

MEMORIA ANUAL DE LA GERENCIA POR EL EJERCICIO ECONOMICO DEL 2009

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 nueve, 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
FONDO DE SOLIDARIDAD
MUNICIPIO DE AZOGUES
CREA

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:

Ing. Diego Ormaza Andrade	Prefecto Provincial del Cañar (hasta el 30 de julio)
Sr. Jorge Glas Espinel	Gerente General del Fondo de Solidaridad
Dr. Víctor Molina Encalada	Alcalde de Azogues (hasta el 30 de julio)
Dr. Jorge Vivar Idrovo	Director Ejecutivo del CREA (hasta mayo)

2.2.2. Directorio.-

El Directorio estuvo integrado por los siguientes miembros principales:

Lcda. Silvana Dueñas	Fondo de Solidaridad
Arq. Fabián Mogrovejo	Fondo de Solidaridad
Ing. Patricio Chaca	Fondo de Solidaridad
Dr. Oswaldo Coraisaca	CREA (hasta mayo)
Agr. Gerardo Alvarado	Consejo Provincial del Cañar (hasta julio)
Dr. Víctor Molina Encalada	Municipio de Azogues (hasta julio)
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 2009 se llevaron a cabo tres (3) Juntas de Accionistas, en las que se tomaron 15 resoluciones, habiéndose cumplido 14 y una parcialmente.

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

Durante el año 2009 se realizaron cinco (5) sesiones de Directorio. Se tomaron 22 resoluciones, las cuales han sido cumplidas en el 100%.

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 2009 contó con 142 trabajadores, de los cuales 106 son trabajadores de planta y 36 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-2009	
			VALOR	%
FONDO DE SOLIDARIDAD	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
CREA	1.478,40	26.696,40	28.174,80	2,36
S U M A N:	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
CREA	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 han constituido 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 2009 son los siguientes:

APORTES PARA FUTURA CAPITALIZACION				
EN DOLARES				
NOMBRE DEL ACCIONISTA	AÑO 2008	AÑO 2009	VARIACION	
			VALOR	%
FONDO DE SOLIDARIDAD	6.739.543,44	9.830.788,19	3.091.244,75	45,87
CONSEJO PROV. DEL CAÑAR	181.828,09	181.828,09	-	-
J. MUNICIPIO DE AZOGUES	62.294,55	62.294,55	-	-
CREA	-	-	-	-
S U M A N:	6.983.666,08	10.074.910,83	3.091.244,75	44,26

Como se puede observar en el cuadro anterior, los aportes para futura capitalización fueron de US \$ 10'074,910.83, con un incremento de US \$ 3'091,244.75 equivalente al 44.26% con relación al año 2008. El incremento corresponde al Accionista Fondo de Solidaridad por las transferencias de recursos económicos realizados para financiar el Programa de Inversiones a través del Ministerio de Finanzas, las obras de electrificación que se encuentra ejecutando la Empresa con estos recursos corresponden a las redes subterráneas de la ciudad de Azogues y a la construcción de la Subestación Azogues No. 2.

Adicionalmente, 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 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 2009, los resultados económicos obtenidos y comparados con los presupuestados muestran los siguientes valores:



EN DOLARES AMERICANOS				
INGRESOS	VALOR	VALOR REAL	VARIACION	
	PRESUPUESTADO		VALOR	%
De Operación	7.718.928,08	9.212.377,90	1.493.449,82	19,35
Ajenos a la Operación	157.000,00	1.327.776,54	1.170.776,54	745,72
TOTAL DE INGRESOS	7.875.928,08	10.540.154,44	2.664.226,36	33,83
GASTOS				
De Operación	7.228.900,53	8.392.739,48	1.163.838,95	16,10
Depreciación	837.000,00	894.585,72	57.585,72	6,88
SUMAN	8.065.900,53	9.287.325,20	1.221.424,67	15,14
Ajenos a la Operación	143.450,00	1.277.881,16	1.134.431,16	790,82
TOTAL DE GASTOS	8.209.350,53	10.565.206,36	2.355.855,83	28,70
Resultados del Ejercicio				
DEFICIT DEL EJERCICIO	-333.422,45	-25.051,92	308.370,53	-92,49

La variación de los valores presupuestados con los resultados reales, partiendo de su estructura, es decir, Ingresos y Gastos, fueron los siguientes: Los Ingresos de Operación fueron de US \$ 9'212,377.90, mismos que al comparar con el valor presupuestado de US \$ 7'718,928.08, se obtuvo ingresos operacionales en más por US \$ 1'493,449.82 equivalente a 19.35%; debido a que se obtuvo ingresos por venta de energía al sector privado por el valor de US \$ 114,344.85, equivalente al 2% con relación al valor presupuestado; al sector público US \$ 14,158.02 equivalente al 1.39% con relación al valor presupuestado; y, principalmente se obtuvo ingresos adicionales por el Déficit Tarifario por el valor de US \$ 1,343,038.99 que equivale al 149.23% con relación al valor presupuestado. Los Ingresos Ajenos a la Operación fueron de US\$ 1'327,776.54, mismos que al comparar con el valor presupuestado de US \$ 157,000.00, se obtuvo ingresos adicionales por US \$ 1'170,776.54, equivalente al 745.72%; este incremento obedece a la reliquidación por compra de energía a las Generadoras Hidroagoyán e Hidropaute, durante el período enero a diciembre del 2008, en cumplimiento al ajuste comercial que establece el Mandato Constituyente No. 15.

Los Gastos de Operación incluido los Gastos de Depreciación del ejercicio económico alcanzaron a la cifra de US\$ 9'287,325.20, mismos que al comparar con el valor presupuestado de US \$ 8'065,900.53, se obtuvo gastos superiores por US \$ 1'221,424.67 equivalente al 15.14%; esto se debe principalmente al incremento de los costos en la compra de energía por el estiaje que atravesó el país durante el período agosto a diciembre del 2009. Los Gastos Ajenos a la Operación alcanzaron la cifra de US \$ 1'277,881.16, mismo que al comparar con el valor presupuestado de US \$ 143,450.00, se obtuvo gastos en más de US \$ 1'134,431.16 equivalente al 790.82%; debido igualmente a la reliquidación por compra de energía a las Generadoras, durante el período enero a diciembre del 2008, en cumplimiento al ajuste comercial que establece el Mandato Constituyente No. 15.

A continuación se detalla el total de gastos por el ejercicio económico del 2009, 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	108.467,10	1,03
Distribución	770.606,77	7,29
Instalación servicio consumidores	289.576,76	2,74
Comercialización	384.975,84	3,64
Administración General	1.462.350,25	13,84
SUBTOTAL:	3.015.976,72	28,55
Compra de energía	5.376.762,76	50,89
SUMAN:	8.392.739,48	79,44
Depreciación	894.585,72	8,47
SUMAN:	9.287.325,20	87,90
Gastos Ajenos a la operación	1.277.881,15	12,10
TOTAL DEL GASTO:	10.565.206,35	100,00

Para el ejercicio económico del 2009 se presupuestó un déficit de US \$ 333,422.45 y se obtuvo realmente un déficit de US \$ 25,051.92, por haber obtenido mayores ingresos y haberse reducido los gastos, siendo la variación de US \$ 308,370.53 equivalente al 92.49%. Es de anotar que el déficit obtenido se debe al resultado alcanzado en el proyecto de servicio de valor agregado (internet), en razón de que sus ingresos por el año 2009 suman US \$ 24,151.40 y sus gastos por el mismo período, suman US \$ 51,446.15, generándonos un déficit de US \$ 27,294.75

4.2.2. ANALISIS DEL PRECIO MEDIO DE VENTA DEL KWH FRENTE AL COSTO MEDIO DEL KWH EN EL 2009.

Los 29.618 abonados consumieron una energía eléctrica equivalente a 87'959.431 KWH, que al relacionar con el valor facturado de US \$ 6'857,980.95 obtenemos el precio promedio de venta del KWH durante el año 2009 de US \$ 0.077967 por cada KWH.

Ingresos por Venta de Energía	\$	6'857,980.95
Energía Facturada (KWH)		87'959.431
Precio Medio de Venta KWH	\$	0.077967

Es importante relacionar estas cifras con el año 2008, cuyo comportamiento fue el siguiente:

CONCEPTO	2008	2009	VARIACION	%
INGRESOS VENTA ENERGIA	6.698.465,70	6.857.980,95	159.515,25	2,38
ENERGIA FACTURADA	82.044.793	87.959.431	5.914.638,00	7,21
PRECIO MEDIO DE VENTA	0,0816440	0,0779675	-0,0037	-4,50

Durante el período del 2009 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	92.797.391	
TOTAL DISPONIBLE	92.797.391	
ENERGIA FACTURADA	87.959.431	
PERDIDA DE ENERGIA	4.837.960	5,21

El costo de la energía puesta a disposición de nuestros abonados detallado en los Gastos de Operación son de US \$ 9'287,325.20, mismo que al relacionar con el total de la energía facturada que es de 87'959.431 KWH, obtenemos un costo medio de US \$ 0.105586 cada KWH y detallados en la siguiente forma:

Costo de operación	\$ 9'287,325.20
Total energía facturada (KWH)	87'959.431
Costo medio de compra KWH	\$ 0.105586

Del análisis de la estructura y composición de los Ingresos y Gastos, se puede concluir que el KWH, durante el año 2009 tuvo los siguientes precios y costos:

Precio promedio de venta	\$ 0.077967 c/kwh
Costo promedio de compra	\$ 0.105586 c/kwh
Déficit	\$ (0.027619) c/kwh

Al comparar el precio promedio de venta del KWH que es de US \$ 0.077967, frente al costo promedio del KWH que es de US \$ 0.105586, se establece el déficit de US \$ 0.027619 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.

