

**INFORME DE GESTIÓN MEMORIA  
ANUAL AÑO 2016**



**EMPRESA ELECTRICA AZOGUES C. A**

**ING. FRANKLIN ISAAC QUIÑONEZ MOROCHO.  
GERENTE GENERAL**

## Contenido

1	INTRODUCCION.....	5
2	GESTION DE LA DIRECCION FINANCIERA.....	5
2.1	ESTRUCTURA DEL CAPITAL SOCIAL Y ANALISIS DE VARIACIONES.....	5
2.2	APORTES PARA FUTURA CAPITALIZACION.....	6
2.3	RESULTADOS DEL PERIODO.....	6
2.3.1	INGRESOS.....	7
2.3.2	COSTOS Y GASTOS DE OPERACION.....	7
2.3.3	PÉRDIDA DEL EJERCICIO ECONOMICO DE 2016.....	8
2.4	OBLIGACIONES DE LA EMPRESA.....	9
2.4.1	OBLIGACIONES A CORTO PLAZO.....	9
2.4.2	OBLIGACIONES A LARGO PLAZO.....	9
2.5	INDICADORES FINANCIEROS.....	10
3	GESTION DE LA DIRECCION TECNICA.....	10
3.1	ATENCION DE LA DEMANDA ELECTRICA Y MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DEL SERVICIO – PLAN DE OBRAS.....	10
3.1.1	SUBTRANSMISION.-.....	¡Error! Marcador no definido.
3.1.2	DISTRIBUCIÓN.-.....	¡Error! Marcador no definido.
3.1.3	ALUMBRADO PÚBLICO.-.....	14
3.1.4	SIGDE (SCADA, OMS, DMS, CIS, CRM).....	14
3.2	LA CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO.....	14
3.2.1	A nivel de Alta Tensión, se programó mantener los siguientes índices de Frecuencia de Interrupción (FAIc) y Duración de la Interrupción (DAIc). .....	15
3.2.2	Media Tensión.....	15
3.3	LA CALIDAD DEL PRODUCTO.....	17
3.4	GESTION DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.....	17
3.4.1	ATENCION DE RECLAMOS POR FALTA DE SERVICIO.....	17
3.4.2	MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.....	18
3.4.3	MANTENIMIENTO DE ALUMBRADO PÚBLICO.....	22
3.5	OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA SUBTRANSMISIÓN Y CENTRO DE CONTROL.....	22
3.5.1	OPERACIÓN: SUBESTACIÓN AZOGUES 2 Y CENTRO DE CONTROL.....	23
3.5.2	ACTIVIDADES GENERALES Y ADMINISTRATIVAS:.....	31
3.6	GESTION INGENIERIA Y CONSTRUCCION.....	32
3.6.1	COBERTURA DEL SERVICIO ELÉCTRICO.....	32
3.7	RECOMENDACIONES.....	33
4	GESTION DE LA DIRECCION COMERCIAL.....	34
4.1	PERDIDAS DE ENERGÍA.....	34
4.1.1	Acciones y Resultados.....	34
	Resultados.....	34
	CUMPLIMIENTO DE OBJETIVOS.....	35
	Pérdidas de Energia Móvil.....	35
4.2	RECAUDACIÓN.....	36

4.2.1	3.2.1. Resultados .....	36
4.3	CARTERA VENCIDA.....	36
4.3.1	Resultados .....	36
4.4	EFFECTIVIDAD DE LECTURAS.....	37
4.5	PORCENTAJE DE ERRORES EN FACTURACIÓN.....	38
4.5.1	Resultado.....	39
4.6	ÍNDICE DE SATISFACCIÓN DEL CONSUMIDOR.....	40
4.6.1	Resultados .....	40
4.7	INDICADORES PEC .....	41
4.8	EFICACIA EN LA CONEXIÓN DEL SERVICIO.....	43
4.8.1	Resultado.....	43
4.9	RESTABLECIMIENTO DEL SERVICIO SUSPENDIDO POR FALTA DE PAGO.....	44
4.9.1	Resultados.....	44
5	GESTION DE LA DIRECCION DE PLANIFICACION .....	45
5.1	Gestión de Tecnologías de Comunicación e Información .....	45
5.1.1	Conducir a la Empresa hacia una modernización tecnológica conforme a iniciativas propias y a los lineamientos y proyectos establecidos por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovables.....	45
5.1.2	Mejorar y sistematizar el nivel de servicio en soporte tecnológico tanto a nivel de infraestructura como en sistemas de información. Incorporando mejores prácticas de la industria y alineados con los objetivos empresariales.....	45
5.1.3	Mejorar y precautelar la calidad de información para planificación y operación de la red.....	46
5.1.4	Optimización de la infraestructura tecnológica.....	46
5.2	Gestión Informática.....	47
5.3	JEFATURA DE PLANIFICACIÓN TÉCNICA.....	48
5.3.1	Estudio de la demanda en magnitudes de potencia y energía .....	48
5.3.2	Estudio de la Compra.....	51
5.3.3	Estudio del Déficit Tarifario .....	51
5.3.4	Estudio de Pérdidas.....	52
5.3.5	Estadísticas SISDAT.....	53
5.3.6	Balance de Energía.....	53
5.3.7	Perfiles de Carga de Alimentadores .....	54
5.3.8	Control y liquidación mensual de las transferencias de energía en Mercado Eléctrico Mayorista .....	54
5.3.9	Modelación del Sistema de Subtransmisión y Distribución Primaria en el programa CYMDIST.....	55
5.3.10	Plan de Inversiones.....	55
5.3.11	Estudio de Costos 2017 .....	58
5.3.12	Levantamiento de Procesos.....	58
6	GESTION DE ASESORIA JURIDICA .....	59
7	GESTION DE SEGURIDAD INDUSTRIAL.....	61
7.1	OBJETIVOS PROPUESTOS.....	61
7.1.1	GENERAL.....	61
7.1.2	ESPECIFICO .....	61
7.2	CUMPLIMIENTO DE OBJETIVOS.....	61
7.2.1	Gestión de la Seguridad y Salud.....	61

7.2.2	Gestión de investigación.....	63
7.2.3	Gestión de capacitación.....	64
7.2.4	Gestión ambiental.....	64
8	GESTION AUDITORIA INTERNA.....	65
8.1	ANTECEDENTES.....	65
8.2	OBJETIVOS DE LAS ACTIVIDADES CUMPLIDAS.....	65
8.3	ALCANCE DE LA EJECUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE CONTROL.....	66
8.4	SÍNTESIS DE LAS ACTIVIDADES DESARROLLADAS.....	67
8.4.1	EXAMEN ESPECIAL AL PROYECTO SIGDE.....	67
8.4.2	EXAMEN ESPECIAL AL CUMPLIMIENTO DE RESOLUCIONES EMITIDAS POR EL DIRECTORIO Y JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS DE LA EMPRESA.....	67
8.4.3	EXAMEN ESPECIAL A LA EVALUACIÓN, APLICACIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE LAS RECOMENDACIONES FORMULADAS POR LOS ORGANISMOS DE CONTROL DE LA EMPRESA.....	67
8.4.4	EXAMEN ESPECIAL A LOS PROCESOS DE CONTRATACIÓN DE BIENES Y SERVICIOS PARA LA OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.....	68
8.4.5	EXAMEN ESPECIAL AL PROGRAMA DE INVERSIÓN FERUM 2015.....	68
8.4.6	EXAMEN ESPECIAL AL PAGO DE HORAS EXTRAS.....	69
8.4.7	EXAMEN ESPECIAL A LOS PROCESOS DE ADQUISICIÓN DE ÍNFIMA CUANTÍA A LA FIRMA CPTTELECOM.....	69
8.4.8	EXAMEN ESPECIAL A LOS CONTRATOS DE MANTENIMIENTO DE VEHÍCULOS DURANTE EL AÑO 2015.....	69
8.5	ÁREAS EXAMINADAS.....	70
8.6	OTRAS ACTIVIDADES CUMPLIDAS POR AUDITORIA INTERNA.....	70
8.7	DESTINO DE LOS INFORMES.....	70
8.8	BASE LEGAL.....	70
8.9	CRITERIO.....	70
8.10	CONCLUSIÓN.....	70
9	GESTIÓN TALENTO HUMANO.....	71
7.3	Distributivo de sueldos.....	71
7.4	Gestión del Recurso humano.....	72
7.5	Gestión del parque automotor.....	72
7.6	Gestión de alimentación, subsistencias y otros.....	75
7.7	Gestión pago arriendos y otros.....	75
7.8	Gestión Seguros Ramos Generales, y Seguro de vida Trabajadores.....	75
7.9	Contratos legalizados año 2016.....	75
10	RECOMENDACIONES.....	76

# **EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES C. A.**

## **INFORME DE GESTIÓN DEL AÑO 2016**

### **1 INTRODUCCION**

El pasado 18 de mayo de 2015 la Junta General de Accionistas designó al Ing. Franklin Quiñonez M. como Gerente de la Empresa Eléctrica Azogues C.A. por el periodo de dos años. La Gerencia General de la Empresa Eléctrica Azogues C.A., dando cumplimiento a lo dispuesto en los artículos 10 y 11 de la Ley Orgánica de Empresas Públicas que señalan, entre otras las obligaciones del Gerente, como informar a los Organismos Superiores sobre los resultados de la gestión, la aplicación de las políticas y los resultados de planes, proyectos y presupuestos, e igualmente, presentar las memorias anuales; pone a consideración el Informe de Gestión del Ejercicio Económico 2015.

La evaluación y análisis de la gestión que a continuación se presenta, se enmarca en las acciones, objetivos y metas propuestas por la actual administración, además es el resultado del cumplimiento a las políticas emitidas por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable con el único propósito de brindar un servicio de calidad con calidez y acorde al Plan Nacional del Buen Vivir.

Estamos impulsando el cambio de la Matriz Productiva y Energética del País, es por eso que en este informe se detalla la gestión referente a la cobertura y calidad del servicio eléctrico, las inversiones que se han ejecutado con la incorporación del Programa de Cocción Eficiente, al igual que el Proyecto Plan Renova. La puesta en marcha de la Subestación Azogues 2, obra histórica que garantiza la calidad y eficiencia del servicio con la distribución adicional de 20 MVA para que la ciudadanía y potenciales clientes industriales operen a plena capacidad durante los próximos treinta años.

El informe pretende evidenciar el trabajo que se ha desarrollado desde cada área de la institución, a la vez el documento es una perspectiva real de la Empresa y, finalmente registramos el compromiso de trabajo para las metas y objetivos para este 2016.

### **2 GESTION DE LA DIRECCION FINANCIERA**

#### **2.1 ESTRUCTURA DEL CAPITAL SOCIAL Y ANALISIS DE VARIACIONES**

El Capital suscrito y Pagado de la Empresa Eléctrica Azogues C.A. al 31 de diciembre del 2016 asciende a un valor de USD \$ 20'742.093,60, del cual el principal accionista constituye el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable con el 77.69% con un total de 40'286.918 acciones a un valor nominal de 0.40 por acción, tal como se puede observar en el siguiente cuadro:

<b>EMPRESA ELECTRICA AZOGUES C.A.</b>			
<b>CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO</b>			
<b>ACCIONISTAS</b>	<b>NÚMERO DE ACCIONES</b>	<b>TOTAL</b>	<b>%</b>
<b>MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGIA RENOVABLE</b>	40.286.918	\$ 16.114.767,20	77,69%
<b>GOBIERNO PROVINCIAL DEL CAÑAR</b>	9.756.050	\$ 3.902.420,00	18,81%
<b>GOBIERNO AUTONOMO DESCENTRALIZADO MUNICIPAL DE AZOGUES</b>	1.812.266	\$ 724.906,40	3,49%
<b>TOTAL</b>	<b>51.855.234</b>	<b>\$ 20.742.093,60</b>	<b>100,00%</b>

Fuente: Dirección Financiera

## 2.2 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 2016 son los siguientes:

<b>EMPRESA ELECTRICA AZOGUES C.A.</b>				
<b>APORTES PARA FUTURA CAPITALIZACION EN DOLARES</b>				
<b>ACCIONISTAS</b>	<b>AÑO 2015</b>	<b>AÑO 2016</b>	<b>VARIACION</b>	<b>%</b>
<b>MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGIA RENOVABLE</b>	\$ 12.234.260,35	\$ 17.384.510,81	5.150.250,46	42,10%
<b>GOBIERNO PROVINCIAL DEL CAÑAR</b>	\$ -	\$ -	-	-
<b>GOBIERNO AUTONOMO DESCENTRALIZADO MUNICIPAL DE AZOGUES</b>	\$ 3.950,00	\$ 3.950,00	0,00	0,00%
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 12.238.210,35</b>	<b>\$ 17.388.460,81</b>	<b>5.150.250,46</b>	<b>42,10%</b>

Fuente: Dirección Financiera

Tal como se puede observar en el cuadro anterior, los aportes para futura capitalización durante el año 2016 ascienden a USD \$ 17.388.460,81, que corresponden básicamente a los aportes del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable y que sirvieron para financiar proyectos de PMD, PMD-BID, PMD-CAF, HIDROAZOGUES, SIGDE, PLANREP Y FERUM, presentado un incremento de 42.10% con relación al año anterior.

## 2.3 RESULTADOS DEL PERIODO

Del análisis efectuado a los estados financieros por el período terminado al 31 de diciembre de 2016, los resultados económicos obtenidos y comparados con los del período inmediato anterior muestran los siguientes valores:

EN DOLARES AMERICANOS				
CONCEPTO	2015	2016	VARIACION	
			VALOR	%
<b>INGRESOS</b>				
VENTA ENERGIA A CONSUMIDORES	9.036.981,98	9.221.990,30	185.008,32	2,05%
VENTA ENERGIA SISTEMA ALUMBRADO PUBLICO G.	1.014.012,72	1.022.949,71	8.936,99	0,88%
OTRAS VENTAS CON TARIFA 0%	1.784,85	60.451,88	58.667,03	3286,94%
VENTAS CON TARIFA 12%	136.112,80	149.323,63	13.210,83	9,71%
SUBSIDIOS Y RECONOCIMIENTOS ESTATALES	2.036.408,33	0,00	-2.036.408,33	-100,00%
INTERESES GANADOS	13.208,73	23.804,08	10.595,35	80,21%
<b>TOTAL INGRESOS ACTIVIDADES ORDINARIAS</b>	<b>12.238.509,41</b>	<b>10.478.519,60</b>	-1.759.989,81	-14,38%
OTROS INGRESOS	230.790,38	138.578,55	-92.211,83	-39,95%
<b>TOTAL OTROS INGRESOS</b>	<b>230.790,38</b>	<b>138.578,55</b>	-92.211,83	-39,95%
<b>TOTAL INGRESOS:</b>	<b>12.469.299,79</b>	<b>10.617.098,15</b>	-1.852.201,64	-14,85%
<b>COSTOS Y GASTOS</b>				
COSTOS DE VENTAS	5.781.580,33	4.650.855,28	-1.130.725,05	-19,56%
<b>TOTAL COSTOS</b>	<b>5.781.580,33</b>	<b>4.650.855,28</b>	-1.130.725,05	-19,56%
GASTOS DE VENTAS	3.882.947,58	3.995.170,03	112.222,45	2,89%
GASTOS ADMINISTRATIVOS	2.110.282,89	2.126.510,24	16.227,35	0,77%
GASTOS FINANCIEROS	2.303,78	1.309,09	-994,69	-43,18%
<b>TOTAL GASTOS</b>	<b>5.995.534,25</b>	<b>6.122.989,36</b>	127.455,11	2,13%
<b>RESULTADO 2016</b>	<b>692.185,21</b>	<b>-156.746,49</b>	<b>-848.931,70</b>	<b>-122,65%</b>

Fuente: Dirección Financiera

Las variaciones presentadas entre los periodos 2015 y 2016 dentro de su estructura, es decir, Ingresos y Gastos, fueron las siguientes:

### 2.3.1 INGRESOS

Al 31 de diciembre de 2016 el monto de los Ingresos Totales fue de US \$ 10.617.098,15 mismo que al relacionar con el presentado en el año 2015 que fue de USD \$ 12.469.299,79, se obtuvo una reducción de US \$ 1.852.201,64 equivalente al -14.85%, comportamiento atribuible fundamentalmente a una reducción en el concepto de subsidios y reconocimientos estatales (déficit tarifario), producto de la aplicación del nuevo mecanismo de liquidación de la generación y transmisión.

### 2.3.2 COSTOS Y GASTOS DE OPERACION

Igualmente, al 31 de diciembre de 2016 el monto de los Costos y Gastos Totales fue de US \$ 10'773.844,64 mismo que al relacionar con el presentado en el año 2015 que fue de USD \$ 11'777,114.58, se obtuvo una reducción en los costos y gastos por un valor de US \$ 1'003.269,94 equivalente al -8.52%, reducción atribuible principalmente al componente de costos, producto de la aplicación del nuevo mecanismo de liquidación de la generación y transmisión implementado por la ARCONEL.

