS Y AVALUOS.

Las principales actividades desarrolladas fueron:

❖ Inventario correspondiente al año 2008.

- Informe del inventario del sistema eléctrico de distribución, requerido por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.
- Inspección y valoración de materiales en estado malo.
- Inventario de postes utilizados por las compañías de televisión por cable, CNT-CAÑAR.
- 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 Proyecto SIGDE.

6. CONCLUSIONES

Para satisfacer la demanda eléctrica con oportunidad y proporcionar un servicio de calidad y seguridad, se ejecuta un programa de inversiones que incorporará obras que deben entrar en operación en el año 2012 como son la Subestación Azogues 2 y las Líneas de Subtransmisión.

De las obras en distribución más significativas, el programa FERUM 2010 tiene un avance físico del 90,74%, mientras que las obras civiles para las redes subterráneas del centro urbano de Azogues, Etapa I registra un avance físico del 80%

Los índices de calidad del servicio técnico expresados a través de la Frecuencia Media de Interrupción (FMIK) se redujo a 5.63; mientras que el del Tiempo Medio de Interrupción (TTIK) se redujo a 9.65sin embargo estamos superando los límites máximos permisibles, establecidos en la Regulación CONELEC 04/001 que son de 4 y 8 respectivamente.

El precio medio de compra de energía a nivel de la Subestación Cuenca que es el punto de recepción de energía desde el Sistema Nacional Interconectado, se redujo a 5,45 cUSD/kWH de 5,68 cUSD/kWH que correspondió al año 2009.

La Calidad de Producto, que se suministra a los usuarios cumple los requerimientos establecidos en la Regulación CONELEC 04/001, para lo cual se midió y controló que el voltaje, flicker de corta duración, factor de potencia y factor de distorsión armónica THD.

Se amplía la cobertura del servicio de alumbrado público en zonas urbano marginales y rurales sin embargo no abastece la gran demanda de requerimientos. La potencia instalada a diciembre del año 2010 es de 1.458,84 kW mientras que en el año 2009 fue de 1.445,76 kW con un incremento del 0,90%.

7. 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, esta debe ser orientada a los proyectos de inversión que se encuentran en ejecución.

- De manera permanente se debe solicitar a los organismos del Estado, regulen adecuadamente las tarifas de compra-venta de energía y se continúe otorgando el reconocimiento del déficit tarifario por parte del Estado, de acuerdo a la realidad de sus costos y gastos, con el propósito de que a futuro la Compañía obtenga los recursos económicos suficientes para cubrir la totalidad de los gastos corrientes de operación.

- La Compañía tiene que reestructurarse de acuerdo con la nueva Ley de Empresas Públicas que se encuentra vigente a partir del 16 de octubre del 2009.

- Las utilidades acumuladas a favor de los accionistas se reinviertan en proyectos de electrificación de la Empresa.

- Es necesario continuar con las acciones emprendidas para fortalecer el sistema de subtransmisión para mejorar la confiabilidad, calidad y continuidad del servicio, mediante la construcción de la línea de 69kV Sinincay-Virgenpamba u otras opciones y, fundamentalmente la Subestación Azogues 2 que debe ser construida en Virgenpamba 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 en ejecución.

- 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.

- Es necesario fortalecer las acciones para la ejecución del Proyecto SIGDE, que permitirá mejorar la Gestión de la Distribución en la Empresa así como la participación en los Comités de Homologación de Unidades de Propiedad y de Gestión Geográfica.

- Es necesario ampliar los planes de ampliación de la cobertura de alumbrado público y su operación y mantenimiento.

Atentamente,

Ing. Marcelo Cárdenas Molina
GERENTE (E)

MCM/rid'a
18-VII-2011