Otro factor que influye dentro del costo promedio del KWH son las pérdidas de energía que son del orden del 5.21% según el balance energético, al cuantificar las pérdidas de energía que son de 4'837.960 KWH por el precio medio de venta que es de US \$ 0.077967, hemos dejado de percibir ingresos por venta de energía en la suma de US \$ 377,201.23.

4.3. OBLIGACIONES DE LA EMPRESA

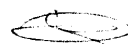
El pasivo total de la Empresa al término del ejercicio económico es de US \$ 8,342,463.62, el mismo que se descompone de la siguiente manera:

Obligaciones a corto plazo	\$.	5'955,670.59
Obligaciones a largo plazo	\$	1'486,389.50
Otros pasivos no corrientes	\$	<u>900,403.53</u>
TOTAL DEL PASIVO:	\$	<u>8'342,463.62</u>
		=====

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	\$	35,535.43
- Cuentas por Pagar Obligaciones con el IESS	\$	36,019.81
- Cuentas por Pagar beneficiario de cheques	\$	455.83
- Obligaciones con el SRI	\$	19,864.62
- Valores de terceros por Pagar	\$	257,720.23
- Proveedores	\$	620,023.17
- Cuentas por Pagar compra de energía Mer.Contr.	\$	2'093,468.79
- Cuentas por Pagar compra de energía Mer.Spot	\$	1'151,362.65
- Cuentas por Pagar compra capac.contrat.(Internet)	\$	51,446.15
- Intereses y Dividendos por pagar Accionistas	\$	<u>1'689,773.91</u>
S U M A N:	\$	<u>5'955,670.59</u>
		=====



Cuentas por pagar relacionadas con el personal.- El saldo al 31 de diciembre el 2009 es de US \$ 35,535.43 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 2009 es de US \$ 36,019.81 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 2009 es de US \$ 19,864.62 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 2009 es de US \$ 257,720.23 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 2009 es de US \$ 620,023.17 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 2009. Estos valores serán cancelados en el transcurso del año 2010.

Cuentas por pagar compra de energía Mercado de Contratos.- El saldo al 31 de diciembre el 2009 es de US \$ 2'093,468.79 y corresponden a la compra de energía en el Mercado de Contratos por los meses de noviembre y diciembre del 2009 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 Finanzas nos transfiera el déficit tarifario pendiente de pago por el año 2009 por el valor de US \$ 1'515,697.45.

Cuentas por pagar compra de energía Mercado Spot Ocasional.- El saldo al 31 de diciembre el 2009 es de US \$ 1'151,362.65 y corresponden a la compra de energía en el Mercado Spot Ocasional por los meses de noviembre y diciembre del 2009 e incluye el ajuste comercial de acuerdo a lo establecido en el Mandato Constituyente No. 15. Estos valores serán cancelados una vez que las Generadoras nos cancelen el valor del ajuste comercial de acuerdo al Mandato Constituyente No. 15 por el valor de US \$ 1'604,534.95, por las notas de crédito emitidas a nuestro favor.

Intereses y Dividendos por Pagar.- El saldo al 31 de diciembre el 2009 es de US \$ 1'689,773.91 y corresponden a los dividendos no retirados por los accionistas de la Empresa, por las utilidades generadas durante los ejercicios económicos 2007 y 2008, de acuerdo al siguiente detalle: Municipio de Azogues US \$ 137,794.11; Gobierno Provincial

del Cañar el valor de US \$ 839,868.87; CREA el valor de US \$ 41,715.25; y, Fondo de Solidaridad el valor de US \$ 670,395.68.

4.3.2. PASIVOS A LARGO PLAZO

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

Depósitos en garantía a largo plazo	\$.	1'486,389.50
Provisión para Jubilación Patronal	\$	900,403.53
S U M A N:	\$	2'386,793.03
		=====

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 2009, alcanza a la suma de US \$ 1,486,389.50, 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.

Provisión para Jubilación Patronal.- De acuerdo a lo estipulado en el Artículo 219 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 de todos y cada uno de los trabajadores que cumplan más de 25 años de servicio ininterrumpido en la misma. El valor acumulado al 31 de diciembre del 2009 alcanza a la suma de US \$ 900,403.53; es de anotar que el estudio actuarial para el año 2009 fue realizado por la firma MACROMATH.

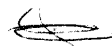
4.3.3. POR PRESTAMOS EXTERNOS

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:



$$\frac{\text{Activo Corriente – Inventarios}}{\text{Pasivos Corrientes}} = \frac{10'538,372.53}{5'955,670.59} = 1.77$$

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 **MUY 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:

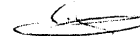
$$\frac{\text{Disponibilidades}}{\text{Pasivos Corrientes}} = \frac{3'608,803.51}{5'955,670.59} = 0.61$$

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 \$ 0.61 para hacer frente a cada dólar de deuda; de acuerdo al resultado obtenido el índice es **BUENO**.

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:

$$\text{Activo Corriente – Pasivo Corriente} = 10'538,372.53 - 5'955,670.59 = 4'582,701.94$$

De acuerdo al resultado alcanzado el capital de trabajo es de US \$ 4'582,701.94, por lo que se puede manifestar que la Compañía en este ejercicio económico tiene un capital de trabajo positivo, lo que resulta ser **EXCELENTE**.



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

$$\text{Rentabilidad del Patrimonio} = \frac{\text{Pérdida del Ejercicio}}{\text{Patrimonio}} = \frac{(25,051.92)}{17'359,488.46} = \mathbf{0.144\%}$$

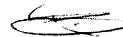
La Empresa durante el ejercicio económico del 2009 obtuvo una pérdida de US \$ 25,051.92 equivalente al 0.144%, porcentaje negativo que debe ser superado en los próximos ejercicios económicos. De acuerdo al resultado obtenido el índice es **DEFICIENTE.**

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:

$$\frac{\text{Pérdida del Ejercicio}}{\text{Ingresos por Venta de Energía}} = \frac{5,051.92}{6'857,980.95} = \mathbf{0.365\%}$$

Este índice nos demuestra una tasa de rentabilidad negativa del 0.365% por el año 2009, 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 2009 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:



$\frac{\text{Patrimonio}}{\text{Activo Total-Disponibilidades}} = \frac{17'359,488.46}{22'093,148.57} = 78.57\%$
--

Los activos de la Compañía están financiados el 78.57% 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:

$\frac{\text{Total Pasivos con Terceros}}{\text{Total del Activo}} = \frac{8'342,463.62}{25'701,952.08} = 32.46\%$
--

El porcentaje de endeudamiento con relación al activo total es del 32.46%; 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 **MUY BUENO**.

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 2009, 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.

Provincia del Chimborazo.-

Sector de Guangras.

CLIENTES.-

En el mes de diciembre del año 2009, se registran 29.618 clientes, que comparando con el mismo mes del año 2008 que fue de 28.683, se incrementan 935 que equivale al 3.26%, y esto a su vez significa 90 menos que en el año 2008 que fueron 1.025, detallados así:

INCREMENTO DE NUMERO DE CLIENTES ENTRE LOS AÑOS 2008 Y 2009

SERVICIO	AÑO 2008	AÑO 2009	INCREMENTO
RESIDENCIAL	882	881	-1
COMERCIAL	119	31	-88
INDUSTRIAL	17	14	-3
OTROS	7	9	2
TOTAL	1.025	935	-90

INCREMENTO PORCENTUAL AÑO 2009

SERVICIO	AÑO 2009	%
RESIDENCIAL	881	94.22
COMERCIAL	31	3.32
INDUSTRIAL	14	1.50
OTROS	9	0.96
TOTAL	935	100.00

Del cuadro precedente se determina que el mayor incremento se encuentra en el sector residencial con 881 clientes que equivale al 94.22% del total de clientes incrementados; le sigue el sector comercial con 31 clientes que equivale al 3.32%; el industrial con 14

clientes que es igual al 1.50% y por fin otros con 9 usuarios que es igual al 0.96% (entidades oficiales y beneficio público, asistencia social).

El comportamiento de los clientes por tipo de servicio en forma anual por el período 2005-2009 es el siguiente:

**NUMERO DE CLIENTES POR TIPO DE SERVICIO
PERIODO 2005-2009**

A Ñ O S

SERVICIO	2005	2006	2007	2008	2009
RESIDENCIAL	23.753	24.374	25.052	25.934	26.815
COMERCIAL	1.595	1.650	1.739	1.858	1.889
INDUSTRIAL	325	338	370	387	401
OTROS	483	489	497	504	513
TOTAL	26.156	26.851	27.658	28.683	29.618

Lo que en porcentajes significa:

2 0 0 9

% CRECIMIENTO

SERVICIO	NUMERO	%	2008-2009	2005-2009
RESIDENCIAL	26.815	90,54	3,40	3,96
COMERCIAL	1.889	6,38	1,67	5,97
INDUSTRIAL	401	1,35	3,62	6,56
OTROS	513	1,73	1,79	1,87
TOTAL	29.618	100,00	3,26	4,08

El número de clientes por provincias y cantones a diciembre del 2009 es el siguiente:



PROVINCIA CAÑAR CANTONES	CLIENTES	%
AZOGUES	26.669	90,04
DELEG	2.672	9,02
BIBLIAN	148	0,50
PROVINCIA CHIMBORAZO SECTOR GUANGRAS	129	0,44
TOTAL	29.618	100,00

5.2. ENERGIA FACTURADA (KWH).-

Durante el año 2009 se facturaron 87'959.432 KWH, que significa 5'914.637 KWH más que en el año 2008, que fueron 82'044.795 KWH, es decir el 7.21%. El mayor número de KWH facturados se encuentra en el sector industrial con 49'383.569 KWH que es igual al 56.14% de la facturación total, debido a la energía utilizada por el Consumidor Guapán (hasta marzo de 2009 como Gran Consumidor y desde abril de 2009 como Consumidor Regulado), que en el año 2009 se le facturó 47'566,566 KWH que equivale al 54,08% igualmente de la facturación total. En forma descendente de los KWH facturados le siguen, los residenciales, alumbrado público, comerciales y otros con 23'526.585 KWH, 6'390.979 KWH, 6'217.812 KWH Y 2'440.485 KWH que equivalen al 26.75%, 7.27%, 7.07% y 2.77% en su orden.