<b>COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN</b>				
<b>EN DOLARES AMERICANOS USD</b>				
<b>CONCEPTO</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>VARIACION</b>	<b>%</b>
			<b>CANTIDAD</b>	
<b>COSTOS DE OPERACIÓN</b>				
<b>COSTOS DE ENERGIA</b>	5.781.580,33	4.650.855,28	-1.130.725,05	-19,56%
<b>TOTAL COSTOS</b>	<b>5.781.580,33</b>	<b>4.650.855,28</b>	<b>-1.130.725,05</b>	<b>-19,56%</b>
<b>GASTOS DE VENTAS</b>				
<b>MANO DE OBRA</b>	2.223.453,63	2.157.160,26	-66.293,37	-2,98%
<b>SERVICIOS</b>	166.677,21	185.551,61	<b>18.874,40</b>	<b>11,32%</b>
<b>MATERIALES</b>	219.953,93	212.624,80	-7.329,13	-3,33%
<b>GASTOS SERVICIOS DE COMERCIALIZACION</b>	12.770,70	37.560,72	<b>24.790,02</b>	<b>194,12%</b>
<b>GASTO DEPRECIACION PPE</b>	1.134.681,76	1.402.272,64	267.590,88	23,58%
<b>TOTAL GASTO DE VENTAS</b>	<b>3.757.537,23</b>	<b>3.995.170,03</b>	<b>237.632,80</b>	<b>6,32%</b>
<b>GASTOS ADMINISTRATIVOS</b>				
<b>MANO DE OBRA</b>	1.409.954,63	1.319.206,01	<b>-90.748,62</b>	<b>-6,44%</b>
<b>SERVICIOS</b>	493.889,14	344.134,35	-149.754,79	-30,32%
<b>MATERIALES</b>	38.956,65	40.241,12	<b>1.284,47</b>	<b>3,30%</b>
<b>GASTO DEPRECIACION PPE</b>	258.402,41	384.941,33	126.538,92	48,97%
<b>OTROS GASTOS</b>	34.490,41	37.987,43	3.497,02	10,14%
<b>TOTAL GASTO ADMINISTRATIVO</b>	<b>2.235.693,24</b>	<b>2.126.510,24</b>	<b>-109.183,00</b>	<b>-4,88%</b>
<b>GASTOS FINANCIEROS</b>				
<b>INTERESES</b>	0,00	0,00	<b>0,00</b>	<b>#¡DIV/0!</b>
<b>COMISIONES BANCARIAS Y FIDUCIARIAS</b>	2.303,78	1.309,09	-994,69	-43,18%
<b>TOTAL GASTOS FINANCIEROS</b>	<b>2.303,78</b>	<b>1.309,09</b>	<b>-994,69</b>	<b>-43,18%</b>
<b>TOTAL:</b>	<b>11.777.114,58</b>	<b>10.773.844,64</b>	<b>-1.003.269,94</b>	<b>-8,52%</b>

Fuente: Dirección Financiera

### 2.3.3 PÉRDIDA DEL EJERCICIO ECONOMICO DE 2016

Para el ejercicio económico de 2016 se cuenta con una pérdida de US \$ 1'156.746,49 valor que varió negativamente frente al obtenido en el período 2015, período en el cual se contó con una utilidad por el orden de USD \$ (692.185,21) situación que se presenta principalmente por el comportamiento nulo dentro de los ingresos del rubro subsidios y reconocimientos estatales, específicamente por el componente Déficit Tarifario, producto de la implementación de un nuevo mecanismo de liquidación de generación y transmisión. Sin embargo, es importante también mencionar que el espíritu del mecanismo aplicado es obtener un menor costo para la Empresa, mismo que recién en el siguiente período, es en donde se podrá observar de mejor forma su resultado, debido a que durante el período 2016, recién se comenzó su aplicación a partir del mes de mayo.

## 2.4 OBLIGACIONES DE LA EMPRESA

El pasivo total de la Empresa al término del ejercicio económico 2016 fue de US \$ 10'401,133.71, el mismo que se descompone de la siguiente manera:

PASIVO	VALOR
<b>Pasivo Corriente</b>	6.207.964,29
<b>Pasivo No Corriente</b>	4.193.169,42
<b>TOTAL DEL PASIVO:</b>	<b>10.401.133,71</b>

Fuente: Dirección Financiera

### 2.4.1 OBLIGACIONES A CORTO PLAZO

El pasivo a corto plazo durante el período 2016 se descompone de la siguiente manera:

PASIVO CORRIENTE	VALOR
<b>Documentos y cuentas por pagar</b>	4.647.528,80
<b>Provisiones por beneficios a empleados</b>	96.229,86
<b>Otras obligaciones corrientes</b>	429.529,77
<b>Cuentas por pagar diversas</b>	413.795,09
<b>Otros pasivos corrientes</b>	620.880,77
<b>TOTAL PASIVO CORRIENTE</b>	<b>6.207.964,29</b>

Fuente: Dirección Financiera

### 2.4.2 OBLIGACIONES A LARGO PLAZO

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

PASIVO A LARGO PLAZO	VALOR
<b>Provisiones por beneficios a empleados</b>	2.189.291,38
<b>Otros pasivos no corrientes</b>	2.003.878,04
<b>TOTAL PASIVO A LARGO PLAZO</b>	<b>4.193.169,42</b>

Fuente: Dirección Financiera

## 2.5 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.

### INDICADORES

**Prueba Ácida.** - 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, pero sin depender de la venta de sus existencias, es decir básicamente con sus saldos en efectivo, el de sus cuentas por cobrar, inversiones temporales y algún otro activo de fácil liquidación, diferente de los inventarios. Se presenta por la siguiente relación:

<b>ACTIVO CORRIENTE-INVENTARIOS</b>	<b>12.242.259,65</b>	<b>1,97</b>
<b>PASIVO CORRIENTE</b>	<b>6.207.964,29</b>	

Fuente: Dirección Financiera

De acuerdo al resultado presentado la empresa dispone de US \$ 1.97 para cubrir un dólar de deuda.

**Liquidez Financiera.** - Este índice demuestra la cantidad de recursos en efectivo que la Empresa dispone para atender sus compromisos corrientes en forma inmediata, se mide por la siguiente relación:

<b>DISPONIBILIDADES</b>	<b>5.136.425,82</b>	<b>0,83</b>
<b>PASIVO CORRIENTE</b>	<b>6.207.964,29</b>	

Fuente: Dirección Financiera

El resultado presentado en este índice demuestra que la Empresa dispone de US \$ 0.83 para hacer frente a cada dólar de deuda.

**Rentabilidad.** - Para determinar el rendimiento que nos ha generado la inversión durante el ejercicio económico, nos valemos del siguiente índice de Rentabilidad.

### Rentabilidad Financiera o de Patrimonio

<b>UTILIDAD/(PERDIDA)</b>	<b>-156.746,49</b>	<b>-0,0047</b>
<b>PATRIMONIO</b>	<b>33.433.817,98</b>	

Fuente: Dirección Financiera

La Empresa durante el ejercicio económico de 2016 obtuvo una pérdida de US \$ 156,746,49 lo cual significa una descapitalización del patrimonio del -0.0047%.

## 3 GESTION DE LA DIRECCION TECNICA

### 3.1 ATENCION DE LA DEMANDA ELECTRICA Y MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DEL SERVICIO – PLAN DE OBRAS

La incorporación del Programa de Cocción Eficiente, requiere la ejecución de obras de fundamental importancia, para atender el incremento de la demanda y mejorar la calidad del servicio eléctrico, para lo

cual se cuenta con un Plan de Obras que son financiadas con recursos del BID, CAF, AFD, así como recursos fiscales que transfiere el MEER, con cargo al Programa de Mejoramiento de la Distribución PMD.

La Compañía durante el ejercicio económico 2016 planificó la ejecución de proyectos de inversión en el sistema de distribución por un total de USD 6'386,658.53 mismos que contaron con financiamiento proveniente de: PGE, BID, CAF, AFD, Convenio Interinstitucional con CELEC EP HIDROAZOGUES y Recursos propios para el desarrollo de obras con cargo a los programas PMD, PLANREP, SAPG y Calidad.

El plan de obras ejecutadas por etapas funcionales del sistema eléctrico, se detalla a continuación:

CONCEPTO	PRESUPUESTO	EJECUTADO	%	VARIACIÓN	%
SUBTRANSMISIÓN	1,173,778.19	1,470.00	0.13	1,172,308.19	99.87
DISTRIBUCIÓN	5,031,817.16	1,551,887.44	30.84	3,479,929.72	69.16
ALUMBRADO PÚBLICO	181,063.18	51,460.00	28.42	129,603.18	71.58
<b>SUMA:</b>	<b>6,386,658.53</b>	<b>1,604,817.44</b>	<b>25.12</b>	<b>4,781,841.09</b>	<b>74.88</b>

El Presupuesto de Inversiones para el sistema eléctrico (subtransmisión, distribución y alumbrado público) fue de US \$ 6'386,658.29, al término del ejercicio económico de 2016 el valor ejecutado fue de US \$ 1'604,817.44 equivalente al 25,12%.

El plan de reforzamiento considera cinco componentes con un presupuesto asignado de US \$ 8'950,090.69 que tiene un presupuesto ejecutado de US \$ 6'132,273.05. En el siguiente cuadro se presentan los respectivos programas:

FINANCIAMIENTO	MONTO ASIGNADO	MONTO DEVENGADO HASTA EL 31 DE DICIEMBRE DE 2016	NÚMERO DE PROYECTOS	% AVANCE DE OBRA	% AVANCE FINANCIERO
BID I	\$ 3.027453.94	\$ 2.797946.56	15	100,00%	92,42%
CAF	\$ 2.525.000,00	\$ 2.119.668,96	10	94,26%	83,95%
AFD(COMPONENTE 1 y 2)	\$ 1.530.475,18	\$ 625.234,65	6	45,00%	40,85%
BID II (COMPONENTE 1 y 2)	\$ 1.460.988,74	\$ 589.422,88	4	40,00%	40,34%
BID III	\$ 406.172,83		2	00,00%	00,00%
<b>Total Inversión</b>	<b>\$ 8.950.090,69</b>	<b>\$6.132.273,05</b>	<b>37</b>	<b>61,54%</b>	<b>68,52%</b>

Los programas de reforzamiento tienen un avance del 61,54% y un avance financiero del 68,52%. El programa BID III, se encontraba en proceso de recepción de ofertas.

A continuación, se informa sobre el avance por etapa funcional del presupuesto de inversiones 2016.

### 3.1.1 SUBTRANSMISION. -

En esta etapa funcional se presupuestó el valor de US \$. 1'173,778.19, al término del ejercicio económico se ejecutó el valor de US \$ 1,470.00 equivalente al 0,12%, valor que corresponde a la liquidación del contrato de fiscalización de las obras civiles de la S/E Azogues 2, siendo importante indicar que baja ejecución presupuestaria, se debe a que en el año 2016, por las obras del programa BID II que se encuentran en ejecución, se pagaron los anticipos por un valor total de US \$ 488.771,58 sin embargo no

son registrados como avance presupuestario, por tratarse de anticipos. Los proyectos de electrificación que conforman esta etapa funcional, son financiados con recursos provenientes del programa BID II; y, Aportes Propios, los mismos que a continuación se detallan:

CONCEPTO	PRESUPUESTO	EJECUTADO	%	VARIACIÓN	%	FINANCIADO
<b>SUBTRANSMISIÓN</b>	<b>1,173,778.19</b>	<b>1,470.00</b>	<b>0.13</b>	<b>1,172,308.19</b>	<b>99.87</b>	<b>PROGRAMA</b>
Liquidación del Contrato de Fiscalización de las obras civiles S/E Azogues 2	4,788.00	1,470.00	30.70	3,318.00	69.30	VAD
POSICION DE LINEA PARA S/E GUAPAN UCEM EN LA S/E AZOGUES 1	284,685.06	-	-	284,685.06	100.00	BID II
CONCLUSION INTEGRACION DE LOS SISTEMAS DE SUBTRANSMISION DE LAS EMPRESAS AZOGUES-CENTRO	884,305.13	-	-	884,305.13	100.00	BID II

### 3.1.2 DISTRIBUCIÓN. -

El valor presupuestado fue de US \$. 5'031,817.16, al término del ejercicio económico se ejecutó el valor de US \$ 1'629,881.45 equivalente al 32,39%, siendo necesario indicar que la baja ejecución se debe a que por una parte se encuentra en proceso de planillaje y de liquidación las obras del programa CAF y BID I, y que los anticipos de las obras del programa AFD que alcanzan el valor de US \$ 538,024.18 y de los equipos de calidad de energía del programa BID II por un valor de US \$ 93,660,29 no son registrados como ejecución presupuestaria; por último en lo que respecta al programa BID III, se encuentran en la etapa precontractual al término del año 2016.

En esta etapa funcional se programaron proyectos financiados con recursos provenientes de Aportes Propios; Calidad del Servicio; BID I, BID II, PGE-Recursos Fiscales (IVA de proyectos); CAF, AFD; PMD-PGE; FERUM y CELEC EP-HIDROAZOGUES, los mismos que a continuación se detallan:

CONCEPTO	PRESUPUESTO	EJECUTADO	%	VARIACIÓN	%	FINANCIADO
<b>DISTRIBUCIÓN</b>	<b>5,031,817.16</b>	<b>1,551,887.44</b>	<b>30.84</b>	<b>3,479,929.72</b>	<b>69.16</b>	<b>PROGRAMA</b>
CONSTRUCCION DE LA RED SUBTERRANEA DE BAJA TENSION CALLE ORIENTE DESDE LA JB CORDERO HASTA LA 4 DE NOVIEMBRE. ADECUACIONES DE RED DE MT, B	9,000.00	-	-	9,000.00	100.00	PROPIOS
Remodelaciones y extensiones de redes en diferentes sectores	23,974.32	14,488.76	60.43	9,485.56	39.57	PROPIOS
Convenio interinstitucional con CELEC EP Hidrozogues	84,908.99	84,909.30	100.00	-0.31	-0.00	CONVENIO
Electrificación Rural, Sector El Rosario Guapán (FERUM-BID III)	44,045.46	-	-	44,045.46	100.00	BID III
ELECTRIFICACION RURAL Y URBANO MARGINAL SECTOR LA RAMADA TADAY	17,771.25	-	-	17,771.25	100.00	FERUM
Construcción del Alimentador Autopista – BID	363,047.67	-	-	363,047.67	100.00	BID
Re potenciación de Centros de Transformación y redes de baja tensión zona 1: área urbana de Azogues	48,445.93	53,101.95	109.61	-4,656.02	-9.61	BID
Transformadores reforzamiento de redes PMD-2014	12,028.22	-	-	12,028.22	100.00	PMD-PGE

Re potenciación de centros de transformación y redes de baja tensión zona 2: Parroquia Cojitambo y Déleg - BID	-	4,696.24	#DIV/0!	-	4,696.24	BID	
Re potenciación de centros de transformación y redes de baja tensión zona3: Parroquia Borrero, Javier Loyola, San Miguel, Borrero -	11,364.28	30,689.40	270.05	-	19,325.12	170.05	BID
Re potenciación de centros de transformación y redes de baja tensión zona4: Parroquias Guapán y orientales - BID	55,977.05	60,673.29	108.39	-	4,696.24	8.39	BID
Re potenciación de centros de transformación, redes de baja tensión, acometidas y medidores Azogues	44,000.00	44,000.00	100.00	-	-	-	CAF
Fiscalización para el proyecto de re potenciación de centros de transformación, redes de baja tensión, acometidas y medidores.	123,267.06	59,591.35	48.34	-	63,675.71	51.66	CAF
REPOTENCIACION DE TRANSFORMADORES, REDES DE BAJA TENSION, ACOMETIDAS Y MEDIDORES AREA URBANA DE AZOGUES ZONA 1 CAF	122,373.34	59,526.52	48.64	-	62,846.82	51.36	CAF
REPOTENCIACION DE TRANSFORMADORES, REDES DE BAJA TENSION, ACOMETIDAS Y MEDIDORES AREA URBANA DE AZOGUES ZONA 2 CAF	173,421.59	166,297.23	95.89	-	7,124.36	4.11	CAF
REPOTENCIACION DE TRANSFORMADORES, REDES DE BAJA TENSION, ACOMETIDAS Y MEDIDORES AREA URBANA DE AZOGUES ZONA 3 CAF	166,815.31	171,376.47	102.73	-	4,561.16	2.73	CAF
FISCALIZACION PARA LA REPOTENCIACION DE CENTROS DE TRANSFORMACION, REDES DE BAJA TENSION, ACOMETIDAS Y MEDIDORES, ZONA ORIENTAL Y LUIS C	99,974.95	153,321.44	153.36	-	53,346.49	53.36	CAF
REPOTENCIACION DE TRANSFORMADORES, REDES DE BAJA TENSION, ACOMETIDAS Y MEDIDORES GUAPAN ZONA 2 CAF	143,805.93	162,247.30	112.82	-	18,441.37	12.82	CAF
REPOTENCIACION DE TRANSFORMADORES, REDES DE BAJA TENSION, ACOMETIDAS Y MEDIDORES ZONA ORIENTAL CAF	150,047.22	18,480.00	12.32	-	131,567.22	87.68	CAF
REPOTENCIACION DE TRANSFORMADORES, REDES DE BAJA TENSION, ACOMETIDAS Y MEDIDORES JAVIER LOYOLA BORRERO CAF	154,724.33	50,111.52	32.39	-	104,612.81	67.61	CAF
REPOTENCIACION DE TRANSFORMADORES, REDES DE BAJA TENSION, ACOMETIDAS Y MEDIDORES BAYAS CAF	147,591.93	77,892.28	52.78	-	69,699.65	47.22	CAF
REPOTENCIACION DE TRANSFORMADORES, REDES DE BAJA TENSION, ACOMETIDAS Y MEDIDORES LUIS CORDERO CAF	134,534.70	109,728.69	81.56	-	24,806.01	18.44	CAF
Re potenciación de centros de transformación redes de baja tensión Acometidas y Medidores Déleg	165,862.33	114,705.01	69.16	-	51,157.32	30.84	CAF
REPOTENCIACION DE CENTROS DE TRANSFORMACION, REDES DE BAJO VOLTAJE, ACOMETIDAS Y MEDIDO	389,775.69	-	-	-	389,775.69	100.00	AFD
REPOTENCIACION DE CENTROS DE TRANSFORMACION, REDES DE BAJO VOLTAJE, ACOMETIDAS Y MEDIDO	337,817.91	-	-	-	337,817.91	100.00	AFD
REPOTENCIACION DE CENTROS DE TRANSFORMACION, REDES DE BAJO VOLTAJE, ACOMETIDAS Y MEDIDO	413,817.68	-	-	-	413,817.68	100.00	AFD

REPOTENCIACION DE CENTROS DE TRANSFORMACION, REDES DE BAJO VOLTAJE, ACOMETIDAS Y MEDIDO	413,817.67	-	-	413,817.67	100.00	AFD
ADQUISICION DE CIRCUITOS EXPRESOS	70,148.85	-	-	70,148.85	100.00	AFD
EQUIPOS DE CALIDAD DE ENERGIA E INGENIERIA	287,407.94	-	-	287,407.94	100.00	BID II
Alimentador S/E Azogues 2 - Cojitambo (RSND - BID III)	418,991.56	-	-	418,991.56	100.00	BID III
IMPLEMENTACIÓN SCADA/OMS/DMS/MWM (AFD)	119,363.89	99,419.92	83.29	19,943.97	16.71	AFD
IMPLEMENTACIÓN SCADA/OMS/DMS/MWM (BID II)	209,129.03	7,969.82	3.81	201,159.21	96.19	BID II
REPOSICIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN EN EL AREA DE CONSECIÓN DE LA E. E. AZOGUES	74,565.08	8,660.95	11.62	65,904.13	88.38	CALIDAD

### 3.1.3 ALUMBRADO PÚBLICO. -

Se presupuestaron el valor de US \$ 181,063.18, al término del ejercicio económico se ejecutó el valor de US \$ 51,460.00, equivalente al 28,42% atribuible únicamente a la adquisición de materiales para expansión. Estos proyectos están financiados con recursos provenientes de SAPG, a continuación, se detallan los proyectos que conforman esta etapa funcional:

CONCEPTO	PRESUPUESTO	EJECUTADO	%	VARIACIÓN	%	FINANCIADO
<b>ALUMBRADO PÚBLICO</b>	<b>181,063.18</b>	<b>51,460.00</b>	<b>28.42</b>	<b>129,603.18</b>	<b>71.58</b>	<b>PROGRAMA</b>
Sageo - Biblian (Calidad)	3,597.80	-	-	3,597.80	100.00	CALIDAD
Sigsipamba chico -Déleg (Calidad)	8,292.95	-	-	8,292.95	100.00	CALIDAD
Sigsipamba - Grande (Calidad)	15,122.45	-	-	15,122.45	100.00	CALIDAD
Zinin - Déleg (Calidad)	5,853.84	-	-	5,853.84	100.00	CALIDAD
Expansión de alumbrado público	148,196.14	51,460.00	34.72	96,736.14	65.28	EXPANSIÓN

### 3.1.4 SIGDE (SCADA, OMS, DMS, CIS, CRM)

El presupuesto programado fue de US \$ 328.492,90 (financiamiento de AFD y BID II) y el valor ejecutado es de USD 99.419,92 que equivale al 30,26% de avance financiero y físico. Este componente se encuentra incorporado en la etapa funcional de distribución.