El comportamiento de la venta de energía en KWH en forma anual, durante el período 2005-2009 es el siguiente:

ENERGIA FACTURADA POR TIPO DE SERVICIO EN KWH PERIODO 2005-2009

A Ñ O S

SERVICIO	2005	2006	2007	2008	2009
RESIDENCIAL	20'982.039	21'762.385	22'134.060	22'882.168	23'526.585
COMERCIAL	4'815.910	5'006.600	5'441.227	5'776.701	6'217.812
INDUSTRIAL	45'234.999	47'802.478	48'655.402	45'197.405	49'383.569
AL. PUBLICO	4'514.894	4'946.047	5'443.007	5'852.827	6'390.979
OTROS	1'856.825	1'983.564	2'126.550	2'335.698	2'440.485
TOTAL	77'404.666	81' 501.074	83'800.241	82'044.795	87'959.432

	2009	% CRECIMIENTO
--	------	---------------

INGRESOS POR ENERGIA FACTURADA.-

Con relación al año anterior el único incremento por tipo de servicio es el sector industrial con el 13.53% y en el resto de servicios existe decrementos en el siguiente orden: el sector comercial con el -3.10%; residencial -3.61%; alumbrado público -6.26%; y, otros -7.49%, disminuciones que obedecen a la aplicación de los cargos tarifarios de acuerdo a la Resolución CONELEC No. 107/08 de 12 de agosto de 2008, que son menores a la que estaba en vigencia hasta antes de la fecha indicada.

[Signature]

**INGRESOS FACTURADOS POR TIPO DE SERVICIO EN US\$
PERIODO 2005-2009**

A Ñ O S

SERVICIO	2005	2006	2007	2008	2009
RESIDENCIAL	2'419,698	2'486,143	2'531,935	2'518,336	2'424,054
COMERCIAL	460,265	482,390	524,053	530,568	514,123
INDUSTRIAL	2'543,488	2'887,793	2'777,982	2'526,819	2'868,658
AL. PUBLICO	791,719	834,394	853,923	933,230	874,024
OTROS	167,692	175,997	185,522	189,513	168,906
TOTAL	6'382,863	6'866,716	6'873,415	6'698,466	6'849,765

Que en porcentajes significa:

2009 % CRECIMIENTO

SERVICIO	US\$	%	2008-2009	2005-2009
RESIDENCIAL	2'424,054	35.39	-3.61	0.09
COMERCIAL	514,123	7.51	-3.10	3.19
INDUSTRIAL	2'868,658	41.88	13.53	0.76
AL. PUBLICO	874,024	12.76	-6.26	4.62
OTROS	168,906	2.47	-7.49	-0.05
TOTAL	6'849,765	100.00	2.97	1.00

PARTICIPACION PORCENTUAL POR TIPO DE CONSUMIDOR

CLIENTES	%	KWH	%	US\$	%
----------	---	-----	---	------	---

SERVICIO	2008	2009	2008	2009	2008	2009
RESIDENCIAL	90.42	90.54	27.89	26,75	37.60	35.39
COMERCIAL	6.48	6.38	7.04	7,07	7.92	7.51
INDUSTRIAL	1.35	1.35	55.09	56,14	37.72	41.88
AL. PUBLICO	0.00	0.00	7.13	7,27	13.93	12.76
OTROS	1.75	1.73	2.85	2,77	2.83	2.47
TOTAL	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

En el cuadro precedente se detallan los porcentajes de participación de los tipos de servicio, tanto para el año 2008 cuanto para el año 2009, donde se nota que cada uno de los conceptos como Clientes, KWH y US\$ entre años, no tienen mayor variación; no así Clientes, KWH y US\$, entre sí, que mantienen diferencias considerables, pues vemos que el mayor número de clientes que son los residenciales que constituyen el 90.54% consumen para el año 2009 el 26.75% de KWH y se facturan el 35.39% de dólares; y, el sector industrial para el mismo año 2009 con 1.35% de clientes consumen 56.14% de KWH y se les factura el 41.88% de US\$, que está afectado por el Consumidor Guapán; e igualmente vemos que el alumbrado público que se factura como un solo cliente y asoma como 0,00% en la columna de clientes, significa el 7.27% de KWH y se factura el 12.76% de US\$; en la tarifa comercial y otros (entidades oficiales, asistencia social, beneficio público) no existe una diferencia marcada entre conceptos.

Desde noviembre de 2008 y en cumplimiento al Mandato Constitucional No. 8, la Empresa incorporó en sus roles al personal que laboraba hasta antes de esa fecha con un Profesional que mantenía contratos de orden civil para labores de lecturas y cortes y reconexiones por mora en el pago de las planillas de consumo de energía eléctrica, esto con el fin de mantener lecturas oportunas para la facturación y disponer de las planillas en ventanillas para su cobro el primer día de cada mes, las que corresponden a los consumos del mes inmediato anterior. La atención de reclamos por lecturas erradas, refacturaciones, etc., son realizadas en forma inmediata. Las instalaciones de servicios nuevos se enmarcan dentro de los límites establecidos por el CONELEC, siendo permanentemente actualizada la información de los clientes en la base de datos del sistema.

Es necesario dar prioritaria atención a la conclusión del sistema informático de comercialización con el objeto de poder cumplir con las exigencias del CONELEC y sus regulaciones, siendo una de ellas la No. CONELEC-004/01.

5.3 ACOMETIDAS Y MEDIDORES.-

Las labores de la Jefatura de Acometidas y Medidores estuvieron dirigidas básicamente:

- a) Atención para la dotación de nuevas instalaciones.
- b) Mantenimiento correctivo: atención de reclamos.
- c) Mantenimiento preventivo: mejoramiento y modificación de las instalaciones ya existentes dentro del área de concesión de la Empresa.

Durante el año 2009, se realizó las siguientes actividades:

A) Construcciones:

Servicios nuevos: 1.196

B) Mantenimiento correctivo:



Cambios de acometidas, cambios de medidores, reclamos técnicos: 1.479

C) Mantenimiento preventivo

Reubicación de equipos de medición: 277

Adicionalmente se realiza la fiscalización de las obras del Programa FERUM 2008.

Se retoma el programa de censo y balanceamiento de carga complementando con la reubicación e implementación de los sistemas de puesta a tierra en los servicios nuevos y trabajos de mantenimiento que se realizan.

Como parte de atención de los servicios nuevos o mantenimiento, se realizan las inspecciones respectivas.

5.4. RECAUDACION.-

En el año 2009 la Empresa realizó 12 emisiones mensuales de facturación de enero a diciembre, que corresponden a los consumos de diciembre del año 2008 hasta noviembre del año 2009, por la suma total de US\$ 7'931,424.71 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 2009 por estos mismos conceptos la suma de US\$ 7'882,921.98, que significa el 99.39% del total facturado, valor que a su vez incluye la recaudación de la tarifa dignidad (subsido por parte del Estado a los usuarios de la tarifa residencial que consumen hasta 110 KWH) en la suma de US\$ 368,900.09 que corresponde a las facturaciones de los consumos de octubre de 2008 a septiembre de 2009; 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 información, se anota que desde la emisión de planillas de enero de 2010, consumo de diciembre de 2009, se tiene la opción de realizar consultas en línea a través de la página web de la Compañía.

5.5. 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 planillas de consumo como facturas por conceptos que no son venta de energía; dos en el Complejo Comercial Bartolomé Serrano, una para recaudación de planillas de consumo y otra para cobro de planillas que no son por venta de energía,

que atienden de lunes a viernes de 08h00 a 15h30; una en cada una de los bancos Pacífico, Promerica y Guayaquil, así también una en cada una de las Cooperativas CACPE, JEP y LA MERCED, que atienden en sus horarios habituales de lunes a sábado y una en el cantón Déleg para recaudación de planillas 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.

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.
- 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 2009 se obtenga un saldo total de cartera que alcanza a la suma de US\$ 66,657.15, de acuerdo al siguiente detalle:

SALDO DE CARTERA CON CORTE AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2009

CARTERA ACTIVA	CARTERA VENCIDA	CARTERA TOTAL
-----------------------	------------------------	----------------------

SERVICIO	US\$	%	US\$	%	US\$	%
SECT. PUBL.						
ENTID. PUBL.	4,553.46	13,14	143.59	0,45	4,697.05	7,05
TOTAL S. PUB.	4,553.46	13,14	143.59	0,45	4,697.05	7,05
SECT. PRIVA.						
RESIDENCIAL	20,474.26	59,09	27,016.50	84,40	47,490.76	71,25
COMERCIAL	3,777.74	10,90	3,488.75	10,90	7,266.49	10,90
INDUSTRIAL	5,841.12	16,86	1,361.73	4,25	7,202.85	10,81
TOT. SEC. PRI.	30,093.12	86,86	31,866.98	99,55	61,960.10	92,95
TOTAL GENER.	34,646.58	100,00	32,010.57	100,00	66,657.15	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\$ 34,646.58 para cartera activa, US\$ 32,010.57 para cartera vencida y US\$ 66,657.15 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 13.14%, 0.45% y 7.05% en su orden, que son bastante bajos frente a los del sector privado que se encuentran en el 86.86%, 99.55% y 92.95% 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 71.25%, 10.90% y 10.81% respectivamente.

A continuación presentamos un cuadro comparativo de los saldos de cartera con corte al 31 de diciembre de 2009 frente al promedio mensual (US\$ 660,952.06) de las facturaciones totales (US\$ 7'931,424.71) emitidas durante el año 2009, que corresponden a los consumos de diciembre de 2008 a noviembre de 2009.

PORCENTAJES DE CARTERA FRENTE A FACTURACIONES AÑO 2009

CONCEPTO	VALOR EN US\$	% PROMEDIO EMISIONES MENSUALES US\$ 660,952.06	% EMISIONES DEL AÑO US\$ 7'931,424.71
CARTERA ACTIVA	34,646.58	5,24	0,44
CARTERA VENCIDA	32,010.57	4,84	0,40
CARTERA TOTAL	66,657.15	10,09	0,84

En este cuadro vemos que la cartera activa con el valor de US\$ 34,646.58, significa el 5.24% del promedio de la facturación mensual y el 0.44% del total facturado en las emisiones del año 2009, la cartera vencida US\$ 32,010.57 es el 4.84% del promedio mensual y el 0.40% del año, y la cartera total US\$ 66,657.15 es el 10.09 % del promedio mensual y el 0.84% 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.

5.6. ANALISIS DE LAS PERDIDAS DE ENERGIA.-

Durante el año 2009, la Empresa Eléctrica Azogues C. A. dispuso de 92'797.391 KWH, facturándose a los consumidores finales 87'959.431 KWH, con una diferencia no facturada de 4'837.960 KWH igual al 5.21%.

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



**RESUMEN ANUAL DE PERDIDAS DE ENERGIA
PERIODO 2005-2009**

E N E R G I A E N K W H

P E R D I D A S

AÑO	COMPRA	VENTA	PERDIDAS	%
2005	82'390.746	77'404.666	4'986.080	6.05
2006	85'684.637	81'501.074	4'183.563	4.88
2007	88'379.597	83'800.241	4'579.356	5.18
2008	86'763.917	82'044.795	4'719.122	5.44
2009	92'797.391	87'959.431	4'837.960	5.21

Analizando el comportamiento de las pérdidas de energía durante los últimos cinco años incluido el 2009, se ve que en el año 2005, las pérdidas alcanzan al 6.05%; para el año 2006 baja al 4.88%, es decir disminuye el 1.17%; en el 2007 sube al 5.18% es decir aumenta el 0.30%; para el 2008 sube al 5.44, es decir se incrementa el 0.26 %; y para el año 2009 baja al 5.21, o sea disminuye en el 0.23 % 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 9,18%.

**INFORME DEL CONTROL Y REDUCCION DE PERDIDAS DE ENERGIA
COMERCIALES**

Siguiendo el Plan de Trabajo programado para el año 2009 por el Departamento de Control de Pérdidas Comerciales de la Compañía, a continuación se pone en conocimiento en el presente informe, las acciones y los resultados de la gestión realizada para la reducción y control de pérdidas de energía comerciales durante el año 2009.

ACCIONES Y RESULTADOS

Medidores calibrados.- En este período se han revisado 8.233 equipos de medición, de los cuales 3.252 son para servicios nuevos; de los 4.981 medidores que fueron calibrados de acuerdo al programa de revisión, por sectores; se detectaron 293 equipos alterados, que representa el 5,88% del total revisado.

Además se procedió a cambiar 243 equipos de medición que se encontraron en mal estado.



Cuadro N° 1

MEDIDORES CONTRASTADOS PARA SERVICIOS NUEVOS (U)	3.252
CAMBIO DE MEDIDORES (U)	243

MEDIDORES CONTRASTADOS DE ACUERDO AL PROGRAMA

EN NORMAL FUNCIONAMIENTO	CANTIDAD
1.- Sellado tapa principal y bornera (U)	3.655
2.- Sin sellos en la tapa principal y bornera (U)	181
3.- Sin sellos en la tapa principal (U)	13
4.- Sin sellos en la bornera (U)	610
5.-Menos un sello en la tapa principal (U)	103
6.- Menos un sello en la tapa principal y sin sello en la bornera (U)	126
TOTAL EN NORMAL FUNCIONAMIENTO	4.688

CON OBSERVACION (U)	293
----------------------------	------------

TOTAL DE MEDIDORES CONTRASTADOS (U)	4.981
PORCENTAJE DE MEDIDORES CON OBSERVACION (%)	5.88

Del cuadro No.1, se desprende que el 77.97% de los medidores revisados que se encontraron en normal funcionamiento, estuvieron debidamente sellados; el 3.86% no tenían sellos en la tapa principal ni en la bornera; el 0.28% no tenían sellos en la tapa principal; el 13.01% sin sellos en la bornera; el 2.20% menos un sello en la tapa principal; y, el 2.69% menos un sello en la tapa principal y sin sello en la bornera. A los equipos que no se encontraron debidamente sellados se les realiza un seguimiento para analizar los consumos futuros y tomar las acciones pertinentes.

En el cuadro No. 2 se detalla los 293 equipos que se encontraron con observación, predominando: Medidores descalibrados con el 31.74%; Cojinetes desgastados con el 10.58%; Marcador de lectura zafado o trabado con el 8.53%; Bobina de tensión quemada 7.85 %; y, Conexiones directas con el 5.46%.

Como se desprende de los datos anteriores, las principales observaciones que se dan en los sistemas de medición con daños, se debe a que los **equipos de medición han cumplido su vida útil**; y, han presentado daños técnicos (medidores descalibrados, cojinetes desgastados; y, marcador de lectura dañados). Además la principal manera de manipular los sistemas de medición son las conexiones directas, generalmente realizadas en las acometidas tipo dúplex de aluminio.

Bajo este contexto, se han tomado las siguientes acciones:



- Cambiar los equipos de medición que han cumplido su vida útil (medidores con más de 15 años de funcionamiento).
- Adquirir los equipos de medición que presenten las **mejores características técnicas** (sostenibilidad de la disminución de pérdidas en el tiempo).
- Utilizar conductor concéntrico.

Cuadro Nº 2

MEDIDORES CONTRASTADOS CON	CANTIDAD	PORCENTAJE
OBSERVACION		
1.- Medidores descalibrados (U)	93	31.74%
2.- Cojinetes manipulados (U)	8	2.73%
3.- Cojinete desgastado (U)	31	10.58%
4.- Objetos extraños dentro del medidor (U)	15	5.12%
5.- Bobina de tensión quemada (U)	23	7.85%
6.- Bornera recalentada (U)	9	3.07%
7.- Manipulación mecanismos de medidor (U)	12	4.10%
8.- Medidor sin datos en la pantalla (U)	13	4.44%
9.- Engranaje roto (U)	2	0.68%
10.- Medidor inclinado (U)	5	1.71%
11.- Medidor en red incompatible (U)	3	1.02%
12.- Disco rayado – torcido (U)	15	5.12%
13.- Roto cristal de tapa principal (U)	7	2.39%
14.- Marcador de lectura zafado o trabado (U)	25	8.53%
15.- Puente desconectado (U)	1	0.34%
16.- Menos una fase en monofásico trifilares (U)	3	1.02%
17.- Acometida picada (U)	10	3.41%
18.- Conexión directa (U)	16	5.46%
19.- Medidor destruido (U)	2	0.68%
TOTAL (U)	293	100.00%

Integrando las observaciones, se desprende que el 27.99% de los medidores con observaciones son manipulados por el consumidor, y el 72.01% restante se deben a fallas no imputables al consumidor.

Recuperación energética y financiera por medidores calibrados.- En el cuadro No. 3, se indica la recuperación energética y financiera resultado de la revisión de los equipos de medición durante el año 2009.

Cuadro No. 3

RECUPERACION ENERGETICA Y FINANCIERA	VALORES
RESULTADO DE REVISION DE MEDIDORES	
Recuperación energética mensual (KWH)	13.290
Recuperación energética anual (KWH)	159.480
Recuperación financiera mensual (US\$)	1,775
Recuperación financiera anual (US\$)	21,297

La recuperación energética mensual fue de 13.290 KWH (159.480 KWH anual), lo que representa una recuperación financiera mensual de US\$ 1,775 (US\$ 21,297 anuales)

Reliquidación por consumo no registrado. De los 172 consumidores que se procedió a la reliquidación por consumo no registrado, porque se encontró los equipos de medición manipulados y conexiones directas, se obtiene una recuperación de 149.926 KWH, lo que representa un ingreso recuperado de US\$ 20,421, como se indica en el cuadro No. 4.

Cuadro No. 4

RELIQUIDACION POR CONSUMO NO REGISTRADO	VALORES
Consumidores refacturados (U)	172
Energía facturada (KWH)	149.926
Recuperación económica por energía refacturada (US\$)	20,421

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 en el cuadro No. 5, en el año 2009 se procedió a la instalación de 1.879 servicios ocasionales (integración de las solicitudes y renovaciones mensuales), que demandaron un total de 289.319 KWH y representó un ingreso de US\$ 48,2

Cuadro No. 5

SUMINISTROS OCASIONALES	VALORES
Total de clientes que solicitaron (U)	1.879
Total de clientes que cancelaron (U)	1.879
Porcentaje de los cancelados en relación a solicitados (%)	100.00
Total facturado (KWH)	289.319
Total facturado (US\$)	48,277

Resumen de la recuperación energética - financiera. En el cuadro No. 6, se detalla la recuperación energética-financiera por calibración de medidores; y, por servicios ocasionales. El valor integrado de estas acciones refleja un resultado global de recuperación anual de 598.725 KWH y US\$ 89,995.

Cuadro N° 6

CONCEPTO	KWH	US\$
Medidores Calibrados	157.480	21,297
Liquidación por consumo no registrado	149.926	20,421
TOTAL POR CALIBRACION DE MEDIDORES	309.406	41,718

SUMINISTROS OCASIONALES	289.319	48,277
--------------------------------	----------------	---------------

TOTAL CALIBRACION DE MEDIDORES Y SUM. OCASIONALES	598.725	89,995
--	----------------	---------------

CUMPLIMIENTO DE LOS OBJETIVOS

Comparando, los resultados programados en el Plan para el año 2009 (sin considerar la gestión de servicios ocasionales), con lo realizado; se tienen los siguientes porcentajes de cumplimiento: número de medidores revisados (79%), recuperación energética (73%); y, recuperación financiera (93%).