## 3.2 LA CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO

La ejecución de los diferentes programas de reforzamiento del sistema de distribución, así como la puesta en operación de la Subestación Azogues 2 y el inicio de la operación del Centro de Control, contribuyen al mejoramiento de la calidad del servicio técnico, que se puede medir a través de los Indicadores de Interrupción del Servicio y Parámetros de Calidad.

Al 31 de diciembre de 2016, se obtuvieron los siguientes Índices de Interrupción del Servicio y parámetros de calidad de servicios establecidos en la Regulación CONELEC 04/001:

### 3.2.1 A nivel de Alta Tensión, se programó mantener los siguientes índices de Frecuencia de Interrupción (FAIc) y Duración de la Interrupción (DAIc).

INDICADOR	FAIc(Regulado)	FAIc (Proy.)	DAIc (Regulado)	DAIc (Pro)
Industrias Guapán	6	6	4	4

Los índices alcanzados fueron:

INDICADOR	FAIc (Proy.)	FAIc (obten.)	DAIc (Proy.)	DAIc (obten.)
Industrias Guapán	6	3	4	4,12

El índice de la frecuencia de interrupción (FAIc) alcanzado fue de 3, valor muy inferior al de 6 programado, por lo tanto, se cumplió la meta. En lo que respecta al índice de duración de horas de interrupción (DAIc), el valor alcanzado fue de 4.12, que fue un poco mayor al proyectado 4 por lo que no se cumplió ligeramente la meta:

### 3.2.2 Media Tensión

Se programó disminuir los Índices de Interrupción del servicio para los alimentadores primarios y el Sistema de distribución en general a valores próximos a los límites establecidos en la regulación CONELEC 04/001, esto es de: Frecuencia media de interrupción FMIK y tiempo total de interrupción TTIK a los siguientes valores:

FMIK= 4 (número de veces) y TTIK = 1.77 horas, a nivel de cabecera de alimentadores (Meta establecida por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable).

Mientras en lo que respecta a los indicadores establecidos en la Regulación CONELEC 04/001, se programó alcanzar los siguientes indicadores:

FMIK = 4 y TTIK =8 para el Sistema de Distribución.

FMIK = 5 y TTIK = 10 para alimentadores primarios urbanos.

FMIK = 6 y TTIK = 18 para alimentadores primarios rurales.

Los valores alcanzados a diciembre del año 2016 fueron:

FMIK= 2.44 y TTIK= 1,38

Es decir que la meta de la frecuencia de interrupción (número de veces) a nivel de cabecera de alimentador tuvo un cumplimiento del 100 %, puesto que el valor alcanzado de 2.44 horas que es inferior a la meta que fue de 4. Mientras que el indicador del tiempo de interrupción se cumplió la meta fijada en el 100% puesto que el valor alcanzado de 1,38 horas que es inferior a la meta que fue de 1.77.

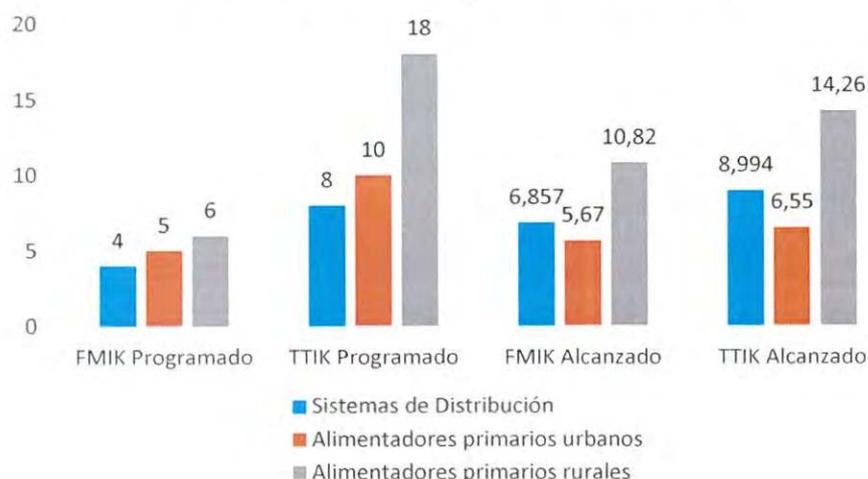
En lo que respecta a los indicadores alcanzados a nivel de sistema y de alimentadores fueron:

FMIK = 6.85 y TTIK =8.99 para el Sistema de Distribución.

FMIK = 5.67 y TTIK = 6.55 para alimentadores primarios urbanos.

FMIK = 10.82 y TTIK = 14.26 para alimentadores primarios rurales (alimentador 121)

## Índices de Interrupción de Servicio



Fuente: Dirección Técnica

El historial mensual de los índices de interrupción, el acumulado anual y los límites que deben cumplir los alimentadores primarios y el Sistema durante el año 2016 se presenta a continuación.

INDICES DE INTERRUPCIÓN POR KVA INSTALADO DURANTE EL AÑO 2015										
PARTE DEL SISTEMA	SISTEMA DE DISTRIBUCION		ALIMENTADOR 121		ALIMENTADOR 221		ALIMENTADOR 123		ALIMENTADOR 124	
	Frecuencia	Tiempo	Frecuencia	Tiempo	Frecuencia	Tiempo	Frecuencia	Tiempo	Frecuencia	Tiempo
Mes										
Enero	0.345	0.815	0.697	1.476	0.301	0.556	0.098	0.188	0.179	0.946
Febrero	0.147	0.205	0.080	0.147	0.117	0.227	0.345	0.311	0.204	0.243
Marzo	0.434	0.878	1.404	3.143	0.314	0.455	0.774	1.273	0.153	0.475
Abril	2.304	1.16	3.21	0.932	1.18	0.462	2.814	3.036	3.063	1.812
Mayo	0.488	0.583	0.117	0.359	0.558	0.589	0.716	1.833	0.703	1.161
Junio	0.197	0.534	0.268	0.540	0.207	0.815	0.293	0.483	0.153	0.475
Julio	0.251	0.542	0.284	0.672	0.286	0.706	0.505	0.642	0.003	0.004
Agosto	0.368	0.481	0.707	0.878	0.364	0.437	0.193	0.481	0.021	0.030
Septiembre	0.410	0.507	0.214	0.334	0.214	0.177	0.497	0.730	1.011	1.258
Octubre	0.630	0.737	1.356	1.663	0.290	0.418	0.987	0.876	0.117	0.050
Noviembre	0.972	1.22	1.607	2.404	0.607	0.919	0.812	1.446	0.054	0.088
Diciembre	0.491	1.062	0.877	1.715	0.333	0.861	0.959	2.017	0.010	0.008
TOTAL	6.857	8.994	10.82	14.26	4.77	6.62	8.99	13.31	5.67	6.55
Límites	4,00	8,00	6,00	18,00	6,00	18,00	6,00	18,00	5,00	10,00

Fuente: Dirección Técnica

En porcentaje de cumplimiento entre lo alcanzado y lo programado se tienen que los índices de frecuencia no se cumplen, mientras que los índices de tiempo de interrupción se cumplen en todos los alimentadores de acuerdo a lo establecido en la Regulación 04/01.

### 3.3 LA CALIDAD DEL PRODUCTO

Para el año 2016 se programó mantener los valores de Nivel de Voltaje, Armónico Individual de Voltaje, Factor de Distorsión Armónico THD y Flicker de Corta Duración Pst en transformadores de distribución, dentro de los límites establecidos en la Regulación, CONELEC 04/01 en la Subetapa 2, esto es:

Nivel de voltaje mínimo  $V = 0.92$  p.u. y  $V = 1.08$  p.u. máximo en redes urbanas

Nivel de voltaje mínimo  $V = 0.90$  p.u. y  $V = 1.10$  p.u. máximo en redes rurales

Flicker de corta duración Pst=1

Factor de distorsión armónico THD = 8

Nivel armónico individual del 2 al 40 dentro de límites establecidos en la Regulación

Los parámetros requeridos para el monitoreo y análisis de la calidad del producto de la Onda de Voltaje en los diferentes puntos de entrega del Sistema de Distribución de la Empresa Eléctrica Azogues, así como el número de las mediciones mensuales que deben realizarse, se encuentran establecidos en la regulación CONELEC 04/01 y están en concordancia con el número de transformadores de distribución instalados, usuarios de media y baja tensión existentes y número de barras de subestaciones existentes bajo el siguiente detalle:

Nivel de Voltaje, corresponde a 12 mediciones al año (1 mensual) de la barra de 22 KV de la Subestación Azogues 1, 60 mediciones al año (5 mensuales) de los transformadores de distribución y 120 mediciones anuales (10 mensuales) de los usuarios de baja tensión.

Flicker de corta duración Pst, armónicos y factor de distorsión armónica de la onda de voltaje THD, corresponde a 60 mediciones al año (5 mensuales) en transformadores de distribución.

Factor de potencia corresponde a 12 mediciones al año (1 mensual) de 1 usuario de media o alta tensión.

Todo esto nos da un total de 27 mediciones mensuales y 324 al año para los distintos puntos de medición y parámetros establecidos en la regulación Conelec 04/01.

Para el monitoreo de todos los parámetros requeridos, la jefatura cuenta con 5 equipos de medición: 2 Memobox 300, 2 Fluke 1744 y 1 Fluke 1760, con estos equipos durante el año 2015 se han logrado realizar el siguiente número de mediciones: 0 mediciones, para la barra de distribución de la subestación Azogues 1; 62 mediciones en transformadores de distribución; 83 mediciones en usuarios de baja tensión y 9 mediciones en usuarios de media tensión, lo que representan un 48 % de lo requerido en la regulación CONELEC 04/01, esto se debe principalmente al daño de los TPs de la barra de 22 KV de la Subestación Azogues 1, desde enero de 2015 y las limitaciones en el número de equipos y del personal de calidad de energía para la instalación de los equipos sobre todo en los últimos meses del año.

### 3.4 GESTION DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

#### 3.4.1 ATENCION DE RECLAMOS POR FALTA DE SERVICIO

El desempeño de atención de reclamos por falta de servicio o por variaciones de voltaje más los trabajos que realizan las cuadrillas de reparaciones, se evalúa mediante el valor promedio diario de los TRABAJOS REALIZADOS y de RECLAMOS ATENDIDOS, estos son producto del registro de los informes de atención de reclamos diarios reportados por los linieros, revisados por los jefes de turno y luego ingresados a una base de datos propia de la Jefatura; los registros ingresados son analizados mediante el software "calidad de servicio", los resultados nos permiten determinar el rendimiento diario del personal.

Para el año 2016, los TRABAJOS TOTALES REALIZADOS alcanzan un valor promedio de 13.33 al día, que comparados con el año 2015 que fue de 12.86, existe un aumento en este índice; el número total de RECLAMOS ATENDIDOS por falta de servicio incluidos las variaciones de tensión en el 2016 alcanza un

valor promedio de 9.58 diarios, mientras que en el año 2015 fue de 9.53, existiendo también un incremento en este índice.



Fuente: Dirección Técnica

### 3.4.2 MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

En base al Plan de Mantenimiento que fue remitido por la Jefatura al Ministerio de Electricidad y Energía Renovable MEER en el mes de febrero de 2016 y en función de las exigencias que estaban establecidas en el formato Excel remitido por el organismo rector para los informes mensuales que debían ser enviados, se realizó una planificación anual que contemplaba las etapas de mantenimiento preventivo y predictivo de la línea de subtransmisión de 69 KV entre las subestaciones Cuenca Azogues1-Guapan, las subestaciones de distribución Azogues 1 Tabacay y Zhapacal, la red trifásica de los alimentadores primarios 121,221, 123 y 124 y de los transformadores de distribución con su red secundaria correspondiente, no se incluyen en estos informes los trabajos de mantenimiento realizados por el personal de atención de reclamos y la cuadrilla de mantenimiento correctivo.

Un resumen de los trabajos de mantenimiento realizados en el Sistema de Distribución de la Empresa durante el año 2016, se resumen a continuación.

#### 3.4.2.1 MANTENIMIENTO CORRECTIVO

Involucran la reposición del servicio a nivel de usuario, transformadores de distribución, seccionadores en media 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 correctivo para reponer el servicio cuando las reparaciones involucraron daños mayores al Sistema de Distribución que necesitaron más personal y recursos para su solución.

Analizando la base de datos de reclamos del año 2016, se ha determinado que, del total de los **4,878** registros ingresados, 2,387 corresponden a reclamos del tipo técnico, 1119 reclamos del tipo Comercial y **1,372** actividades clasificadas como del tipo general.

Reclamos Técnicos	Reclamos Comerciales	Actividades Generales	Total
2387	1119	1372	4878

Fuente: Dirección Técnica

Los reclamos del tipo técnico más reiterados que provocaron las suspensiones de servicio tanto de origen programado como de origen forzado en los transformadores de distribución y ramales de media tensión de los alimentadores primarios se describen a continuación

SUSPENSIONES	TOTAL	ORIGEN
Sin una fase en baja tensión	676	Origen forzado
Sin una fase en alta tensión	363	Origen forzado
Obra de la Empresa	160	Origen programado
Retención de líneas de AT	91	Origen programado
Alzar líneas luego de talar árboles	34	Origen programado
Bajar líneas para tumbar arboles	42	Origen programado
Obra particular	160	Origen programado
Árbol sobre la línea de baja tensión	17	Origen forzado
Línea arrancada	26	Origen forzado
Extensión de red en B.T.	91	Origen programado
Retención de líneas en AT o B	38	Origen programado
Reubicación de postes en alta y baja tensión	49	Origen programado
Otras debido a Mantenimiento	58	Origen programado
Cambio de base, bajante u otro	22	Origen programado
Material de la red de B.T. defectuoso	30	Origen programado
Reubicación de potería	49	Origen programado
Desbroce de la red de media y baja tensión	52	Origen programado
Trabajos de mantenimiento en general	12	Origen programado

Fuente: Dirección Técnica

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

SUSPENSIONES Y/O VARIACIONES	
Problemas en el medidor	624
Acometida floja	93
Acometida floja en sus conexiones	76
Acometida en mal estado	90*
Falla en el medidor	109
Acometida mala	90*
Falta de conectores en la acometida	12
Conectores de acometida en mal estado	15

Fuente: Dirección Técnica

\* Los reclamos que no pudieron ser solucionados por el personal para la atención de reclamos como el cambio de acometidas en mal estado y medidores dañados fueron comunicados oportunamente al personal de acometidas y medidores para su solución definitiva.

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

SUSPENSIONES	
Servicio normal	461
Cortocircuito interno	116
Instalaciones internas mal realizadas	176
Inspecciones	131
Instalación de reflectores	79
Trabajos adicionales	84
Retiro de reflectores	95
Reconexión de servicio	164
Corte de servicio	48
Recorrido de alimentador	12

Fuente: Dirección Técnica

### 3.4.2.2 MANTENIMIENTO PREVENTIVO

#### Subestaciones

Cumpliendo con el cronograma establecido en el Plan de Mantenimiento 2016 y aprovechando la suspensión de servicio general por mantenimiento de la Subestación Cuenca, en el mes de noviembre de 2016 se realizó el lavado de aisladores y bujes del GIS y el transformador de potencia de la Subestación Azogues 1, también fueron hechas pruebas de aislamiento y TTR en el transformador de potencia y en el aceite dieléctrico del

transformador, complementariamente se realizó el mantenimiento del banco de baterías y limpieza de los cubículos o Switchgears en la barra de 22 KV, estos últimos trabajos de mantenimiento fueron contratados con el Ing. Patricio Chacón.

#### Línea de Subtransmisión.

Los recorridos periódicos y desbroces selectivos de la línea de Subtransmisión entre las Subestaciones Cuenca- Azogues 1- Guapán, se realizaron a lo largo de toda la franja de servidumbre en todo el trayecto de la línea de aproximadamente 27 Km, de acuerdo con la programación enviada al MEER, es decir cada dos meses.

#### Sistema de Distribución

Durante el año 2016, el personal de Mantenimiento preventivo (calidad de energía) en función de una programación trimestral precedió a recorrer los troncales trifásicos y ramales de media tensión de los diferentes alimentadores primarios para: revisar, ajustar bajantes y cambiar bases fusibles y conectores en las estaciones de transformación, para luego proceder con el desbroce selectivo de la red secundaria; sin embargo por limitaciones del personal y recursos el programa no fue cumplido en su totalidad así:

Alimentador 121: En el trimestre enero -marzo, se revisaron 214 de los 357 transformadores accesibles en este alimentador, lo que corresponde a un porcentaje de cumplimiento del 57 %, esto debido a que la mayoría de estos transformadores están instalados en lugares distantes como Juval, Huangras, Palmira y las parroquias orientales.

Alimentador 221: En el trimestre abril-junio se revisaron 424 de los 668 transformadores existentes en este alimentador, lo que corresponde a un porcentaje de cumplimiento del 63 %. Esto debido a la falta de personal para la cuadrilla de calidad de energía.

Alimentador 123: Para el trimestre julio- septiembre, se revisaron 225 de los 322 transformadores existentes en este alimentador, lo que corresponde a un porcentaje de cumplimiento del 70 %

Alimentador 124: Para el trimestre octubre-diciembre, se revisó 106 transformadores de los 182 existentes en este alimentador, lo que corresponde a un porcentaje de cumplimiento del 93 %.

#### **3.4.2.3 MANTENIMIENTO PREDICTIVO**

El grupo de trabajo de operadores de "línea energizada" mediante el monitoreo con una cámara termografía, determinan puntos calientes o potenciales de falla e intervienen en su solución sin provocar ni desconexiones ni suspensiones de servicio a nivel de alimentadores primarios, ramales de media tensión y transformadores de distribución, minimizando de esta forma los índices de interrupción.

Durante el año 2016 se programaron y realizaron recorridos termografico de la red de distribución primaria de varios alimentadores y se intervinieron en el cambio de elementos de maniobra y protección defectuosos eliminando puntos calientes detectados, bajo el siguiente detalle:

Alimentador 121: En el trimestre enero-marzo, se recorrió un porcentaje del 36 % de este alimentador esto debido a que no todo el troncal del alimentador es accesible con el vehículo canasta (dos líneas al Oriente).

Alimentador 221: En el trimestre abril- junio, se recorrieron 58.14 Km de los 59.33 Km de la red trifásica existente, lo que corresponde a un porcentaje de cumplimiento del 98 %, esto debido a que no todo el troncal trifásico y ramales monofásicos del alimentador son accesible con el vehículo canasta.

Alimentador 123: En el trimestre julio-septiembre, se recorrieron 30.24 Km de los 30.86 Km de la red trifásica existente, lo que corresponde a un porcentaje de cumplimiento del 98 %,

Alimentador 124: En el trimestre octubre- diciembre se recorrió el 98 % del troncal trifásico de este alimentador.

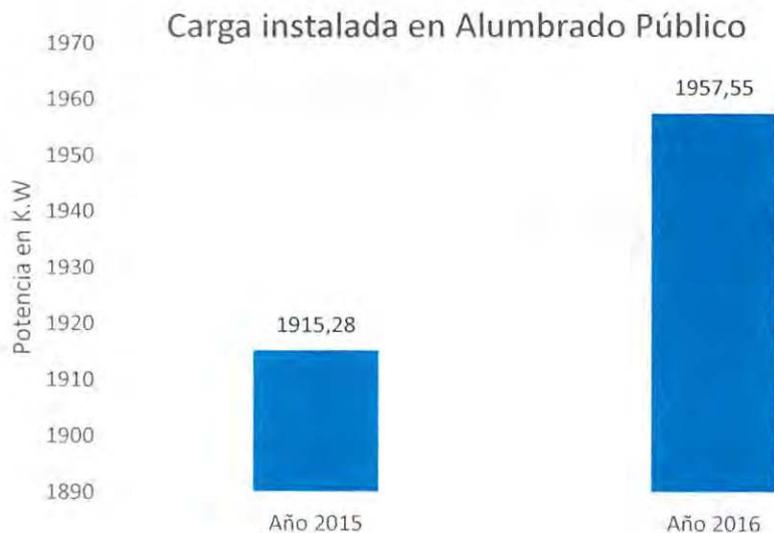
### 3.4.3 MANTENIMIENTO DE ALUMBRADO PÚBLICO

La ejecución del programa de mantenimiento permitió realizar un promedio de 168 trabajos de reparación mensuales para mantener el Servicio de Alumbrado Público funcionado adecuadamente, 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 cambio de luminarias defectuosas, con el personal de laboratorio y la cuadrilla de mantenimiento correctivo, mientras que la cuadrilla de mantenimiento preventivo se destinó a recorrer los 4 alimentadores primarios para identificar y reparar luminarias encendidas durante el día y apagadas por la noche, toda esta información fue remitida oportunamente al ARCONEL mediante los formularios respectivos.

Los trabajos antes mencionados más las ampliaciones de alumbrado en varios lugares del Sistema de Distribución, significaron un incremento de la potencia instalada por alumbrado público, desde los 1,915.28 KW registrado a diciembre del 2015 hasta los 1,957.55 KW registrado en el mes de diciembre del 2016, lo que representa un incremento de 42.27 KW.

El número de equipos de iluminación instalados y en operación a diciembre de 2016, asciende a un total de 13.514, lo que comparado con el dato a diciembre del 2015 que fue de 13.005 representa un incremento de 509 luminarias instaladas.

Para una mejor ilustración a continuación se presenta el detalle de la estadística del crecimiento de la carga instalada en alumbrado público desde el año 2015 hasta el año 2016.



Fuente: Dirección Técnica

### 3.5 OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA SUBTRANSMISIÓN Y CENTRO DE CONTROL.

En el presente informe se describen las acciones y labores ejecutadas de acuerdo al Plan Operativo y las actividades del sistema de subtransmisión y Centro de Control:

#### INTRODUCCIÓN:

En el Plan Operativo de esta área elaborado a inicios del año, se planteó el requerimiento del personal para el desempeño total de las tareas necesarias, considerando lo importante e indispensable que representa lo operación y mantenimiento de la subtransmisión y Centro de control, que, de no ser realizado correctamente, el sistema podría sufrir la interrupción del servicio a toda el área de concesión.

A continuación, se describe el personal con que se cuenta en la actualidad y el que es necesario se complete, para un funcionamiento óptimo y con la exigencia de atención 24/7:

**PERSONAL ACTUAL:**

- UN INGENIERO COMO ENCARGADO DE LA OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN Y CENTRO DE CONTROL (1)
- UN ANALISTA SCADA/OMS/DMS/MWM (1)
- CUATRO TÉCNICOS OPERADORES SCADA/OMS/DMS/MWM (4)
- CUATRO OPERADOR TABLERISTAS (4). Tableristas que laboraban en la subestación Azogues 1

### **3.5.1 OPERACIÓN: SUBESTACIÓN AZOGUES 2 Y CENTRO DE CONTROL.**

Entre los logros y beneficios de trascendencia alcanzados una vez entrada en funcionamiento de la subestación Azogues 2 y la implementación del centro de control, ha sido el incremento de la calidad de servicio de energía eléctrica dentro del área de servicio en el año 2016, pues la operación se realiza al 100% desde la subestación Azogues 2 y todos sus sistemas automáticos incluidos los mandos remotos de los equipos de control y protección de alimentadores de distribución, justamente desde el centro de control ubicado en la sala de mando de la misma subestación, coordinando todos los trabajos de mantenimiento y expansión que se ejecutan en el sistema:

Para este logro se ejecutaron las siguientes actividades:

Se suscribió el acta definitiva del contrato 024 – 2013 para ejecución de las obras civiles, montaje electromecánico y puesta en funcionamiento de la subestación Azogues 2, a cargo de la firma AG CONSTRUCCIONES.

Se puso en operación del nuevo sistema SAS de Subnet proporcionado por la firma GENESYS S.A., con la integración de todos los IEDs de la subestación Azogues 2 y la capacitación a todos los ingenieros operadores del sistema en este tema.

En el ámbito de la operación de la red, el sistema se encuentra en condiciones de realizar transferencias de carga de la totalidad del sistema Azogues, a la subestación Azogues 2, como lo demuestra la transferencia realizada de toda la carga de la EEACA en el periodo del 21 de noviembre al 19 de diciembre de 2016 por mantenimiento integral de la SE Azogues 1.

#### **3.5.1.1 MANTENIMIENTO:**

Como consta en el contrato de ejecución de obras civiles, montaje electromecánico y puesta en funcionamiento de la subestación Azogues 2, se llevó a cabo el mantenimiento completo previo a la recepción, en el mes de marzo de 2016 por parte de la contratista de la obra, AG CONSTRUCCIONES, para lo que fue necesario elaborar el plan de mantenimiento con el que se trabajó.

Así mismo se realizó el mantenimiento integral de la subestación Azogues 1, a través de contrato No. 123-AJ-2016, con la firma TECNIESAT, en el que participaron como supervisores de parte de la empresa los ingenieros Manuel Espinoza y Patricio González, esto con el fin de capacitar a los profesionales de la empresa.

#### **3.5.1.2 PROYECTO SCADA/OMS/DMS**

La culminación de la primera etapa del proyecto SCADA/OMS/DMS con la puesta en marcha de aplicativos web para recepción de reclamos (Web Call Center), gestión y supervisión de la red eléctrica (Web DMD) y

cliente de campo (Web Client Field). En este tema se ha dictado las capacitaciones en estas herramientas web de ADMS a todo el personal involucrado de los diferentes departamentos.

Todo el personal de ingenieros del centro de control (incluido el personal contratado), fue capacitado por la contratista Telvent en la operación de ADMS.

Se ha realizado actualizaciones regulares de topología de red de la empresa en ADMS y utilizado una herramienta web para la corrección y/o retroalimentación de información con el área encargada de GIS

Con esta herramienta la Empresa Eléctrica Azogues presta su atención al usuario las 24 horas y los 365 días del año en la Subestación Azogues 1 y el Centro de Control, a fin de atender los reclamos ante la falta de servicio eléctrico u otros requerimientos.

### **3.5.1.3 AUTOMATIZACIÓN DEL CONTROL Y MANDO DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO.**

Consiste en la implementación del SISTEMA SCADA - ADMS (Proyecto nacional), cuyo avance es:

ADMS. - En pruebas de disponibilidad, por lo que se han enviado algunas observaciones y mejoras para la ejecución y los reportes, de todas las empresas, por lo que se espera, completen entonces entrará en etapa de producción.

Los hitos alcanzados son:

ADMS: Pruebas de disponibilidad

SCADA LOCAL: En producción

SCADA NACIONAL: En pruebas; presenta algunas fallas que son corregidas desde la administración central del proyecto en la ciudad de Quito

WEB CALL CENTER: Se instalaron en algunos computadores del personal según designación de sus superiores; sin embargo, no se puso en producción por la falta de práctica y sobre todo porque el área correspondiente no ha realizado la instalación del software ni facilitado los sistemas informáticos necesarios, puesto que se encuentran bajo el dominio de la empresa

WEB DMD: De igual manera se instalaron algunos computadores del personal según designación de sus superiores; sin embargo, no se puso en producción por las mismas razones anteriores

WEB FIELD CLIENT: Esta opción todavía no se ha implementado a nivel nacional, pero se cuenta con un equipo portátil cuyo uso se socializará en los próximos días.

ACTUALIZACIÓN DEL SISTEMA ADMS: están por actualizarse los sistemas como la subestación Azogues 2, y los elementos del sistema incorporados como: alimentadores y equipos (reconectores), pero no se ha podido realizar por la falta de personal que permita estas tareas y a la vez el horario 24/7:

CONTACT CENTER: Es un nuevo sistema para atención de cualquier reclamo, cuya matriz estará en la ciudad de Quito y su arquitectura y funcionamiento es similar al del SCADA, esto es, si hay un contacto este sea atendido por la central en QUITO quien emitirá la orden de trabajo respectiva y luego se derivará hasta las empresas y/o oficinas que se encargarán del seguimiento de esa orden de trabajo. Al momento un comité formado a nivel nacional se encuentra en proceso de contratación con una firma extranjera. La empresa eléctrica Azogues debe financiar como parte del costo del proyecto la cantidad de aproximadamente USD 15,600.00 de acuerdo su tamaño.,

Se hace hincapié en que para el funcionamiento de todos los sistemas las comunicaciones es imprescindible que se garanticen una continuidad y confiabilidad elevadas, caso contrario como ha sucedido en algunas ocasiones, estos sistemas no sirven, quedan fuera de funcionamiento si las comunicaciones fallan.

Igualmente, para obtener los resultados y objetivos perseguidos, es imprescindible que los sistemas de insumos como el GIS y SICO, mantengan actualizados sus sistemas y con la precisión necesaria, caso contrario los resultados de campo son erróneos y por tanto la atención al cliente inoportuna.

#### **3.5.1.3.1 AUTOMATIZACIÓN (SAS) DE LA SUBESTACIÓN AZOGUES 2 (CONTRATO GÉNESYS 024 – 2013):**

Consiste en la implementación del SISTEMA AUTOMÁTICO DE SUBESTACIONES (SAS) para la subestación Azogues 2, tarea que se ejecuta bajo contrato GÉNESYS 024 – 2013.

Al momento el contratista dentro del periodo de garantía técnica, ha reemplazado el sistema anterior ALSTON, por uno de mejores prestaciones SUBNET, mismo que se encuentra en pruebas finales previa la puesta en producción.

#### **3.5.1.3.2 AUTOMATIZACIÓN DE LA SUBESTACIÓN AZOGUES 1:**

Una vez implementado el SCADA Local y Nacional, se ha implantado el MANDO REMOTO de la subestación Azogues 1, con lo cual el personal que laboraba como tablerista fue trasladado para laborar a la subestación Azogues 2, en calidad de operadores de maniobras.

Al momento por razones de falla en los transformadores de potencial de 22 KV, no se pueden obtener los perfiles de voltaje y por tanto de potencia, pero los reportes se realizan con aplicación de fórmulas que dan resultados aproximados de potencia.

#### **3.5.1.3.3 PRODUCTOS DE LA OPERACIÓN DESDE EL CENTRO DE CONTROL:**

Como producto de la administración del sistema eléctrico desde el Centro de Control se han obtenido los siguientes productos:

Generación de los reportes de Calidad del Producto formulario CAL 60 ampliado

INCONSISTENCIAS de los datos del GIS, SICO y ADMS, entre los sistemas proporcionados por los departamentos correspondientes y lo que el personal de campo encuentra

INCIDENCIAS o reclamos o cortes de servicio durante las jornadas de turno, formularios que se reportan diariamente

SUSPENSIONES Programadas y No programadas.

Curvas de carga por sección: alimentadores, subestación o el total del sistema, mismos que se encuentran disponibles para cualquier área de la empresa y por el periodo que se requiera.

Todos estos productos son reportados con la periodicidad que cada uno de ellos requiere, mensual, semanal o diariamente.

#### **3.5.1.3.4 PROTECCIONES:**

Las actividades más relevantes, dentro de este campo para la operación segura del sistema fueron:

La recalibración de los parámetros de las protecciones de sobrecorriente del alimentador 221.

La recalibración de los parámetros de la protección diferencial del transformador de potencia.

La recalibración de los parámetros del reconectador de Zhapacal (alimentadores 221 o 122, según la condición de operación del momento) para su coordinación con la protección del alimentador y fusibles en la ruta del alimentador.

Se realizó también el análisis y la Certificación del Ajuste de Protecciones, solicitada por la CELEC EP Hidroazogues, previa su entrada en operación comercial

En este punto es de importancia dar a conocer que, utilizando las herramientas y reportes de los IEDs, así como el software CYMDIST se han realizado análisis de las fallas de importancia como por ejemplo la del 23 de junio de 2016 con lo que se puede determinar la posible causa y ejecutar alguna medida como mantenimiento correctivo y preventivo que evitará la falla a futuro (análisis y reporte se encuentra en el informe anexo).

#### **3.5.1.3.5 REVISIÓN Y DETECCIÓN DE ANOMALÍAS EN LOS EQUIPOS Y SISTEMAS:**

Se realizan revisiones diarias de los equipos y sistemas para determinar su normal funcionamiento y detectar anomalías, las que se registran en la bitácora diaria, de las cuales se puede citar como principales:

Calefactores averiados o sin funcionar correctamente de los armarios de control de los interruptores de potencia.

Circuitos de alimentación a los calefactores, en malas condiciones y/o averiados.

Mandos de los circuitos de control de luces de emergencia operando defectuosamente.

Defectos que se deben corregir inmediatamente, y que se encuentran contemplados en los planes y presupuestos de mantenimiento que se han presentado para ser contratados de suma urgencia y se espera la disposición de la administración de la empresa junto con la designación de profesionales para esta labor

#### **3.5.1.3.6 OPERACIÓN DEL SISTEMA – CONSIGNACIONES:**

Diariamente se registran los eventos y atención de reclamos por falta de servicio y las solicitudes de maniobras con el personal de campo:

Elaboración y trámites de consignaciones tanto internas como externas y coordinación de maniobras para su ejecución.

En este tema se resalta la consignación de toda la subestación que se realizó los días 08, 09 y 10 de marzo, con el fin de que la contratista del montaje electromecánico hasta la puesta en operación, AG Construcciones, realice el mantenimiento y revisión integral previa la suscripción de la recepción definitiva de este contrato.

Así mismo se destaca que el CENACE ha elaborado la plataforma para consignaciones en línea SAM WEB, mismo que está en proceso de implementación, con algunas inconsistencias que se están corrigiendo sobre la marcha. Este sistema se utilizará cuando se ejecute una consignación, para lo cual se ha socializado con los profesionales involucrados, de los cuales se ha enviado al CENACE el listado y categorización de cada uno de los mismos, entre Autoridad, Jefe de Consignación y Jefe de Trabajos.

#### **3.5.1.3.7 HORARIOS DE TURNO PARA ATENCIÓN EN EL CENTRO DE CONTROL - MODALIDAD 24/7:**

Se cuenta con cinco profesionales de la Ingeniería Eléctrica que laboran en el centro de control, que laboran como Ingenieros de Operación y cuatro operadores que anteriormente desempeñaban sus funciones de tableristas de la Subestación Azogues 1, este personal va mejorando continuamente sus destrezas y

competencias para actividades relacionadas con el ADMS y la operación de los equipos de la subestación, en patio, cuando corresponde.