Cuadro No. 7

CONCEPTO	PLANIFICADO	REALIZADO	PORCENT. % CUMPLIMIENTO
Número de medidores revisados (U)	6.300	4.981	79%
Recuperación energética (KWH)	426.460	309.406	73%
Recuperación financiera (U.S.D.)	44,864	41,718.02	93%

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

6. TELECOMUNICACIONES

La Empresa Eléctrica Azogues C.A. consciente de la importancia que representa el acceso a la información para el desarrollo de la sociedad hoy en día, así como con el afán de diversificar su cartera de negocios ha decidido incursionar en el negocio de las telecomunicaciones, inicialmente como un Proveedor de Servicios de Valor Agregado en la provincia del Cañar.

En el año 2009 se aprueba el presupuesto para el proyecto de Servicio de Valor Agregado por un valor de US\$ 900,595.00. Ese presupuesto se divide en dos secciones, una para la adquisición de equipos y materiales y otra para el montaje de fibra óptica, medio por el cual se llegará a los nodos secundarios para el acceso a Internet.

6.1. Área de operación inicial

En el mes de Abril del año 2009 se firma un contrato de reventa de servicios de valor agregado con CELEC-TRANSELECTRIC, en virtud de la gran demanda corporativa que existe y al haber instalado el servicio de Internet para el Municipio de Azogues con excelentes resultados.

A partir de esta fecha se realizaron las siguientes instalaciones corporativas:



CASA DE LA CULTURA	12-Feb-09
COMPUSHOP & SERVICE	28-Ago-09
GOBERNACION DEL CAÑAR	28-May-09
HOSPITAL Homero Castanier C .	07-Ene-09
MAXINET	01-Ago-09
POLICIA CAÑAR #15	03-Jun-09
ILUSTRE MUNICIPIO DE AZOGUES	12-Ago-08
SEAUTE	02-Jul-09
UNIVERSIDAD CATOLICA CUENCA- AZOGUES	17-Mar-09

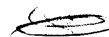
Para poder llegar a estos usuarios se utilizó fibra óptica, la misma que nos servirá para futuros nodos.

En el mismo mes se lanza la licitación pública No. 2 por un monto de US\$ 606,608.00 a fin de adquirir los siguientes rubros:

	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD
1	Fibra óptica G.652b monomodo, 24 pares autosuspendida tipo ADSS	metros	25.000
2	Switch EDGE	unidad	1
3	Router core	unidad	3
4	Mini-Ip-DSLAM	unidad	30
5	Cable multipar 2x20x0.4	metros	12.000
6	Cajas de dispección	unidad	30
7	Modems ADSL2+ (CPE)	unidad	1.268
8	Equipos para la gestión de la red y respaldo	unidad	1

A partir de la entrega de la Fibra Óptica y demás materiales, en el mes de septiembre se empieza la construcción del anillo de la red para los nodos principales; contando a fin de año con un avance del 40%.

Se solicita la aprobación del siguiente plan tarifario en base al análisis financiero realizado conjuntamente con el Director de Finanzas y Jefe de Contabilidad.



Planes	TARIFAS PROPUESTAS	Velocidad Bajada	Velocidad Subida	Sobre suscripción	Ancho de banda/usu ario
Grupos/disponibilidad al pago	[US\$/mes]	[Kbps]	[Kbps]	# Suscriptores	[Kbps]
Popular		128	128	8	16 Kbps
Básico		128	128	4	32 Kbps
Premium		256	128	4	32 Kbps
Platino		512	256	1	256 Kbps
PYMES y Corporativos		1024	512	1	512 Kbps

6.2. Mercado potencial

A partir del estudio de mercado realizado en las zonas de interés, se desprende que el mercado potencial para el Servicio de Valor Agregado de la Empresa Eléctrica Azogues C.A., es el listado a continuación:

REGIONES	85 USD (PYMES)	50 USD	30 USD	25 USD	TOTAL
Azogues	105	649	753	586	2092
Cojitambo	0	0	30	55	85
Guapán	0	0	70	131	201
Javier Loyola (Chuquipata)	0	0	42	79	121
Luis Cordero	0	0	26	49	74
Pindilig	0	0	18	33	50
Rivera	0	0	14	26	39
San Miguel	0	0	29	54	82
Taday	0	0	13	24	37
Deleg	0	0	42	77	118
Solano	0	0	7	13	20

Como se puede observar en el cuadro el mercado potencial para el servicio de internet se encuentra ubicado principalmente en la ciudad de azogues lo que nos impulso aún más en el proponer el lanzamiento de un plan piloto.

En julio se inicia el plan piloto para el servicio de internet en el que se cubriría con servicio domiciliario los siguientes puntos:

- Sector 1: Calle Matovelle y Azuay esquina y que tendrá un área de cobertura de 200 metros a la redonda con respecto al Nodo.
- Sector 2: Estará ubicado en la oficina de Recaudación del centro comercial Bartolomé Serrano ubicado en las calles Matovelle entre Sucre y 3 de Noviembre.
- Sector 3: Se encuentra localizado en la Empresa Eléctrica Azogues ubicada en las calles Bolívar y Aurelio Jaramillo Esq.

Para lo cual fue necesario realizar la siguiente inversión inicial:

INVERSIÓN INICIAL				
DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL
Mini IP DSLAM	U	3	3.200	9.600,00
Modem ADSL2+	U	72	32,50	2.340,00
Cable para abonado	U	1.200	0,80	960,00
Patch Cord	U	10	16,00	160,00
Convertidores de medio	U	6	140	840,00
Capacidad de Internet	U	24	600	14.400,00
			TOTAL	28.300,00

Una vez adquiridos los equipos y materiales, con fecha 11 de septiembre se instala el primer servicio domiciliario, fecha desde la cual se ha tenido una gran demanda del servicio de internet, superando las expectativas del plan piloto y llevándonos a una pronta producción.

6.3. Comercialización

La Empresa Eléctrica Azogues C.A. brinda su Servicio de Valor Agregado domiciliario a partir del mes de Septiembre, en función de la disponibilidad de accesos de última milla,

los cuales son contratados con CELEC-TRANSELECTRIC, empresa que cuenten con el título habilitante de portador.

Con el objetivo de agilizar el proceso de comercialización se prevé el uso de solicitudes, mediante las cuales las personas interesadas en el Servicio de Valor Agregado de la Empresa Eléctrica Azogues C.A. ingresan sus datos personales y de contacto, plan deseado y la ubicación deseada para la instalación del servicio; con esta información la EEA procede a consultar la disponibilidad de última milla; en caso positivo se procederá a la suscripción del respectivo contrato de prestación de Servicios de Valor Agregado.

6.4. Cartera

Para el mes de diciembre se cuenta con la siguiente cartera de clientes en las distintas tarifas:

Tarifas	Nº Usuarios
Popular	21
Básico	45
Premium	8
Platino	3
PYMES y Corporativos	10
TOTAL	87

6.5. Facturación del consumo

A partir del mes de septiembre y luego de haber obtenido la autorización del SRI se factura por consumo de servicio de internet los siguientes valores:

FACTURACION 2009	
**Septiembre	\$ 26.114,97
Octubre	\$ 8.140,04
Noviembre	\$ 8.307,63
Diciembre	\$ 8.684,97
TOTAL	\$ 51.247,61

** En el mes de Septiembre se factura consumos corporativos pendientes desde el mes de febrero.

6.6. Recaudación

En el mes de Noviembre se inicia la recaudación de las facturas por consumo internet.

RECAUDACIÓN 2009	
Total Noviembre	\$6.599,85
Consumo	\$5.389,63
Instalación	\$1.210,22
Total Diciembre	\$17.551,55
Consumo	\$15.768,95
Instalación	\$1.781,60
TOTAL	\$ 24.151,40

Los valores restantes se recaudaron en el mes de enero y febrero del 2010.

6.7. Area Técnica

En el área técnica de la Jefatura de Desarrollo de Sistemas y Telecomunicaciones se elaboró el diseño e implementó la red de fibra óptica hacia cada uno de los usuarios corporativos, así como de los nodos del backbone. Se brindó asesoría técnica a cada uno de los usuarios corporativos en la configuración de sus servidores y routers.

En el mes de agosto se procedió a la configuración e instalación de los DSLAMS que serían utilizados en los nodos del plan piloto y posteriormente de los que se implementaron en los nuevos nodos.

El servidor que permite el aprovisionamiento de los distintos anchos de banda (velocidad de acceso) fue configurado y puesto en marcha en el mes de septiembre, para luego ser reemplazado en el mes de Noviembre por uno de características técnicas superiores.

Se capacitó al personal operativo asignado al área en la configuración e instalación de los módems, equipos terminales que permiten el acceso a internet a cada uno de los usuarios.

7. ASPECTOS TECNICOS

7.1. EL SUMINISTRO DEL SERVICIO ELECTRICO

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

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

7.1.1. 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 TRANSELECTRIC, que es el punto de conexión al Sistema Nacional Interconectado, se compraron 92'797.410,00 KWH que representa el 6,95% mayor con respecto a la energía demandada en el año 2008 que fue 86'763,917.00 KWH.

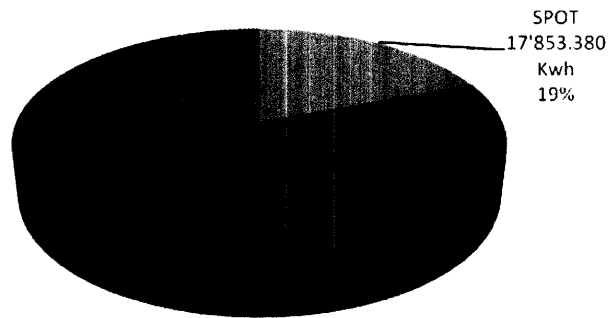
La energía comprada en contratos regulados fue 74'944.030,00 KWH que representó el 80,76% mientras que del Mercado SPOT se demandó 17'853.380,00KWH que corresponde al 19,24%.

Por la vigencia del Mandato Constituyente No. 15 y su aplicación a través de las regulaciones CONELEC No. 06/08 y No. 013/08, no fue posible renovar el contrato de compra venta de energía con el que se suministraba la energía a Industrias Guapán S.A., terminándose el referido contrato en el mes de febrero del año 2009, razón por la que a partir del mes de Abril de 2009, la Compañía Guapán pasó a ser Cliente Regulado de la Empresa Eléctrica Azogues.

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

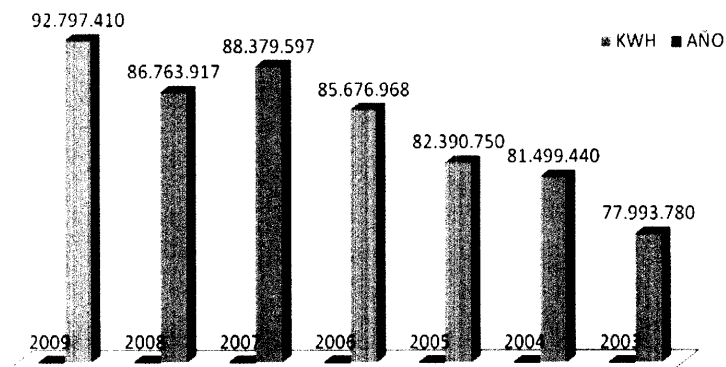


COMPRA DE ENERGIA AÑO 2009



El siguiente cuadro estadístico presenta el comportamiento de la demanda de energía, en barra de la subestación Cuenca a partir del año 2003.

DEMANDA DE ENERGÍA kwh PERIODO 2003 - 2009

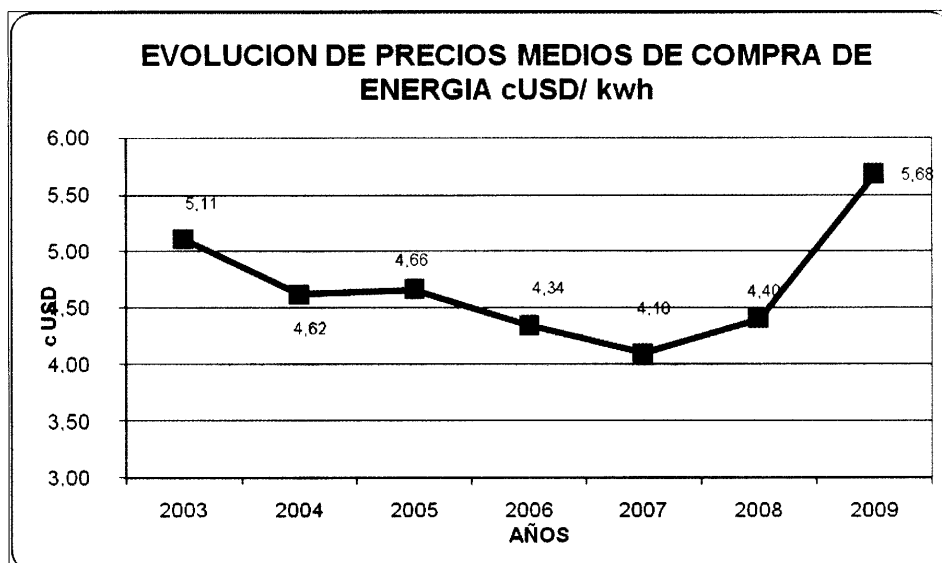


7.1.2. PRECIOS MEDIOS DE COMPRA DE ENERGIA

En el año 2009 el precio medio de compra de energía en la Subestación Cuenca fue de **cUSD 5,68** que comparado con el precio medio del año 2008 que fue de **cUSD 4,40** se da un incremento del **29,09%**. En el siguiente cuadro se presenta el comportamiento de los precios de compra de energía del período 2003-2009, 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)
2003	5,11
2004	4,62
2005	4,68
2006	4,34
2007	4,10
2008	4,40
2009	5,68

El gráfico siguiente, ilustra el comportamiento de precios de compra de energía en la Subestación Cuenca, para el período 2003-2009.



7.2. ATENCION DE LA DEMANDA ELECTRICA

Para garantizar los requerimientos de la demanda en condiciones de confiabilidad y calidad se realizan importantes inversiones en las etapas de subtransmisión y distribución mediante la ejecución de diferentes proyectos. La inversión total programada en el sistema eléctrico fue de USD 8'631.991,00 de los cuales se ejecutaron USD 2'320.031.00 que representa un avance físico-financiero del 26,87% debido a que se encuentra en proceso de adquisición los equipos y materiales del proyecto de redes subterráneas y del programa de subtransmisión que se ejecuta con recursos del Fondo de Solidaridad y del Presupuesto General del Estado, correspondiente a la aplicación del Mandato Constituyente No. 15.

Los ámbitos de actuación de los diferentes proyectos son:

- Satisfacción de la demanda eléctrica y calidad de servicio.
- Contribución al mejoramiento de calidad de vida y seguridad ciudadana de los usuarios y la comunidad.

A continuación se detallan las obras más significativas por etapa funcional.

7.2.1.SUBTRANSMISION

Se concluyen los estudios y diseños definitivos de la Subestación Azogues 2 y línea de 69 KV San Jacinto-Subestación Azogues 2.

Se encuentra en bodegas de la Empresa en proceso de recepción el transformador de potencia de 16-20 MVA 69/22 KV para la subestación Azogues 2.

La inversión programada para esta etapa funcional fue de US\$ 2'141.802,00 de los cuales se ejecutaron US\$ 4.084,00 que representa un avance del 0.19% de la inversión prevista para subtransmisión en el año 2009.

7.2.2. DISTRIBUCION

El avance físico-financiero de esta etapa es 30,75% que corresponde al valor de US\$ 1'769,674.65 respecto del monto presupuestado que fue US\$ 50'754,108.00. Los componentes más relevantes son:

- Electrificación Urbana: Inversión de US\$ 4'025,229.00
- Electrificación Rural y Urbano Marginal: Inversión de US\$ 1'406,523.00
- Alumbrado Público: Inversión US\$ 322,356.00

Los avances alcanzados en componentes son:

- Electrificación Urbana:

De la inversión total programada US\$ 4'025,229.00 se alcanzó un avance físico-financiero del 2,84%. El valor invertido fue de US\$ 114,412.15.

Los proyectos más importantes son:

- Implementación del sistema de gestión de la distribución que incorpora actividades de mapeo digital, con una inversión de US\$ 200,440.00; La ejecución de este proyecto se postergó para el año 2010 en vista de que no se efectivizó la transferencia económica por parte del Presupuesto General del Estado.
- Remodelaciones de redes de alta y baja tensión en sectores urbanos, con una inversión programada de US\$ 92,970.00: Se alcanzó un avance físico - financiero del 95,01% que equivale a US\$ 88,331.51
- Adecuaciones de equipos y cambios de topología, con un presupuesto de US\$ 70,000.00. Se postergó para el año 2010.
- Cambio de red de distribución en el centro urbano de la ciudad de Azogues -Etapa 1, con un presupuesto de US\$ 3'601,819.00: Se alcanzó un avance físico del 0,42% por un valor de US\$ 15,021.23 en vista que se encuentra en proceso de adquisición de equipos y materiales y se han iniciado los trabajos de obras civiles para las redes

subterráneas con financiamiento del Fondo de Solidaridad por el valor de US\$ 1'963,499.00.

- Estudios de ampliación y remodelación de redes urbanas: con un presupuesto programado de US\$ 50,000.00 se ejecutó US\$ 6,259.41 que representa el 12,42%.
- Se considera dentro de este componente también los estudios de prefactibilidad para inversiones en servicios de valor agregado, con la inversión de US\$ 10,000.00 de los cuales se han ejecutado US\$ 4,800.00 que representa un avance financiero del 48%.

- *Electrificación Rural y Urbano Marginal:*

Los proyectos agrupados dentro de este componente totalizaron una inversión de US\$ 1'406,523.00 de los cuales se ejecutaron US\$ 1'439,308.80. El avance físico-financiero fue del 102,33%.

Dentro de este componente los proyectos de mayor relevancia son:

- Extensiones de red secundaria, para atender los requerimientos de servicio de nuevos usuarios: El presupuesto fue de US\$ 77,450.00 y se ejecutó US\$ 118,352.52. El avance físico financiero alcanzado es del 152.81%.
- Extensiones de red, cambio de calibres y ampliación de capacidad y remodelaciones en Alta Tensión y Baja Tensión, en diferentes sectores, para incorporar a nuevos usuarios y mejorar la calidad del servicio: El presupuesto programado fue de US\$ 79,350.00 y se ejecutó US\$ 144,711.36 con un avance físico financiero del 182,37%.
- Estudios y diseños de ampliación y remodelación de redes: De un presupuesto programado por el valor de US\$ 60,000.00 se ejecutó US\$ 41,223.92 que representa un avance físico – financiero del 68,71%.
- Proyecto FERUM 2008 CONSOLIDADO: Considera el programa inicial y ampliatorio que fue incorporado por el aporte del Gobierno Nacional, por lo que se considera 27 proyectos para una inversión total programada en redes de distribución por el valor de US\$ 956,527.00. La inversión ejecutada fue de US\$ 1'371,726.04 que representa un avance financiero del 143,44% y un avance físico del 98%, pues se encuentra en operación veinte y seis de los veinte y siete proyectos del programa.