#### 3.5.1.4 MANTENIMIENTO DE LA SUBTRANSMISIÓN Y SUBESTACIONES:

A continuación, se describen las principales actividades del periodo

Se ha realizado la reprogramación y presupuesto para la ejecución del plan de mantenimiento de los componentes de subtransmisión: Líneas y Subestaciones 1 y 2, remitiendo los Términos de Referencia correspondientes

Se ha transferido parte de la partida de mantenimiento de la sub Azogues 2, a la de la sub Azogues 1, por la urgencia con que se requiere de la misma, cuyo monto asciende a USD 37,00.00 aproximadamente.

La reparación y montaje de los TPs de 22 KV averiados de la subestación Azogues 1, se encuentra contemplada en el mantenimiento total, sin embargo se realizaron acciones para la instalación de los nuevos TPs que se mandaron a construir con la firma TECNIESAT, pero que por razones de defectos en los circuitos de control de los tableros de control y mando, sufrieron fallas que han imposibilitado su instalación; no obstante se gestionaron y realizaron las pruebas de los equipos existentes con lo que se ha determinado que tres de ellos están en condiciones de utilización, por lo que este trabajo se realizará en el mantenimiento total, proceso que se centra en la unidad de contrataciones de la empresa.

En lo que corresponde al mantenimiento correctivo de las líneas de subtransmisión, no se ha realizado ninguna.

#### 3.5.1.5 CENTRO DE CONTROL Y SUBESTACIÓN AZOGUES 2.

Se desarrollaron varias actividades que iniciaron con la Operación del Sistema Azogues desde el Centro de Control y la operación del sistema ADMS desde abril de 2016. Desde esta fecha se vienen entregando los reportes de información diarios, quincenales y mensuales a las diferentes áreas de la Empresa.

**3.5.1.5.1 Ingreso y gestión de incidencias de alumbrado público desde OMS.** - De acuerdo al desarrollo de las actividades y el adiestramiento del personal de ingenieros de operación y operadores de la distribución desde este periodo, se viene realizando el ingreso y gestión de las incidencias de alumbrado público, las cuales son ingresadas a través del registro de llamadas al sistema OMS y gestionadas por un reporte diario.

	Ministerio de Electricidad y Energía Renovable		
Página 1 de 1			
<b>Evento de problema</b>			
Evento de problema:	CALL 192005174	Fecha de recepción:	19/02/2018 4:12:06
Fecha del evento:	19/02/2018 4:09:52	Usuario de recepción:	QAS\02-0302212345
Motivo:	Alumbrado Público apagado en la	Fuente:	Operador
ID Incidencia:	INC 192029499	Devolución de llamada requerida:	No
Ubicación:	0201_121		
<b>Cliente</b>			
Cuenta:	0200560193	Celular:	
Apellido:		Calle:	BUILCHACAPAMBA
Nombre:	SANCHEZ ANDRADE CESAR	Código Postal:	
Prioridad:	Baja	Estado de la conexión:	Conectado

**3.5.1.5.2 Entrada en funcionamiento de los aplicativos Web del sistema ADMS: "WEB-CALL-CENTER y WEB-DMD"**. - De acuerdo a la programación realizada, desde este período se realizaron, la socialización, capacitación y adiestramiento para el uso de los aplicativos web del sistema ADMS, los mismos que fueron instalados en las estaciones de trabajo de los usuarios del departamento comercial y personal del departamento técnico.

Cabe manifestar además que, para el uso de estos aplicativos, se coordinó con el Centro de Control Nacional, Ing. Francisco Jaramillo para la creación de usuarios y contraseñas del personal que ingresa la información al ADMS desde estas plataformas.

INFORMACION DEL USUARIO Web.					
APELLIDOS Y NOMBRES	CEDULA DE CIUDADANIA	ACCESOS			CLAVE CREADA
		WEB DMD	WEB CALL CENTER	WEB CLIENTE DE CAMPO	
Quezada Morales Diego Armando	02-0301581336	X		X	Meer.2015Azo1
Espinoza Bustos Manuel Alejandro	02-0302212345	X		X	Meer.2015Azo1
Molina Toledo Jhon Dario	02-0301369575	X		X	Meer.2015Azo1
Freddy Esteban Guillen Luna	02-0302292578	X		X	Meer.2015Azo1
Romero Sacoto Fernando Remigio	02-0301699393	X		X	Meer.2015Azo1
Narvaez Narvaez Jofre Efrain	02-0301569497	X		X	Meer.2015Azo1
Chacha Gonzalez Claudio Guillermo	02-0301818951	X		X	Meer.2015Azo1
Romero Sacoto Carlos Benigno	02-0301318937	X		X	Meer.2015Azo1
Gonzalez Sanmartín Luis Patricio	02-0301529962	X		X	Meer.2015Azo1
Nelly del Pilar Naspud Gonzalez	02-0301453601	X			Meer.2015Azo2
Cabrera Saico Diana Veronica	02-0302097605	X			Meer.2015Azo1
Dutan Andrade José Rodrigo	02-0300514247	X			Meer.2015Azo1
Palomino Trellez Alex Elio	02-0301462867	X			Meer.2015Azo1
Tapia Rojas Cristian Javier	02-0301374989	X			Meer.2015Azo1
Siguenza Verdugo Jaime Fernando	02-0300859311	X			Meer.2015Azo1
Martinez Bustos Kleber Wilfrido	02-0300608247	X			Meer.2015Azo1
Perez Luna Cristian Eduardo	02-0301440061	X			Meer.2015Azo1
Abad Martinez Oscar Fernando	02-0301443578	X			Meer.2015Azo1
Cordova Calle Raul Efrain	02-0300664745	X			Meer.2015Azo1
Molina Crespo Roberto Ariosto	02-0300743325	X		X	Meer.2015Azo1
Mogrovejo Carrasco Diego Rafael	02-0301067187	X		X	Meer.2015Azo1
Cardenas Molina Gustavo Marcelo	02-0300702826	X			Meer.2015Azo1
Gonzalez Gonzalez Edgar Alfredo	02-0301546842	X			Meer.2015Azo1
Torres Merchan Linda Magui	02-0301696613		X		Meer.2015Azo2
Valery Tatiana Verdugo Rivas	02-0301648358		X		Meer.2015Azo1
Auqui Quintuña Patricio Fernando	02-0301409413		X		Meer.2015Azo1
Serrano Romero Rosa Genoveva	02-0301224598		X		Meer.2015Azo1
Garcia Avila Hector Hugo	02-0300773561		X		Meer.2015Azo1
Avendaño Pesantez Rosario de Lourdes	02-0300813474		X		Meer.2015Azo1
Peñafiel Peñafiel Ramiro Estuardo	02-0300977485	X	X		Meer.2015Azo1
Brito Abad German Ricardo	02-0301553731		X		Meer.2015Azo1
Lema Rodrigues Telmo Rene	02-0301571162			X	Meer.2015Azo1
Pinos Veintimilla Segundo Marcelo	02-0301638268			X	Meer.2015Azo1
Arevalo Ordoñez Diego Patricio	02-0301851333			X	Meer.2015Azo1
Naula Aucancela Luis Remigio	02-0301699443			X	Meer.2015Azo1
Jose Chabla Maldonado	02-0301549036			X	Meer.2015Azo1
Jose Manuel Zambrano Zambrano	02-0302128756			X	Meer.2015Azo1
Abad Rojas Marco Antonio	02-0301400545			X	Meer.2015Azo1

**Orden de trabajo**

Id: WR 345001254

Estado: Aprobado

Tipo de SD: Trabajos con puesta a tierra

Tipo de Trabajo: Mejoras o nuevas instalaciones

Continuo / Diario: Daily

Enviado por: DMZ\02-0301546842

Fecha/hora de inicio: 27/04/2017 9:00:00

Trabajo de emergencia: si

Propósito: Recalibración de la red de Media y Baja Tensión en el sector de Guarangos Alto, Proceso AFD, Borrero 2 - San Miguel

Detalles: Realizar la recalibración de la red de MT y BT en el sector indicado.

Notas: El Contratista ha instalado un seccionador provisional para aislar la red de media tensión del sector en el tramo indicado, los transformadores afectados son # 1087 y # 1089.

Tipo: Plan de maniobras:

Empresa: 02-EEAZ-Contratista Ing. Rafael Tenezhañay

Teléfono N°: 0984606634

Fecha / Hora de presentación: 24/04/2017 16:52:01

Fecha/Hora de Fin: 27/04/2017 16:00:00

**Lugar de trabajo**

Número	Estación/alimentador	Alimentador actual	Nombre del equipo	Descripción
1	02_02_AZOGUES 2 / 02_02_223	02_02_223	EEA_1087	

**Puntos de aislamiento**

Número	Estación/alimentador	Alimentador actual	Nombre de Punto de Aislamiento	Descripción
1	02_02_AZOGUES 2 / 02_02_223	02_02_223	EEA_A156358	

**3.5.1.5.3 Actualizaciones periódicas de la información desde el GIS al ADMS.** - Desde esta fecha, se viene realizando de forma periódica cada 30 días o de acuerdo al requerimiento, la actualización de la información GIS al ADMS, para mantener la base de datos del ADMS con información real y contar con un mejor monitoreo y control de los equipos instalados en campo. Dentro de este proceso de actualización se ha definido realizar la carga incremental de la información por el personal del TIC's desde la consola del QADS ubicada en el Centro de Control.

Además, y debido a que se requiere actualizar la base de datos GIS, se crea un aplicativo Web "Intranet", mediante el cual desde el Centro de Control se remita las inconsistencias existentes entre los aplicativos GIS-SICO y ADMS, para que el personal de TIC's realice las actualizaciones. Este sistema nos permite también obtener un reporte mensual de inconsistencias existentes entre estas bases de datos.



**3.5.1.5.4 Coordinación para trabajos del personal de campo desde el Centro de Control.** - Se inicia también la coordinación desde el Centro de Control para realizar trabajos con el personal el campo como lo es la instalación de proyectores, reconexiones e instalación de servicios eventuales fuera de las

horas laborables, los cuales son reportados de forma diaria en el reporte de incidentes, manteniendo la coordinación con las otras áreas involucradas.

### 3.5.1.5.5 Ingreso de Consignaciones a través de la plataforma SAM-WEB creada por el CENACE.

- El Centro Nacional de Control de Energía CENACE, con el afán de mantener el control de las interrupciones de servicio que se crean a través de las empresas de: Generación, Transmisión y Distribución, ha desarrollado una plataforma Web para el ingreso de consignaciones mediante el cual podrán informarse las empresas involucradas y los actores afectados para su aprobación respectiva. En este sentido se capacitó el personal del Centro de Control para el ingreso de la información mediante el aplicativo SAM-WEB.

CENTRAL/SE/LINEA							NIVEL VOLTAJE	ELEMENTO	MW INDISPONIBLES	FECHA INICIO	FECHA FIN	RED ARMADA

ELEMENTOS DESCONECTADOS							
CENTRAL/SE/LINEA		NIVEL VOLTAJE	ELEMENTO	FECHA INICIO		FECHA FIN	

DETALLE DE PERIODOS CONSIGNADOS							
CENTRAL/SE/LINEA		NIVEL DE VOLTAJE	ELEMENTO	FECHA INICIO		FECHA FIN	
				05/10/2017 8:05		05/10/2017 17:00	
				06/10/2017 8:05		06/10/2017 17:00	
				09/10/2017 8:05		09/10/2017 17:00	
				10/10/2017 8:05		10/10/2017 17:00	
				11/10/2017 8:05		11/10/2017 17:00	

3.5.1.5.6 Reporte diario de telemediciones al CENACE. - Se realiza el envío diario de los reportes de medición en los puntos de frontera, S/E Azogues 1 y S/E Azogues 2, a través del portal SIMEC y la plataforma ELIOP creados por el CENACE.

Terminal Portatil de Lectura de Equipos de Medida. ELIOP, S.A. - CENACE							
Fichero Punto Medida Ayuda							
DISTRIBUIDORA AZOGUES C.A. TEL: 2240377 Fax: 2240942 BOLIVAR Y A. JARAMILLO AZOGUES(ECUADOR) e-mail: mcardenas@eeaca.com.ec URL: <sin especificar>							
Codigo Externo	Modelo	Protocolo	Unit ID	Telefono	LP	EV	
DAZ001_WB_P	ION 8500	ION	100	190 90 145 ...	●	●	
DAZ001_WB_R	ION 8500	ION	100	190 90 145 ...	●	●	
KGUAZ_001_TM_P	MAXSYS	MAXSYS	9002BC02	00,0722431...	●	●	
KGUAZ_001_WB_P	MAXSYS	MAXSYS	9002BC02	2243105	●	●	

Dentro de esta actividad se encuentra remitiendo de forma periódica el personal del Centro de Control y en caso de tener una anomalía con este aplicativo se remite la comunicación respectiva indicando las causas del no envío al personal del CENACE.

Manejo del sistema de atención de reclamos SAR. - Se viene también ingresando los reclamos a través de la aplicación SAR, "Sistema de Atención de Reclamos", software creado para reportería del Dpto. Comercial.

Cabe manifestar que dentro de esta plataforma se ingresan todos los reclamos de tipo técnico y comercial, con lo que se contabilizan las suspensiones creadas a nivel de usuarios.

Agencia:	Matriz
Provincia:	Cañar
Cantón:	Azogues
Parroquia:	Azogues
N° Cuenta/ Suministro:	504464 UZHCA GUAMAN JOSE MI
Dirección:	CALERA PARROQUIA JAVIER LOYOLA SACTOR LA PLAYA LADO MIGUEL QUITO Y MARGOT CHUVA No DE MEDIDOR 5207131
Hora Recepción:	08:27:10
Fecha Recepción:	10/16/2018
E-mail:	
Número Telefónico:	073020095
Número Celular:	0985681684
Dirección para recibir las Notificaciones:	CALERA PARROQUIA JAVIER LOYOLA SACTOR LA PLAYA LADO MIGUEL QUITO Y MARGOT CHUVA No DE MEDIDOR 5207131
Estado:	Cerrado ..... Pasado al Web Call Center?: <input checked="" type="checkbox"/>
Área:	Urbana
Motivo Reclamo:	2 Daños y afecciones en las redes eléctricas de distribución de bajo voltaje
Detalle del Reclamo:	4 CASAS SIN ENERGIA DESDE AYER
Documentos Presentados:	
Responsable:	romero@ing. Remigio Romero

Código	Fecha	Tram	Rec	Det	Hora	Observaciones
1	10/16/2018				01:30 PM	el transformador 361 de 10 kva no se localiza la causa, se restablece el servicio
0	/ /				12:00 AM	
0	/ /				12:00 AM	
0	/ /				12:00 AM	
0	/ /				12:00 AM	
0	/ /				12:00 AM	
[New row]						

**3.5.1.5.7 Capacitaciones para el personal del Centro de Control.** - Se realizan capacitaciones sobre el nuevo modelo de Operación de la Distribución para el personal de operadores e ingenieros de operación por parte de Telvent, empresa encargada de la implementación del proyecto. Dentro de este aspecto se asiste con el personal requerido, sin afectar la operación desde el Centro de Control

### 3.5.2 ACTIVIDADES GENERALES Y ADMINISTRATIVAS:

Como principales actividades de orden general y administrativas se realizaron:

#### 3.5.2.1 ADMINISTRACIÓN DE CONTRATOS:

- Suministro del Sistema de Control, Protección y Medida y Celdas de Media Tensión (S.A.S.) para la Subestación Azogues 2. Contrato No. 024-2013 GENESYS S.A. Este contrato se encuentra en garantía técnico dentro de la cual se está implementando el nuevo sistema SAS debido a que el anterior de ALSTON, tenía un defecto en el almacenamiento de los históricos de los registros, por lo que la contratista Génesys decidió reemplazarlo por un nuevo de proveedor SUBNET, el que se encuentra en etapa de pruebas para su recepción definitiva.

- Contrato No. BID-RSND-EEAZ-DI-OB-018 Suministro de Materiales y Mano de Obra para el SECCIONAMIENTO DE LÍNEA A 69 KV SUB 12 – SUB 09 HACIA SUB AZOGUES 2, suscrito con la compañía JOP INGENIERÍA ELECTRICA CÍA. LTDA. con la firma JOP INGENIERÍA, cuya fiscalización estuvo a cargo del Ingeniero FERNANDO SOLÓRZANO, contrato No. BID-RSND-EEAZ-FI-CI-005, los cuales se encuentran en trámites para recepción definitiva
- Contrato No. BID-RSND-EEAZ-DI-OB-017 Suministro de Materiales y Mano de Obra para la Construcción de la Redes Eléctricas de los Sectores Mantapamba y Sageo, suscrito con el ingeniero Carlos Rosales Rojas, cuya fiscalización estuvo a cargo del Ingeniero Absalón Cabrera Calle, contrato No. BID-RSND-EEAZ-FI-CI-004, de los cuales se ha suscrito la recepción definitiva.
- Se menciona también que la contratista AG Construcciones, realizó el mantenimiento y revisión integral de la subestación Azogues 2, en la consignación de toda la subestación que se realizó los días 08, 09 y 10 de marzo, con lo que se suscribió la recepción definitiva de su contrato.
- Se elaboran y remiten información que regularmente requiere el CENACE sobre la operación del sistema.
- Se elaboró el presupuesto del mantenimiento y plan operativo 2017, para el estudio de costos, requerido por la gerencia y departamento de planificación.
- Se realizó el análisis y calificación de las hojas de vida profesional de los aspirantes a realizar fiscalizaciones de obras de subtransmisión y comunicaciones.

### 3.6 GESTION INGENIERIA Y CONSTRUCCION

- Consideró la dirección, coordinación, supervisión, fiscalización y liquidación del programa de obras del Presupuesto de Inversiones Año 2016, 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. A continuación, se citan las actividades más relevantes

#### 3.6.1 COBERTURA DEL SERVICIO ELÉCTRICO

Para incrementar la cobertura del servicio eléctrico, se ejecutaron diferentes obras de expansión de la red eléctrica en diferentes sectores del área de servicio y que corresponden a las siguientes actividades:

##### 3.6.1.1 Remodelaciones, Ampliaciones y Extensiones de red en baja tensión:

Requerimientos atendidos para la inclusión de nuevos servicios, cambios de medidores y reubicación de servicios solicitados por los clientes en diferentes sectores del área de concesión; la longitud total construida es de 3 kilómetros con un monto de inversión aproximado de USD 20.399,41.