7.2.3. SERVICIO DE ILUMINACION PUBLICA

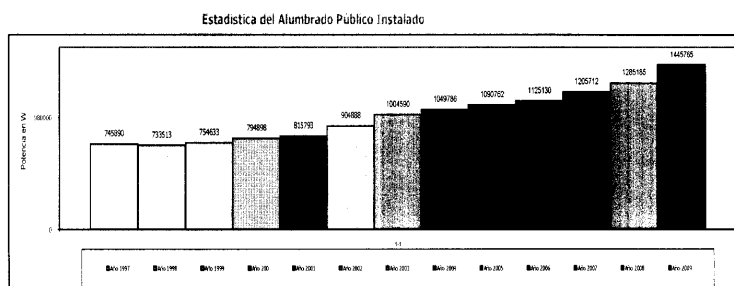
Para contribuir al mejoramiento de calidad de vida y seguridad ciudadana se realizaron importantes obras de iluminación pública, que corresponde a Ampliaciones y Remodelaciones en sectores urbanos, marginales y rurales, se presupuestó US\$ 322,356.00 de los cuales se invirtieron US\$ 215,953.70 que corresponde a un avance físico financiero del 66,99%.

La potencia instalada en alumbrado público al término del año 2009 alcanzó el valor de 1.445,765 KW que comparada con la del año 2008 que fue de 1.285,18 KW se tiene un incremento del 12,49%.

El número de equipos de iluminación que se encuentran en operación se incrementó a 9.958 que comparado con los del año 2009 se presentó un incremento del 11,21%.

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. 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.



7.2.4. ACOMETIDAS Y MEDIDORES

Esta etapa funcional, para la instalación de nuevas acometidas y medidores así como para cambios y control de pérdidas, se presupuestó la suma de US\$ 736,081.00 y se ejecutó US\$ 546,272.37 que corresponde al 74,21% del valor programado. Dentro de este componente, se considera también la instalación de acometidas y medidores del Programa FERUM 2008 CONSOLIDADO del inicial y ampliatorio.

Las principales inversiones desagregadas son:

- Programa FERUM 2008 CONSOLIDADO: US\$ 238,902.84
- Instalación para nuevos usuarios y cambios correspondientes a la programación normal anual: US\$ 307.369,53.

7.3. 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:

❖ **Indice de Frecuencia de Interrupción(FMIK): 8,80**

❖ **Indice de Tiempo de Interrupción (TTIK): 15,82**

En el año 2009, se presentó una disminución importante en la frecuencia de interrupción por KVA instalado FMIK que alcanzó el valor de **8,80** con respecto al del año 2008 que fue **14,68**.

Por otra parte el índice TTIK que es el Tiempo de Interrupción, presentó una importante reducción a **15,82** con respecto al índice de **19,73** que se presentó en el año 2009.

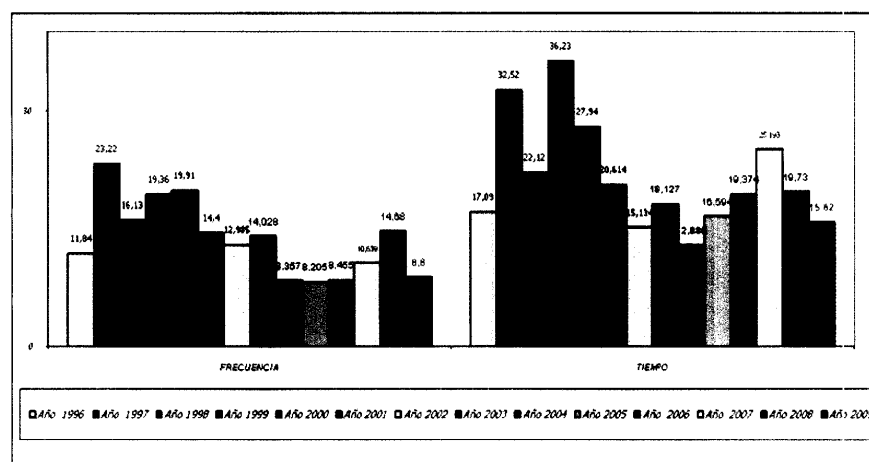
Para una mejor ilustración a continuación se presenta el comportamiento de los Indices de Interrupción por mes para cada alimentador, durante el año 2009 así como los límites que deben cumplirse para cada uno de los índices por alimentador de acuerdo a los requerimientos establecidos en la Regulación No. CONELEC 04/001.

JEFATURA OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO										
INDICES DE INTERRUPCION DURANTE EL AÑO 2009										
Mes	SISTEMA DE DISTRIBUCION		ALIMENTADOR 101		ALIMENTADOR 102		ALIMENTADOR 103		ALIMENTADOR 104	
	Frecuencia	Tiempo	Frecuencia	Tiempo	Frecuencia	Tiempo	Frecuencia	Tiempo	Frecuencia	Tiempo
Enero	0,951	0,907	0,286	0,640	2,028	1,588	0,143	0,194	0,061	0,060
Febrero	1,381	1,180	1,16	0,3	1,454	0,176	1,92	0,56	1,1	0,1
Marzo	1,482	0,627	0,61	0,861	0,400	0,445	1,08	1,48	0,07	0,03
Abril	0,406	0,705	0,803	1,416	0,30	0,566	0,8	0,680	0,1	0,070
Mayo	1,216	1,490	0,833	0,103	0,050	5,846	2,96	1,780	0,14	0,800
Junio	0,778	1,184	0,965	1,406	0,894	1,157	1,11	2,120	0,11	0,220
Julio	0,734	2,088	0,631	0,500	1,180	1,997	0,72	2,32	0,04	0,02
Agosto	0,58	1,009	0,221	0,116	0,201	1,399	0,34	0,88	16,1	1,1
Septiembre	0,774	1,649	0,1	0,107	1,34	0,8	1,58	1,11	0,03	0,1
Octubre	0,547	1,108	0,430	0,550	0,474	0,902	1,65	4,320	0,07	0,020
Noviembre	0,419	1,121	0,568	1,167	0,170	0,594	1,33	4,580	0,03	0,030
Diciembre	0,567	0,694	0,436	0,705	0,335	0,509	16,90	2,090	0,102	0,08
TOTAL	8,80	15,82	7,05	10,87	10,59	21,71	14,57	27,53	4,06	3,75
Límites	4,00	8,00	6,00	18,00	5,00	10,00	6,00	18,00	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.

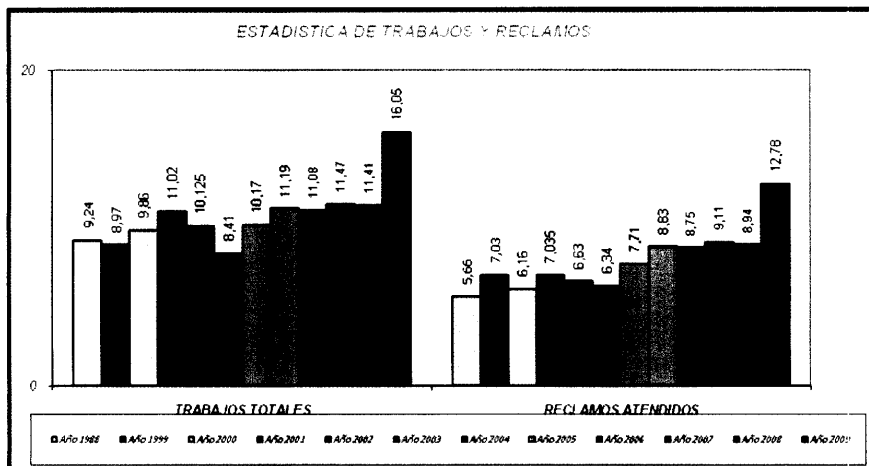
En la siguiente presentación estadística, se proporciona la información histórica de los índices de Interrupción desde el año 1996.

Estadística de los índices de Interrupción



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 **16.05** promedio días, mientras que en el año 2008 fue de **11,41** promedio día. Por otra parte el número de reclamos totales fue de **12.78** promedio día, mientras que en el año 2008 fue de **8,94** promedio día.

Estos índices miden el grado de actividad y trabajos del personal de mantenimiento que cumplen turnos para atención a los usuarios, por la falta del servicio. El siguiente cuadro, muestra el comportamiento de los Indicadores de Trabajos y Reclamos, desde el año 1998.



7.4. LA CALIDAD DEL PRODUCTO

La calidad de producto en el servicio eléctrico, expresa las condiciones técnicas con las que se brinda el servicio, principalmente se consideran el nivel de voltaje, las armónicas y flicker. En este campo, la gestión se orientó, primeramente al análisis de los tres parámetros antes indicados, contando para el efecto con un equipo de registro y medición TOPAS 1000, dos equipos MEMOBOX y un FLUKE 1744, debido a la reparación a la que fueron sometidos cuatro equipos. En el año 2009 se realizaron mediciones de nivel de voltaje, armónicos, flicker, factor de potencia en la barra de distribución de la subestación Azogues 1 (7 mediciones), se han monitoreado 41 transformadores de distribución, 69 usuarios de baja tensión y 2 usuarios de media tensión. 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. En los casos en que se ha determinado el incumplimiento de los valores de la regulación, se ha procedido con la acción correctiva necesario, en lo que tiene que ver a la onda de voltaje, es decir voltajes mínimos y armónicos; mientras en lo que respecta a flicker no es posible aún realizar acciones correctivas, por cuanto se tiene que intervenir a nivel de usuarios.

La información tanto de Calidad de Servicio como de Producto, se remite mensualmente al CONELEC a través del SISDAT.

7.5. EXPANSION DEL SISTEMA ELECTRICO

7.5.1. LONGITUD EN LINEAS DE SUBTRANSMISION

La longitud de líneas en operación de 26,8 Km. se mantuvo constante en el año 2009.

7.5.2. LONGITUD DE LINEAS DE DISTRIBUCION

A diciembre del 2009 se disponen de 622,58 Km. de red de alta tensión que representa un incremento de 2,48% con respecto a la longitud de red del año 2008 que fue de 607,48 Km.