##### 3.6.1.2 Ampliación de infraestructura para nuevos usuarios:

Se han atendido los requerimientos para la inclusión de 183 nuevos servicios, cambios de medidores y reubicación de servicios solicitados por los clientes en diferentes sectores del área de servicio, por un valor total de USD 89.337,51 para ampliar las redes de baja tensión para abonados situados dentro de la franja de servicio, mientras que para abonados fuera de la misma se gestionó la incorporación de activo por el valor de USD 16.606,77 para incorporar a 141 y 19 nuevos usuarios, respectivamente. Los trabajos ejecutados fueron:

### 3.6.1.3 Inserción de redes de media tensión construidas por los usuarios.

Se realizaron las siguientes actividades:

- Fiscalización y recepción de obras particulares con redes aéreas y subterráneas de medio voltaje cuyo financiamiento y ejecución se realiza directamente por el usuario.
- 25 Fiscalización de obras particulares.

### 3.6.1.4 Realización de extensiones y/o remodelaciones de red de baja tensión.

Administración, realización y valoración de 246 inspecciones de nuevos servicios.

Administración, realización y valoración de 59 inspecciones de cambios de medidores.

Administración, realización y valoración de 34 inspecciones para remodelaciones de red de Distribución.

Levantamiento de información para estudio de electrificación del sector El Rosario de la parroquia Guapán, total de beneficiarios 17 familias.

Levantamiento de información para estudio de electrificación del sector Pucaguazo de la parroquia Luis Cordero.

Levantamiento de información para estudio de reposición de las redes de distribución de la calle Oriente de la ciudad de Azogues.

Levantamiento de información para estudio de electrificación de la Planta Enfriadora de Leche de la Comunidad de Queseras.

### 3.6.1.5 ALUMBRADO PÚBLICO SAPG 2016

Se adquirieron los equipos de iluminación para ejecutar el programa de expansión de alumbrado público 2016.

En el año 2016, se realizó la inspección y valoración para atender 64 solicitudes de alumbrado público, en diferentes sectores del área de servicio de la Empresa.

### 3.6.1.6 OBRAS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL.

Se ejecutó y puso en operación la electrificación del sector la Ramada de la Parroquia Taday por un valor de USD 17.761,29.

## 3.7 RECOMENDACIONES

- Fortalecer la gestión de los Programas BID 1, BID 2 y AFD, para continuar con los programas de reforzamiento y la conclusión de importantes obras de subtransmisión, para la consolidación de este sistema.
- Es necesario se continúe el apoyo de parte del MEER, para mejorar la operación del sistema eléctrico, incorporando al SCADA, el SAS de la Subestación Azogues2 y contar de esta manera con una integración operativa total, de acuerdo a los requerimientos planteados.
- Es de fundamental importancia fortalecer 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.
- Es necesario fortalecer las acciones para a través de un programa sostenido de trabajo incorporar sistemáticamente las funciones y aplicaciones del ADMS, utilizando para ello el conocimiento de los profesionales de la Empresa, que permitan sistemáticamente ir concretando el Proyecto SIGDE, que permitirá mejorar la Gestión de la Distribución en la Empresa.

- Realizar estudios de factibilidad de proyectos de electrificación financiados por el MEER, orientados a cubrir en el 100% de la población servida y para mejorar la infraestructura técnica existente.
- Apoyar a las diferentes unidades administrativas de la Empresa, a fin de mantener las pérdidas de la Empresa en porcentajes razonables, en base al tamaño de la misma.
- Cumplir con las disposiciones legales establecidas en la LEY ORGANICA DEL SERVICIO PUBLICO DE ENERGIA ELECTRICA, publicada en el Suplemento del Registro Oficial No. 418 de fecha 16 de enero de 2015, la misma que dice lo siguiente: DISPOSICION TRANSITORIA DECIMA SEGUNDA numeral 2.2.1.5 de la Ley Orgánica de Empresas Públicas, El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, en el plazo de trescientos sesenta días (360), contados a partir de la expedición de la presente ley, lleva a cabo las acciones que sean necesarias, a efectos de que nuestra compañía se estructure como Empresa Pública.

## 4 GESTION DE LA DIRECCION COMERCIAL

### 4.1 PERDIDAS DE ENERGÍA

El porcentaje de pérdidas a nivel nacional a diciembre de 2016, fue del 12,21%.

Para diciembre del año 2016, en la Empresa Eléctrica Azogues, las Pérdidas Móviles fueron del 4,25%, la meta para este año fue del 4,39%.

#### 4.1.1 Acciones y Resultados

##### Acciones

Las acciones realizadas para el control y la reducción de pérdidas de energía comerciales, fueron:

1. Revisión de los sistemas de medición de los consumidores masivos; mediante el sistema de barrido, por sectores.
2. Revisión de sistemas de medición de clientes que presentaron reclamos.
3. Revisión de las fuentes, de las empresas de televisión por cable.
4. Gestión para instalación de medición a clientes especiales, que no tenían instalados los equipos de medición.
5. Revisión de la correcta facturación (aplicando el pliego tarifario vigente) a los clientes especiales.
6. Instalación de equipos de medición por uso de energía: Autoconsumo.
7. Instalación de suministros ocasionales.

##### Resultados

En el período enero-diciembre de 2016, con los equipos de trabajo del Departamento de Control de Pérdidas; se revisaron 3.862 en el Laboratorio, para ser utilizados como servicios nuevos o cambio de medidores; y, en el sitio se revisaron 2189 equipos de medición.

TOTAL MEDIDORES CALIBRADOS (U)	
2016	6.051

### 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 2016, se demandaron por concepto de servicios ocasionales un total de 366.890 kWh; y, representó un ingreso de U.S.D. 62.280,23.

SUMINISTROS OCASIONALES	2016
Total Facturado (kWh)	366.890
Total facturado(USD)	62.280,23

### **CUMPLIMIENTO DE OBJETIVOS.**

A continuación se detalla la recuperación energética y financiera, ejecutada y planificada, integrando refacturaciones-reliquidaciones y servicios ocasionales.

#### **RECUPERACIÓN ENERGÉTICA Y FINANCIERA AÑO 2016**

	EJECUTADO	PLANIFICADO	% cumplimiento
Recuperación energética (kWh)	712.255	380.000	187%
Recuperación financiera (U.S.D)	109.508,4	62.000	177%

La energía recuperada fue del 187% de lo planificado.

La recuperación financiera fue del 177% de lo planificado.

### **Pérdidas de Energía Móvil**

Respecto al análisis del año móvil, periodo enero 2016 – diciembre 2016 las pérdidas móviles son del 4.25%.

ENERO DE 2016	9.331.882,52	8.917.842,07	414.040,45	4,44%
FEBRERO DE 2016	8.679.087,88	8.314.621,25	364.466,63	4,20%
MARZO DE 2016	9.367.585,21	8.891.229,72	476.355,49	5,09%
ABRIL DE 2016	9.088.406,55	8.736.266,64	352.139,91	3,87%
MAYO DE 2016	9.183.292,07	8.794.969,50	388.322,57	4,23%
JUNIO DE 2016	8.961.370,92	8.748.219,94	213.150,98	2,38%
JULIO DE 2016	9.411.836,89	9.016.872,18	394.964,71	4,20%
AGOSTO DE 2016	9.486.936,06	8.982.564,00	504.372,06	5,32%
SEPTIEMBRE DE 2016	9.100.929,98	8.717.708,21	383.221,77	4,21%
OCTUBRE DE 2016	9.346.189,28	8.815.652,65	530.536,63	5,68%
NOVIEMBRE DE 2016	8.523.883,02	8.209.025,82	314.857,20	3,69%
DIEIMBRE DE 2016	9.712.201,07	9.364.043,40	348.157,67	3,58%
<b>MOVIL A DICIEMBRE DE 2016</b>	<b>110.193.601,45</b>	<b>105.509.015,38</b>	<b>4.684.586,07</b>	<b>4,25%</b>

## 4.2 RECAUDACIÓN.

El indicador clave para medir la gestión en la recaudación: es el porcentaje de recaudación por venta de energía, que integran los rubros: Cargos por energía, Cargos por demanda, Comercialización, Penalización por bajo factor de potencia, Consumo interno de energía y potencia del transformador; y, alumbrado público. Se debe incluir los servicios ocasionales - clientes regulados, ya que se les factura considerando el pliego tarifario.

### 4.2.1 3.2.1. Resultados

El porcentaje de recaudación por venta de energía, para el consumo de diciembre de 2016, corresponde al 89.92%, dato se obtiene del sistema informático SICO, y corresponde a la relación Recaudación por venta de Energía / facturación por venta de Energía.

	FACTURACION USD.	RECAUDACION USD.	PORCENTAJE %
<b>Dic-16</b>	961.118,55	864.298,81	89,92 %

Fuente: Sistema Comercial

## 4.3 CARTERA VENCIDA

La cartera vencida es la magnitud de los valores que no han sido recaudados y/o recuperados con la debida gestión dentro de un determinado período de tiempo. En esta categoría se agrupa a todos los créditos que no han cumplido el plazo aceptado.

### 4.3.1 Resultados.

La cartera vencida en promedio anual es de 13.2% de la facturación, con un excedente de 1.2% respecto de la meta establecida por la jefatura que correspondía para el año 2016 del 12%.

CARTERA PUBLICA Y PRIVADA													TOTAL
ene-16	feb-16	mar-16	abr-16	may-16	jun-16	jul-16	ago-16	sep-16	oct-16	nov-16	dic-16	TOTAL	

Sector Público	16.647,44	25.578,58	20.075,96	20.492,23	25.158,15	42.436,50	52378,16	18218,81	13.893,74	17636,01	20758,18	30080,86	303.354,6
Sector Privado	96.772,82	103.768,05	107.163,46	91.664,75	91.356,73	91.594,60	95863,08	101094,54	111.492,69	118242,07	115656,05	120583,2	1.245.252,0
TOTAL	113.420,26	129.346,63	127.239,42	112.156,98	116.514,88	134.031,10	148241,24	119313,36	125.386,43	136878,08	136414,23	150664,1	1.548.606,6

Fuente: Recaudación

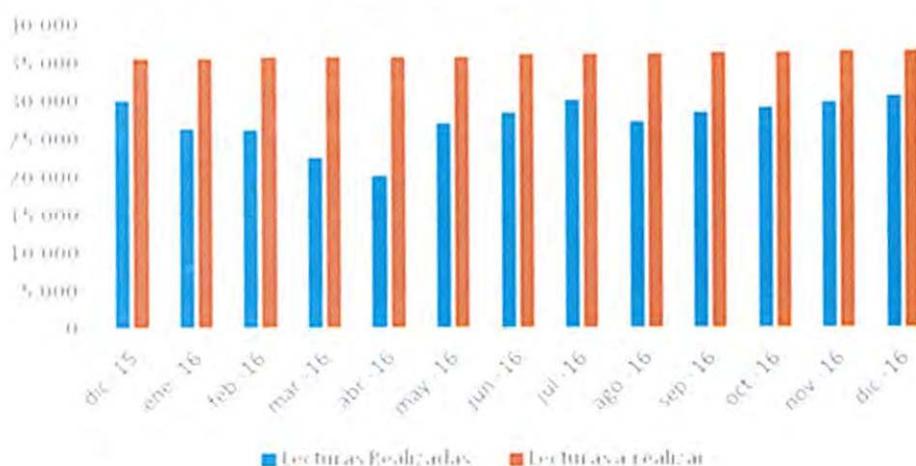
#### 4.4 EFECTIVIDAD DE LECTURAS.

De acuerdo a la disposición del elemento humano, la cobertura de lecturas se ejecutó parcialmente.

Es de anotar que la ubicación geográfica de clientes en sectores alejados de las cabeceras parroquiales, medidores por reubicar, medidores sin número o mal codificados, cambio de vehículos por automotores en mal estado, enfermedades de lectores, calamidades domésticas, son factores que no han permitido que las lecturas se puedan realizar en calidad y cantidad. Además, que no se reemplaza al personal que hace uso de sus vacaciones, enfermedades, reuniones comité, condiciones climáticas. Situaciones que generaron quedar muy por debajo de la meta trazada que fue de 90%.

AÑO	Lecturas Realizadas	Lecturas a realizar	DIFERENCIA	% no ejecutado	% ejecutado
dic-15	29.992	35.547	5.555	16%	84%
ene-16	26.362	35.620	9.258	26%	74%
feb-16	26.222	35.643	9.421	26%	74%
mar-16	22.582	35.666	13.084	37%	63%
abr-16	20.122	35.689	15.567	44%	56%
may-16	26.957	35.712	8.755	25%	75%
jun-16	28.420	35.975	7.555	21%	79%
jul-16	30.002	36.056	6.054	17%	83%
ago-16	27.175	36.086	8.911	25%	75%
sep-16	28.342	36.147	7.805	22%	78%
oct-16	28.969	36.280	7.311	20%	80%
nov-16	29.731	36.312	6.581	18%	82%
dic-16	30.488	36.453	5.965	16%	84%
			PROMEDIO	25%	75%

## LECTURAS 2016



La efectividad de lecturas en el año 2016, se ha cumplido en un 75%, debido a las siguientes:

### CONSIDERACIONES

- Se dejó de contratar a 2 personas ocasionales en personal de lecturas
- Un vehículo, se mantiene la mayor parte de tiempo en reparaciones.
- No se reemplaza al personal que hace uso de vacaciones.
- Hay colaboradores que realizan actividades de Lector y Chofer.
- En la mayoría de meses solo 8 lectores estables
- Noviembre y diciembre se contrató algunos sectores.

### 4.5 PORCENTAJE DE ERRORES EN FACTURACIÓN

La Regulación No. CONELEC – 004/01, que trata sobre la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución, en lo referente a Calidad de la Facturación indica: "La medición del desempeño del Distribuidor en lo que se refiere a la calidad de la facturación a los consumidores se evaluará conforme al siguiente índice: Porcentaje de Errores en la Facturación (PEF). Se considera, mensualmente y por categoría tarifaria, el porcentaje máximo de re facturaciones de facturas emitidas.

$$PEF = \frac{Fa}{Ne} * 100$$

Dónde:

*Fa:* Número de facturas ajustadas con motivo de corregir un error de lectura o facturación.

*Ne:* Número total de facturas emitidas"

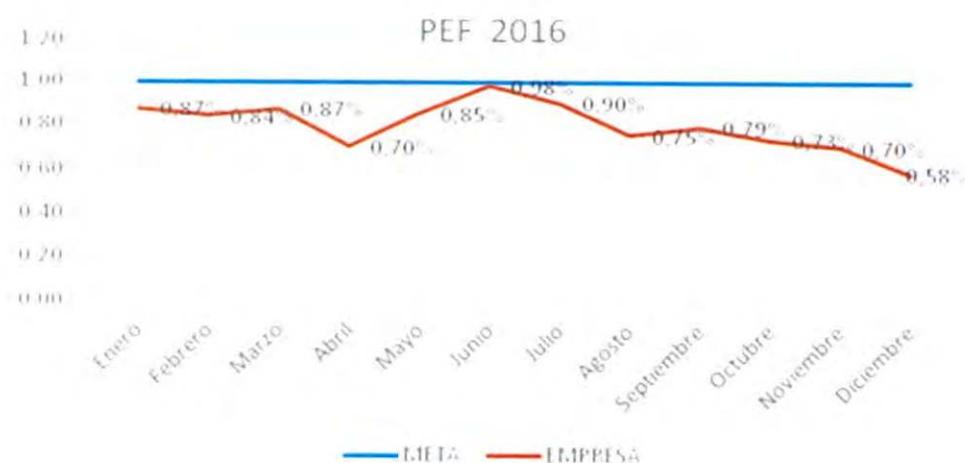
El límite establecido (Sub etapa 2), es del 2%.

En el Plan Maestro de Electrificación 2013-2022, indica dentro de las metas para el año 2016, como limite para el PEF del 1%.

#### 4.5.1 Resultado.

La modificación de facturas de consumo de energía, se han dado en base de errores de lecturas, CDP generados con exceso, y en la gran mayoría por defectos en las instalaciones de cambios de medidor, (medidores cambiados a otro usuario, medidores sin número, medidores mal ubicados, datos no actualizados oportunamente en el SICO, etc.), en el año 2016 se cumple la meta establecida para 2016, el 1%.

PEF (Porcentaje de errores en Facturación)			
MES	Fa	Ne	%
ENERO	310	35.575	0,87
FEBRERO	301	35.673	0,84
MARZO	311	35.681	0,87
ABRIL	249	35.726	0,70
MAYO	305	35.853	0,85
JUNIO	353	35.910	0,98
JULIO	324	35.972	0,90
AGOSTO	278	36.986	0,75
SEPTIEMBRE	287	36.142	0,79
OCTUBRE	263	36.189	0,73
NOVIEMBRE	255	36.317	0,70
DICIEMBRE	210	36.377	0,58



## 4.6 ÍNDICE DE SATISFACCIÓN DEL CONSUMIDOR.

La Regulación No. CONELEC – 004/01, que trata sobre la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución, sobre la satisfacción del consumidor indica: "Para evaluar la satisfacción de los Consumidores en relación con el suministro del servicio, se utilizará la siguiente expresión:

$$ISC = \frac{\text{Com.S}}{\text{Com.T}} * 100$$

ISC: Índice de satisfacción de los Consumidores en porcentaje.

Com.S: Número de Consumidores, de los encuestados, que se encuentran satisfechos con el servicio prestado por el Distribuidor.

Com.T: Número de Consumidores encuestados.