7.5.3. CAPACIDAD Y NÚMERO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

A diciembre del año 2009 la capacidad instalada es de 25.649,5 KVA que comparada con la del año 2008 que fue de 25.029,5 KVA se presenta un incremento del 2,47%. En lo que tiene que ver con el número de unidades en operación, se incrementó de 1.181 que se disponía en el año 2008 a 1.226 decir el 3,80%.

7.5.4. LONGITUD DE REDES DE BAJA TENSION

A diciembre del año 2009, los kilómetros en redes de baja tensión alcanzan a 1.049,38 Km que respecto a la longitud de red de baja tensión del año 2008 que fue de 1.031,63 Km, se obtuvo un incremento del 1,72%.

7.5.5. CARGA INSTALADA EN ALUMBRADO PUBLICO

Durante el año 2009 la carga total en alumbrado público se incrementó a 1.445,76 KW que comparada con la del año 2008 que fue 1.285,18 KW, se presenta un incremento del 12,49%.

El número de equipos de iluminación instalados es de 9.958.

7.6. 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.



7.6.1. GESTION INGENIERIA Y CONSTRUCCION.

Consideró la dirección, coordinación, supervisión, fiscalización y liquidación del programa de obras del Presupuesto de Inversiones Año 2009, 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 2009 obtuvimos un avance físico y financiero del 22,46% del programa de inversión en obras para el sistema eléctrico, ejecutándose US\$ 1'773,758.65 del valor programado que fue de US\$ 7'895,910.00.

Las actividades más significativas del Plan de Inversiones, presentan el siguiente estado de situación:

- Se fiscalizó y recibió los diseños definitivos de la línea de 69 KV Sinincay-Virgenpamba así como de la Subestación Azogues 2.
- Se ejecutaron veinte y seis de las veinte y siete obras del Programas Ferum 2008 Consolidado.
- Se encuentra en ejecución los contratos de suministro de equipos y materiales para el Proyecto de Redes Subterráneas de la ciudad de Azogues, Etapa 1.
- Se encuentra en ejecución el contrato de obras civiles para las redes subterráneas de la ciudad de Azogues Etapa 1.
- Se realizaron 78 extensiones que implica 10,47 Km. de red secundaria para incorporar al servicio a nuevos usuarios así como se ejecutaron remodelaciones y ampliaciones de red primaria y capacidad de transformadores, para mejorar la calidad de servicio incorporándose 235 KVA al sistema.
- Se fiscalizó la ejecución de nueve contratos de estudios de remodelación y ampliación de redes en diferentes sectores del área de servicio.
- Se fiscalizó y recibió diez obras ejecutadas construidas particularmente por cuenta de los usuarios.
- Se fiscalizó la realización de cuarenta estudios de ingeniería, realizados por particulares.

7.6.2. 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:

7.6.2.1. 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, realizados por el personal de turno para la atención de reclamos por falta de servicio, más los trabajos emergentes realizados por la cuadrilla de mantenimiento para reponer el servicio cuando los trabajos de reparación correspondió a graves daños en los elementos del sistema de distribución.

Durante el año 2009, en todo el sistema de distribución se realizaron un promedio de 12,78 trabajos diarios, lo que nos da un total de **4.665** trabajos realizados. Del total de atendidos, **2.637** corresponden a reclamos del tipo técnico y **1.027** reclamos del tipo comercial y **822** actividades clasificadas como de tipo general.

7.6.2.2. Mantenimiento Preventivo

Las acciones de mantenimiento preventivo más importantes fueron:

- Desbroces en la red de media tensión en diferentes sectores del área de servicio.
- Recorrido y desbroce periódico de la línea de 69 kV y ampliación de la franja de seguridad.
- Termografía en la red de media tensión del alimentador 124 y sus estaciones de transformación.

7.6.2.3. Otros trabajos

- Intervención en la red de media tensión y secundaria para reubicar postes y redes, para atención de reclamos y solicitudes de los usuarios, debido a que se encuentran próximas a las viviendas, o también por ampliación de vías.
- En zonas en donde la calidad de voltaje era deficiente y la demanda registrada en transformadores de distribución sobrepasaba la capacidad nominal del mismo, se procedió a remodelar la red de distribución o instalar nuevas estaciones de transformación.

7.6.2.4. Actividades varias

- Se ha coordinado el inicio de actividades operativas con líneas energizadas y a diciembre de 2009 el grupo energizado conformado por un jefe, tres linieros y

operador del vehículo canasta, recibió el curso de formación para acreditación como liniero de líneas energizadas.

- La administración de la calidad de servicio técnico y del producto así como el mantenimiento preventivo de transformadores se realiza a través de software desarrollado para el propósito en lenguaje de programación Foxpro para Windows. Para la emisión de solicitudes de material y reingresos a bodega se utilizó el software en lenguaje de programación Foxpro para Windows, este es un lenguaje que 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 han sido realizados mensualmente en el programa "Personal", informes que han sido remitidos regularmente a la Dirección de Finanzas, detallando las actividades ejecutadas, clasificadas por orden de trabajo y etapas de funcionamiento. Los cuadros de turno para choferes, linieros y tableristas, se elaboraron en forma trimestral.

7.6.3. GESTION INVENTARIOS Y AVALUOS

Las principales actividades desarrolladas fueron:

- Inventario correspondiente al año 2009.
- Georeferenciación de las estructuras de la línea Sinincay-S/E Azogues.
- 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 software para atención de reclamos y levantamiento de datos con GPS, como parte de los trabajos de tesis con estudiantes de la Universidad Católica de Azogues.
- Georeferenciación de estaciones de transformación para los reportes de calidad de energía.

8. CONCLUSIONES:

Todas las acciones ejecutadas por cada una de las secciones del área Comercial durante el año 2009 que comprenden: inspección de servicios; instalación de servicios nuevos; reubicaciones de equipos de medición; cambios de domicilio; lecturas de los contadores de energía; suspensión y reconexión de servicio de energía eléctrica por mora en el pago de las planillas de consumo; control de pérdidas de energía comerciales con la revisión y calibración de los contadores de energía; reliquidación de los consumos no registrados; corrección de las facturas erróneas en forma inmediata; atención de reclamos comerciales,



han permitido que se obtengan indicadores de pérdidas de energía y de cartera de los más bajos entre las Distribuidoras.

La alta demanda del servicio de internet, permitió dar un pronto inicio a la implementación del proyecto de servicio de valor agregado.

Gracias a la calidad del servicio de internet ofrecido por la empresa eléctrica a sus usuarios, el mercado se ha incrementado rápidamente, permitiendo que al momento y sin realizar publicidad alguna tengamos más de 220 usuarios y alrededor de 50 solicitudes en espera; comprometiéndonos a seguir trabajando para mantener la calidad e ir alcanzando las metas planteadas en el Proyecto de Servicios de Valor Agregado.

Para satisfacer la demanda eléctrica con oportunidad y proporcionar un servicio de calidad y seguridad, se ejecuta un programa de inversiones que incorporan obras que deben entrar en operación en el año 2011 como son las de subestaciones y líneas de subtransmisión. Complementariamente se ejecutaron obras en distribución, incorporadas dentro del programa FERUM 2008 CONSOLIDADO, así como las redes subterráneas del centro urbano de Azogues, Etapa I.

En el sistema eléctrico y como parte de la programación referida durante el año 2009 se invirtió el valor de USD 2'320,031.00 que representó el 26,87% del valor programado que fue USD 8'631,991.00, debiendo anotarse que se encuentra en ejecución los contratos de adquisición de equipos y materiales para la ejecución del proyecto de redes subterráneas de Azogues Etapa I y la ejecución de sus obras civiles así como en proceso de recepción el transformador de potencia de 16/20 MVA que se encuentra en las Bodegas de la Empresa.

Los índices de calidad del servicio técnico expresados a través de la Frecuencia Media de Interrupción (FMIK) se redujo a 8,80; mientras que el del Tiempo Medio de Interrupción (TTIK) se redujo a 15,83, sin 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 incrementó a 5,68 cUSD/KWH mientras que en el año 2008 fue de 4,40 cUSD/KWH.

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 marginal y rural así como se mejora en el área urbana. La potencia instalada a diciembre del año 2009 es



de 1.445,76 KW con un incremento del 12,49% con respecto a la potencia del año 2008 que fue de 1.285,18 KW.

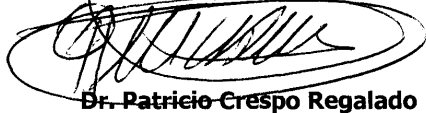
9. RECOMENDACIONES:

- 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, se debe invertir en proyectos importantes de electrificación que vayan en beneficio de la comunidad.
- 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, con el propósito de que a futuro la Empresa tenga los recursos económicos suficientes para cubrir los gastos corrientes de operación.
- La Empresa 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 sean reinvertidas en proyectos de electrificación de la Empresa.
- Con el objeto de continuar mejorando el Sistema Comercial de la Empresa, es muy importante que la Gerencia siga brindando el apoyo que necesita esta Dirección, tanto más que los requerimientos del CONELEC de acuerdo a las Regulaciones correspondientes y que son de cumplimiento obligatorio, son cada vez más exigentes, entre los que se encuentran los indicadores de gestión, siendo prioritario la conclusión y terminación del programa que conforma el Sistema Informático de Comercialización así como el programa de atención de reclamos. Existen también informaciones que son solicitadas por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, para lo que se necesita un Sistema Informático Comercial que permita obtener las mismas.
- 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 y Subestación Azogues 2 que debe ser construida en Virgenpamba, que permitirá mejorar la operación en 69KV y ampliar la capacidad de transformación.
- 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 mantener la participación de la Empresa en el proyecto SIGDE (Sistema de Gestión de la Distribución) que lleva adelante el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.
- Es necesario mantener el plan de ampliación de la cobertura de alumbrado público y su operación y mantenimiento.

Atentamente,



Dr. Patricio Crespo Regalado
GERENTE

PCR/ma/ta
25-03-2010