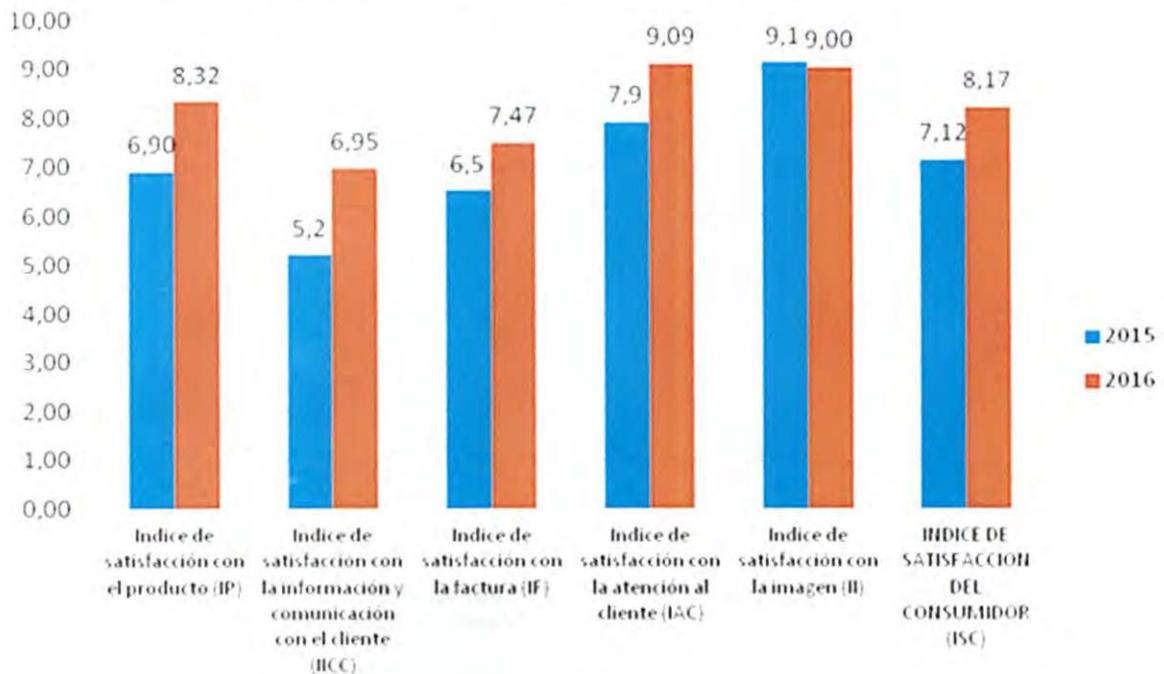
En la Regulación No. CONELEC – 007/08, que trata sobre el procedimiento para la elaboración de Encuestas de Satisfacción de los Consumidores se indica: "Se considerará que el Distribuidor cumple satisfactoriamente con este Índice, cuando los valores obtenidos de las encuestas, para el ISC, sean iguales o mayores al 70%".

### 4.6.1 Resultados

A continuación se muestra un cuadro comparativo de las dimensiones de éste indicador, con sus valores en los años 2015 y 2016.

Índices	2015	2016	Porcentaje de variación (%)
Índice de satisfacción con el producto (IP)	6,90	8,32	20,58%
Índice de satisfacción con la información y comunicación con el cliente (IICC)	5,2	6,95	33,65%
Índice de satisfacción con la factura (IF)	6,5	7,47	14,92%
Índice de satisfacción con la atención al cliente (IAC)	7,9	9,09	15,06%
Índice de satisfacción con la imagen (II)	9,1	9,00	-1,10%
<b>ÍNDICE DE SATISFACCIÓN DEL CONSUMIDOR (ISC)</b>	<b>7,12</b>	<b>8,17</b>	<b>14,69%</b>

## INDICE DE SATISFACCION AL CONSUMIDOR



Como se observa el índice de satisfacción al cliente, muestra una importante recuperación respecto de los valores que se obtienen en 2015, sin embargo, aún no se alcanza con los requerimientos de la mínima calidad establecida en plan nacional del buen vivir.

### 4.7 INDICADORES PEC

El Gobierno Nacional se encuentra impulsando el Programa Nacional de Cocción Eficiente conjuntamente con el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, con el fin de sustituir el uso del GLP por electricidad para uso doméstico, un insumo indispensable para este cometido, es el aporte de las empresas distribuidoras, con la finalidad de instalar medidores bifásicos y circuitos expresos a los clientes residenciales.

Hasta el 31 de diciembre de 2016, se beneficiaron del servicio de la Tarifa RP (PEC), 812 clientes.

AÑO/MES	LINEA BASE	META	CLIENTES PEC	INCREMENTO CLIENTES PEC	META CUMPLIDA %
dic-15	350				
ene-16		417	540	190	129%
feb-16		834	546	6	65%
mar-16		1.250	580	34	46%
abr-16		1.667	612	32	37%
may-16		2.084	636	24	31%
jun-16		2.500	647	11	26%
jul-16		2.917	650	3	22%
ago-16		3.334	673	23	20%
sep-16		3.750	728	55	19%
oct-16		3.840	746	18	19%
nov-16		3.930	771	25	20%
dic-16		4.020	812	41	20%

### CLIENTES RESIDENCIALES CON INCENTIVO PEC



Fuente: Dirección Comercial

Año	Número de usuarios beneficiarios	Porcentaje de crecimiento	Número de circuitos expresos instalados
2015	428	277,10%	1186
2016	1.614		

Fuente: Formulario Indicadores PEC

## 4.8 EFICACIA EN LA CONEXIÓN DEL SERVICIO.

La Regulación CONELEC 004/01, que se refiere a la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución, establece los porcentajes de cumplimiento de la conexión de servicio (tiempo desde que el cliente paga el depósito en garantía hasta que se instale el medidor), definiendo para el área urbana y rural el 98%.

### 4.8.1 Resultado.

En el año 2016, se instalaron, 1.040 servicios nuevos, y se procedió a cambiar 4.492 equipos de medición. El total de clientes a diciembre de 2016, fue de 36.463.

La instalación de servicios nuevos está en función de la demanda de los consumidores y está determinado por factores exógenos, en lo relacionado al cambio de medidores no se ha cumplido con el indicador que fue para el año 2016 la meta de 11.820 entre medidores nuevos y cambio de medidores.

2016		
Medidores instalados: nuevos servicios	cambio de medidores	Total de medidores instalados
1.040	4.492	5.537

Fuente: Dirección Comercial

El siguiente cuadro ilustra los datos comparativos entre la normativa y los valores del indicador de conexión de servicio de los años 2014, 2015 y 2016.

Índice de conexión de servicio eléctrico						
	2014		2015		2016	
	Enero - Junio	Julio - Diciembre	Enero - Junio	Julio - Diciembre	Enero - Junio	Julio - Diciembre
Urbano	56,66%	75,38%	40,13%	92,05%	94,96%	89,68%
Rural	79,88%	85,62%	62,21%	94,65%	91,61%	92,86%

Fuente: SISDAT

## Índice de Conexión de Servicio Eléctrico



### 4.9 RESTABLECIMIENTO DEL SERVICIO SUSPENDIDO POR FALTA DE PAGO.

Referente a los índices y límites individuales del Restablecimiento del Servicio suspendido por falta de pago, éste se mide por el tiempo, en horas, en que el Distribuidor debe restablecer el servicio suspendido por falta de pago, a partir que el Consumidor haya cancelado su deuda. Para el área geográfica de densidad demográfica alta es de 10 horas, para la media de 15 horas y para la baja de 24 horas.

Con relación a los índices y límites globales, se considera el porcentaje de rehabilitaciones de suministros suspendidos por falta de pago que, como mínimo, deben ser realizados por el Distribuidor dentro de los plazos establecidos como índices individuales para cada consumidor. Para el área geográfica de densidad demográfica alta y media del 97% y para la baja del 95%.

#### 4.9.1 Resultados.

Para el 2016, la empresa presenta las subsiguientes estadísticas del restablecimiento del servicio de energía eléctrica, después de la suspensión por falta de pago.

Rehabilitación de suministros	
Mes	TOTAL %
dic-15	97.38
ene-16	88.46%
feb-16	91.33%
mar-16	96,56%
abr-16	94.86%
may-16	87.85%
jun-16	94.35%
jul-16	93,76%
ago-16	91.94%
sep-16	96.52%
oct-16	95.74%
nov-16	89.56%

Fuente: SICO

## 5 GESTION DE LA DIRECCION DE PLANIFICACION

### 5.1 Gestión de Tecnologías de Comunicación e Información

#### 5.1.1 Conducir a la Empresa hacia una modernización tecnológica conforme a iniciativas propias y a los lineamientos y proyectos establecidos por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovables.

Se plantea como meta la implementación y modernización de herramientas de gestión administrativa, financiera y de operación, con miras a obtener una mejor coordinación de actividades y obtención de información. La modernización propuesta, se establece como paso intermedio previo a la implementación de sistemas de gestión propuestos por el Proyecto SIGDE.

#### Acciones:

Se realizó el desarrollo de las siguientes aplicaciones que han permitido mejorar la gestión de las diferentes áreas.

- Actualización del sistema de autorización y control de horas extras y permisos.
- Sistema de Reporte de novedades GIS.
- Automatización de comprobación de número de cédulas.
- Actualización sistema de Talento Humano
- Desarrollo de aplicación para digitalización de órdenes de trabajos en líneas energizadas.
- Desarrollo de aplicación para seguimiento de reclamos en general.

#### 5.1.2 Mejorar y sistematizar el nivel de servicio en soporte tecnológico tanto a nivel de infraestructura como en sistemas de información incorporando mejores prácticas de la industria y alineados con los objetivos empresariales.

#### Acciones:

- Se adquirió un segundo servidor para virtualización en este servidor se encuentran replicados servicios de la Empresa como son, GIS, pagina web, secundario de Dominio, mensajería interna.
- Se realizó la implementación del servidor de correo corporativo ZIMBRA y la replicación del mismo en el segundo servidor.
- Reconfiguración del enlace mediante fibra óptica a la sub estación dos para las comunicaciones del centro de control y la propia sub estación.

#### 5.1.3 Mejorar y precautelar la calidad de información para planificación y operación de la red.

#### Acciones:

- Se concluyó con el levantamiento de la información del alimentador 123 y corrección y digitalización de la misma. El resultado de este levantamiento evidencia problemas de actualización en la información tanto del área comercial como técnica y al momento nos encontramos trabajando en las acciones a tomar.
- Se realizó capacitación al Jefes de grupo operativos, en la herramienta ARCGIS que permitirán una coordinación directa en la actualización de la información.
- Se realiza actualización constante de la Red de Distribución, la cuantificación de estas actualizaciones se muestra en el siguiente cuadro:

REPORTE DE ACTUALIZACIONES DE ELEMENTOS SIG-EEA-2016								
DEPARTAMENTO/ACTUALIZACION	Cambios Medidor	Nuevos Servicios	Elementos	OBRA AUTOPISTA ALIMENTADORES 222 Y 223	Obras Hidrozogues	OBRA ALUMBRADO PUBLICO	Ordenes de trabajo	Obra BID
CONTROL INTERNO			587		2			2
INGENIERÍA Y CONSTRUCCIONES				1		1	103	
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO							63	
GRUPO ENERGIZADOS							15	
ACOMETIDAS Y MEDIDORES	578	935						
TOTAL	578	935	587	1	2	1	181	2

Fuente: Sistema de Información Geográfica

#### 5.1.4 Optimización de la infraestructura tecnológica.

#### Acciones:

- Reconfiguración de la topología de red con el fin de utilizar los equipos router 7600 que la Empresa posee.
- Actualización del software del equipo firewall e implementación de nuevas reglas de bloqueo que permite una mayor seguridad en la red de la Empresa.
- Se concluyó con el enlace de fibra óptica entre la sub estación 2 y la sub estación 9.
- Mantenimiento de los enlaces de fibra óptica entre oficina principal de la Empresa, sub estación 2, sub estación 1, sub estación Tabacay.

## 5.2 Gestión Informática

Concordante con la filosofía empresarial de la institución la política fundamental de procedimiento es la atención al cliente interno con eficiencia, ética y calidad.

Por los mismos principios éticos se direccionará acciones de forma que los recursos de la Empresa sean debidamente aplicados y justificados en base a asesoramientos técnicos que beneficien a la institución.

En base al principio de proactividad planteado por la dirección se participará ofreciendo el aporte oportuno para establecer las conclusiones que determinen una correcta aplicación de la toma de decisiones.

Esta sección contribuyo con acciones positivas, para que la empresa se enrumbe hacia una modernización tecnológica conforme a iniciativas propias y a los lineamientos y proyectos establecidos.

De la misma forma acorde al desarrollo tecnológico en función a la experiencia aplicada se optará por Mejorar y sistematizar el nivel de servicio en cuanto a soporte.

Es imprescindible que el desarrollo vaya de la mano con la actualización de la infraestructura aplicada, por tanto se plantea como es obvio la incorporación de sistemas de informáticos que permitan a la empresa lograr un desarrollo sostenido tanto en el ámbito administrativo como institucional.

### Acciones:

- Adquisición de suministros de computación (toners y cintas).
- Adquisición de Hardware, ejecutando proyecto "Reposición de hardware en varias secciones de la empresa que han terminado su vida útil", PORTATILES, EQUIPOS DE ESCRITORIO.
- Adquisición de equipos de proyecto "Incorporación de nueva tecnología para la toma de Lecturas y Facturación", EQUIPOS ANDROIDE, Y PORTATILES.
- Mantenimiento de Hardware y Software de todos los equipos de computación de la empresa, el contrato se rige a partir de 30 de septiembre 2015 hasta el 31 de marzo de 2016.
- Adquisición de repuestos (memorias, discos duros, etc.) para solventar inconvenientes en equipos.
- Adquisición de licencias antivirus para 2 años.
- Coordinación con personal técnico de la Centro Sur de cualquier inconveniente del Sistema Financiero y también en el interfaz SICO-CONTABLE.
- Mejoramiento del manejo de los programas en pos de la eficiencia administrativa y de servicio como objeto principal. Se ha implementado el módulo de envío automático de sobres de pago a los correos electrónicos.
- En cuanto al sistema presupuestario se hizo un mantenimiento completo, ya que hubo requerimientos de organismos externos en cuanto a nuevas cuentas presupuestarias.
- Se está desarrollando el sistema de nómina del personal ocasional con los parámetros de seguridad, recomendaciones que realizo auditoría externa.
- Se da soporte a los equipos de computación, portátiles e impresoras, a nivel de mantenimiento preventivo-correctivo, y en caso de existir daños que requieren de técnico profesional que cuentan con herramientas mayores se envían a un taller para que den solución.
- Se da soporte a los usuarios finales en el funcionamiento de los equipos, aplicaciones (office, quipux, etc.), también en los sistemas que utilizan como: SICO, INTERFAZ SICO-CONTABLE, IMPRESIÓN DE FACTURAS A TRAVES DE INTRANET, sistemas en general, etc.).

- Mensualmente se sube los datos de facturación, recaudación, y detalle de antigüedad al sistema BI (Business Intelligence) del MEER.

### 5.3 JEFATURA DE PLANIFICACIÓN TÉCNICA

Desde la óptica de la planeación técnica, esta jefatura ha cumplido con los objetivos planteados, en este contexto y dentro del ámbito de acción de la Dirección de Planificación y Tecnologías, detallo el cumplimiento de las siguientes actividades:

- Estudio de la demanda en magnitudes de potencia y energía con la inclusión de cargas provenientes del programa y elaboración del flujo mensual de ingresos por venta de energía a ser aplicados en la reforma presupuestaria 2016 y presupuesto 2017.
- Elaboración del flujo mensual pro compra de energía para la elaboración de la reforma presupuestaria 2015 y presupuesto 2016.
- Estudio del déficit tarifario a ser aplicados en la reforma presupuestaria 2015 y presupuesto 2016.
- Estudio de pérdidas técnicas, en término mensual.
- Coordinación con todas las áreas de la Empresa para el cumplimiento en la consignación de información estadística en la plataforma SISDAT que la ARCONEL tiene a disposición de las distribuidoras para este propósito.
- Preparación mensual del balance energético dinámico.
- Estudio y determinación de los perfiles de carga diarios de los alimentadores del sistema de distribución, mediante el desarrollo de modelos matemáticos.
- Control y liquidación mensual de las transferencias de energía en Mercado Eléctrico Mayorista, incluyendo la liquidación de ajustes efectuados por el CENACE.
- Modelamiento del sistema de subtransmisión y distribución primaria en el programa CYMDIST.
- Coordinación con todas las áreas de la Empresa en la elaboración del plan de Inversiones de la Empresa.
- Coordinación y elaboración del Estudio de Costos 2016, incluye Servicio Eléctrico SE y Servicio de Alumbrado Público General SAPG.
- Levantamiento de procesos.

#### 5.3.1 Estudio de la demanda en magnitudes de potencia y energía

Además del estudio de la demanda para el presupuesto 2016 se preparó el estudio para la reforma presupuestaria 2016 y presupuesto 2017, resumen de sus resultados de reforma 2016 y presupuesto 2017 se presenta seguido de modo que se pueda realizar comparaciones

- **Usuarios.** Desagregados por tipo de consumo se muestran comparativos con el año para el cual se prepara el estudio y el previo.

## Usuarios 2016

Año	Presupuesto 2016	Reforma 2016	CR%	Composición
Residencial	33,191	32,983	4.08%	90.5%
Comercial	2,301	2,225	0.36%	6.1%
Industrial	478	482	-2.82%	1.3%
Al. Púb.	1	1	0.00%	0.0%
UCEM	1	1	0.00%	0.0%
Otros	756	737	-68.68%	2.0%
<b>Total</b>	<b>36,728</b>	<b>36,429</b>	<b>-0.90%</b>	<b>100%</b>

Fuente: Planificación

La actualización para el presupuesto del año 2017 resultó en el cuadro seguido:

Año	Reforma 2016	Presupuesto 2017	CR%	Composición
Residencial	32,983	33,810	2.51%	90.80%
Comercial	2,225	2,235	0.45%	6.00%
Industrial	482	480	0.42%	1.30%
Al. Púb.	1	1		
UCEM	1	1		
Otros	737	724	-1.76%	1.90%
<b>Total</b>	<b>36,429</b>	<b>37,251</b>	<b>2.27%</b>	<b>100.00%</b>

Fuente: Planificación

- **Energía en KWh.** Energía facturada para reforma 2016 y presupuesto 2017

Energía Facturada, reforma año 2016

Año	2015	Reforma 2016	CR%	Composición
Residencial	29,506,217	31,526,135	6.85%	30.0%
Comercial	9,035,596	9,051,798	0.18%	8.6%
Industrial	2,307,072	2,280,423	-1.16%	2.2%
Al. Púb.	8,656,301	8,951,533	3.41%	8.5%
UCEM	50,361,260	49,187,946	-2.33%	46.8%
Otros	4,081,712	4,181,525	2.45%	4.0%
<b>Total</b>	<b>103,948,158</b>	<b>105,179,360</b>	<b>1.18%</b>	<b>100%</b>

Fuente: Planificación

Energía Facturada, presupuesto año 2017.

Año	Reforma 2016	Presupuesto 2017	CR%	Composición
Residencial	31,526,135	32,332,825	2.56%	30.60%
Comercial	9,051,798	9,178,088	1.40%	8.70%
Industrial	2,280,423	2,315,426	1.53%	2.20%
Al. Púb.	8,951,533	9,283,117	3.70%	8.80%
UCEM	49,187,946	48,020,357	-2.37%	45.50%
Otros	4,181,525	4,373,285	4.59%	4.10%
<b>Total</b>	<b>105,179,360</b>	<b>105,503,098</b>	<b>0.31%</b>	<b>100.00%</b>

- **Ingresos.** Los resultantes se tabulan en USD

El resumen de ventas efectivas para la reforma presupuestaria 2016 se fijó como sigue:

<b>RESULTADOS, Período: ene/2016 - dic/2016</b>	
<b>Energía total facturada (Kwh)</b>	<b>105,179,360</b>
SE. en medio y bajo voltaje	47,039,882
SE. alto voltaje (UCEM)	49,187,946
SAPG	8,951,532
<b>Ingresos facturados (USD)</b>	<b>10,464,690.28</b>
SE. en medio y bajo voltaje	5,012,831.22
SE. alto voltaje (UCEM)	4,412,377.51
SAPG	1,039,481.55
<b>PMV (US\$/Kwh)</b>	<b>0.0995</b>
SE. en medio y bajo voltaje	0.1066
SE. alto voltaje (UCEM)	0.0897
SAPG	0.1161

Fuente: Planificación

La actualización resultante para el presupuesto 2017 resultó en:

<b>RESULTADOS, Período: ene/2017 - dic/2017</b>	
<b>Energía total facturada (Kwh)</b>	<b>105,503,098</b>
SE. en medio y bajo voltaje	48,199,624
SE. alto voltaje (UCEM)	48,020,357
SAPG	9,283,117
<b>Ingresos facturados (USD)</b>	<b>10,508,577.80</b>
SE. en medio y bajo voltaje	5,126,507.78
SE. alto voltaje (UCEM)	4,327,481.94
SAPG	1,054,588.08

PMV (US\$/Kwh)	0.0996
SE. en medio y bajo voltaje	0.1064
SE. alto voltaje (UCEM)	0.0901
SAPG	0.1136

Fuente: Planificación

### 5.3.2 Estudio de la Compra

La compra para la reforma del año 2016 resultó en 109,979,337.11 KWh a un costo de USD 5,271,070.10 La desagregación mensual de la compra de energía y su costo es como sigue:

mes	Kwh TOTAL	Kwh Ocasional	Kwh Contratos	USD TOTAL con transmisión con impuestos	USD Ocasional	USD Contratos	USD Transmisión
Ene	9,331,882.51	789,606.71	8,542,275.81	577,434.87	75,458.96	468,944.66	33,031.24
Feb	8,679,087.84	542,640.19	8,136,447.65	507,453.54	59,601.18	414,855.40	32,996.96
Mar	9,367,585.19	-234,709.02	9,602,294.21	489,434.89	24,193.73	432,863.43	32,377.73
Abr	9,088,406.58	476,510.31	8,611,896.27	424,637.49	30,253.14	361,925.40	32,458.95
May	9,183,292.06	15,406.30	9,167,885.76	392,004.69	32,245.79	327,726.54	32,032.37
Jun	8,779,506.73	188,736.40	8,590,770.33	325,950.87	19,189.20	273,963.99	32,797.67
Jul	9,307,907.25	302,725.80	9,005,181.45	335,639.45	33,441.42	269,046.91	33,151.12
Ago	8,764,003.15	550,260.52	8,213,742.63	368,762.51	44,930.15	291,053.83	32,778.53
Sep	9,136,729.84	632,596.69	8,504,133.15	429,943.04	60,096.27	333,477.15	36,369.62
Oct	9,363,283.57	553,711.42	8,809,572.15	430,234.35	47,423.47	347,908.44	34,902.44
Nov	9,187,102.71	652,247.51	8,534,855.20	468,128.53	53,945.31	374,805.70	39,377.51
Dic	9,790,549.68	681,749.47	9,108,800.21	522,158.78	56,291.48	426,129.45	39,737.85
<b>SUMA</b>	<b>109,979,337.11</b>	<b>5,151,482.30</b>	<b>104,827,854.82</b>	<b>5,271,783.00</b>	<b>537,070.10</b>	<b>4,322,700.90</b>	<b>412,012.00</b>

Fuente: Planificación

La compra para el presupuesto del año 2017 resultó en 111,579,260.89 KWh a un costo de USD 2,371,763.00 La desagregación mensual de la compra de energía y su costo es como sigue

mes	Kwh TOTAL	Kwh Ocasional	Kwh Contratos	USD TOTAL con transmisión e impuestos	USD Ocasional	USD Contratos	USD Transmisión
Ene	9,378,422.85	793,544.66	8,584,878.18	260,143.59	33,401.49	207,575.74	19,166.35
Feb	8,336,586.63	521,226.08	7,815,360.55	219,026.31	25,215.26	175,511.43	18,299.62
Mar	9,370,912.51	-234,792.39	9,605,704.89	220,081.90	10,659.86	190,721.47	18,700.56
Abr	9,087,661.81	476,471.26	8,611,190.55	191,459.31	13,323.84	159,396.19	18,739.28
May	9,468,100.17	15,884.11	9,452,216.07	182,534.32	14,643.06	148,823.16	19,068.10
Jun	9,000,988.37	65,634.52	8,935,353.85	177,536.81	16,135.99	142,975.91	18,424.90
Jul	9,545,361.76	260,010.93	9,285,350.82	180,454.73	21,099.09	140,949.73	18,405.90
Ago	9,020,271.53	169,669.49	8,850,602.04	176,632.81	20,978.20	135,153.25	20,501.36
Sep	9,369,902.63	375,013.92	8,994,888.71	189,975.54	25,348.82	145,606.06	19,020.66
Oct	9,616,225.54	423,799.00	9,192,426.54	206,768.80	24,395.83	163,146.62	19,226.35
Nov	9,432,471.12	334,833.84	9,097,637.28	174,209.16	10,857.72	135,955.57	27,395.86
Dic	9,952,355.97	346,508.30	9,605,847.67	192,939.73	11,217.59	154,349.73	27,372.41
<b>SUMA</b>	<b>111,579,260.89</b>	<b>3,547,803.73</b>	<b>108,031,457.16</b>	<b>2,371,763.00</b>	<b>227,276.76</b>	<b>1,900,164.88</b>	<b>244,321.36</b>

Fuente: Planificación

### 5.3.3 Estudio del Déficit Tarifario

Este estudio se lo realiza en término mensual y reportado a la ARCONEL, para el informe me permito presentar solamente los resultados alcanzados para la inclusión en reforma 2016 y posteriormente el resultado correspondiente para el presupuesto 2017.

## Déficit para Reforma, año 2016

Mes	COSTOS DEL MERCADO					APLICACIÓN TARIFA			DÉFICIT TARIFARIO		
	Energía para Clientes Regulados SE	Impuestos por Importación de Energía	Costo Total mensual LIQ SGL	Costo de Distribución	Costo Medio del Sistema	Energía Facturada	Facturación Regulados	Precio Medio	Diferencial Tarifario Unitario	Diferencial Tarifario	Superávit Tarifario
	kWh	USD	USD	USD/kWh	USD/kWh	MWh	USD	USD/kWh	USD/kWh	USD	USD
ENERO	9,331,882.52	54.41	577,380.46	0.0520	0.114	8,140.65	797,716.46	0.098	0.016	129,321.09	-
FEBRERO	8,679,087.88	76.06	507,377.48	0.0520	0.110	7,586.95	759,070.72	0.100	0.010	79,048.19	-
MARZO	9,367,585.21	2.01	489,432.88	0.0520	0.104	8,110.98	793,939.01	0.098	0.006	51,612.09	-
ABRIL	9,088,406.55	4.16	424,633.33	0.0520	0.099	7,980.57	782,523.94	0.098	0.001	5,341.76	-
MAYO	9,183,292.07	2.85	392,001.84	0.0520	0.095	7,926.46	777,392.89	0.098	-0.003	-	26,861.95
JUNIO	8,779,506.73	-	325,950.87	0.0520	0.089	7,687.16	751,725.08	0.098	-0.009	-	66,597.14
JULIO	9,307,907.25	-	335,639.45	0.0520	0.088	8,185.50	800,456.64	0.098	-0.010	-	79,645.08
AGOSTO	8,764,003.15	-	368,762.51	0.0520	0.094	7,684.69	751,510.27	0.098	-0.004	-	28,557.71
SEPTIEMBRE	9,136,729.84	-	429,943.04	0.0520	0.099	8,003.33	782,675.81	0.098	0.001	10,106.37	-
OCTUBRE	9,363,283.57	-	430,234.35	0.0520	0.098	8,221.57	804,029.09	0.098	0.000	1,266.01	-
NOVIEMBRE	9,187,102.71	-	468,128.53	0.0520	0.103	8,042.93	786,582.13	0.098	0.005	41,477.77	-
DICEMBRE	9,790,549.68	-	522,158.78	0.0520	0.105	8,338.04	791,338.86	0.095	0.010	86,931.17	-
<b>TOTAL</b>	<b>109,979,337.15</b>	<b>139.49</b>	<b>5,271,643.51</b>		<b>0.100</b>	<b>95,908.82</b>	<b>9,378,960.91</b>	<b>0.098</b>		<b>405,104.45</b>	<b>201,661.88</b>

Actualizado 12-jul-2016

Fuente: Planificación

## Déficit para Presupuesto año 2017

Año	Mes	COSTOS DEL MERCADO				APLICACIÓN TARIFA			DÉFICIT TARIFARIO		
		Energía para Clientes Regulados SE	Costo Total mensual LIQ SGL	Costo de Distribución	Costo Medio del Sistema	Energía Facturada	Facturación Regulados	Precio Medio	Diferencial Tarifario Unitario	Déficit	Superávit
		kWh	USD	USD/kWh	USD/kWh	MWh	USD	USD/kWh	USD/kWh	USD	USD
2017	ENERO	9,378,422.85	260,143.59	0.0794	0.107	8,204.86	803,056.78	0.098	0.009	76,246.38	-
2017	FEBRERO	8,336,586.63	219,026.31	0.0794	0.106	7,293.40	713,846.30	0.098	0.008	57,086.92	-
2017	MARZO	9,370,912.51	220,081.90	0.0794	0.103	8,198.29	802,413.69	0.098	0.005	41,318.96	-
2017	ABRIL	9,087,661.81	191,459.31	0.0794	0.100	7,950.49	778,159.46	0.098	0.003	20,848.99	-
2017	MAYO	9,468,100.17	182,534.32	0.0794	0.099	8,283.32	810,735.69	0.098	0.001	6,901.50	-
2017	JUNIO	9,000,988.37	177,536.81	0.0794	0.099	7,874.66	770,737.78	0.098	0.001	10,067.36	-
2017	JULIO	9,545,361.76	180,454.73	0.0794	0.098	8,350.91	817,351.45	0.098	0.000	3,835.32	-
2017	AGOSTO	9,020,271.53	176,632.81	0.0794	0.099	7,891.53	772,388.96	0.098	0.001	8,965.31	-
2017	SEPTIEMBRE	9,369,902.63	189,975.54	0.0794	0.100	8,197.41	802,327.21	0.098	0.002	14,996.23	-
2017	OCTUBRE	9,616,225.54	206,768.80	0.0794	0.101	8,412.91	823,419.38	0.098	0.003	25,713.04	-
2017	NOVIEMBRE	9,432,471.12	174,209.16	0.0794	0.098	8,252.15	807,684.84	0.098	0.000	193.05	-
2017	DICEMBRE	9,952,355.97	192,939.73	0.0794	0.099	8,706.98	852,201.60	0.098	0.001	8,190.15	-
	<b>TOTAL</b>	<b>111,579,260.89</b>	<b>2,371,763.00</b>	<b>0.0794</b>	<b>0.101</b>	<b>97,616.91</b>	<b>9,554,323.13</b>	<b>0.098</b>		<b>274,363.22</b>	<b>-</b>

Fuente: Planificación

### 5.3.4 Estudio de Pérdidas

El diagnóstico se lo realiza en término mensual utilizando la herramienta CYMDIST para la simulación de la operación de la red de media tensión, descartando la naturaleza mensual de estos estudios, presento seguido los resultados obtenidos para el año 2015.

#### DESGLOSE DE PÉRDIDAS TÉCNICAS (KWh)

2015	Técnicas	No Téc.	S/T	Tr. Pot.	Primarios	Tr. Dis.	Secund.	Acome.
Enero	375,504	-76,223	86,862	22,901	27,788	132,937	96,942	8,075
Febrero	336,271	-278,748	76,064	20,897	23,409	121,451	87,188	7,262
Marzo	382,994	223,107	92,537	23,519	27,498	133,157	98,111	8,172
Abril	342,323	82,165	61,475	22,627	26,879	128,765	94,690	7,887
Mayo	379,166	207,692	88,822	23,443	27,922	132,946	97,881	8,153
Junio	372,463	-83,969	92,014	22,625	26,563	128,433	94,921	7,906
Julio	376,147	206,528	94,628	22,399	25,649	130,587	94,974	7,911
Agosto	376,996	-43,218	87,815	23,247	27,547	132,365	97,871	8,152
Septiembre	368,939	-18,499	84,683	23,200	28,383	130,799	94,041	7,833
Octubre	413,290	163,827	102,463	27,213	32,527	143,150	99,637	8,299
Noviembre	354,964	-89,295	70,491	23,200	26,637	128,757	97,738	8,141
Diciembre	353,855	217,658	47,940	24,632	32,888	137,584	102,291	8,520
<b>SUMA</b>	<b>4,432,913</b>	<b>511,025</b>	<b>985,795</b>	<b>279,903</b>	<b>333,690</b>	<b>1,580,932</b>	<b>1,156,284</b>	<b>96,310</b>

% res al Sist	4.07%	0.47%	0.91%	0.26%	0.31%	1.45%	1.06%	0.09%
% res a Dist	5.56%	0.42%			0.59%	2.77%	2.03%	0.17%

Fuente: Planificación

#### 5.3.5 Estadísticas SISDAT

Esta jefatura realiza la coordinación y seguimiento continuo con todas las áreas para que la información solicitada por la ARCONEL sea consignada mensualmente en los formularios preestablecidos.

Además, esta jefatura es la responsable de generar la información mensual para:

- Compra de energía.
- Pérdidas de energía
- Déficit tarifario.
- Redes de media tensión. en lo concerniente a los parámetros técnicos de cada alimentador del sistema de distribución.

#### 5.3.6 Balance de Energía

El balance energético también se lo prepara en término mensual y en forma dinámica, es reportado mensualmente.

Las pérdidas totales están dentro de los parámetros admitidos por la ARCONEL, para el año 2015 resultaron en 4.54% y para el año 2016 en 4.25%.

Año 2015      4.54%

Año 2016      4.25%

Balance mensual año 2016

MES	COMPRA	VENTA	PERDIDAS	PORC
ENERO	9,331,882.52	8,917,842.07	414,040.45	4.44%
FEBRERO	8,679,087.88	8,314,621.25	364,466.63	4.20%
MARZO	9,367,585.21	8,891,229.72	476,355.49	5.09%
ABRIL	9,088,406.55	8,736,266.64	352,139.91	3.87%
MAYO	9,183,292.07	8,794,969.50	388,322.57	4.23%
JUNIO	8,961,370.92	8,748,209.94	213,160.98	2.38%
JULIO	9,411,836.89	9,016,872.18	394,964.71	4.20%
AGOSTO	9,486,936.06	8,982,564.22	504,371.84	5.32%
SEPTIEMBRE	9,100,929.98	8,717,708.21	383,221.77	4.21%
OCTUBRE	9,346,189.28	8,815,652.65	530,536.63	5.68%
NOVIEMBRE	8,523,883.02	8,209,025.82	314,857.20	3.69%
DECIEMBRE	9,712,201.07	9,364,043.40	348,157.67	3.58%
<b>TOTAL</b>	<b>110,193,601.45</b>	<b>105,509,005.60</b>	<b>4,684,595.85</b>	<b>4.25%</b>

Fuente: Planificación

### 5.3.7 Perfiles de Carga de Alimentadores

Durante el año 2016, por causa de falla en el sistema de medición de la S/E1, no se dispone de lecturas en cabeceras de alimentadores en la S/E1, lo cual forzó para que se desarrolle un modelo matemático para la emulación de lecturas en cabeceras de alimentadores.

Son necesarias e imprescindibles estas bases de datos para ejecutar las simulaciones en el programa CYMDIST.

### 5.3.8 Control y liquidación mensual de las transferencias de energía en Mercado Eléctrico Mayorista

La liquidación mensual realizada en base de los reportes del CENACE y posteriormente modificados por los ajustes que se ejecutan sobre los montos iniciales, dio como resultado el siguiente cuadro resumen para las transacciones durante el año 2016 en el Mercado Eléctrico Mayorista.

mes	Kwh TOTAL	Kwh Ocasional	Kwh Contratos	USD Facturas recibidas, sin impuestos	USD Ocasional	USD Contratos	USD Transmisión
Ene	9,331,883	789,607	8,542,276	578,573	75,459	470,083	33,031
Feb	8,679,088	542,640	8,136,448	508,329	59,601	415,730	32,997
Mar	9,367,585	-234,709	9,602,294	506,138	24,194	449,567	32,378
Abr	9,088,407	476,510	8,611,896	431,333	30,253	368,621	32,459
May	9,183,292	15,406	9,167,886	394,310	32,246	330,032	32,032
Jun	8,961,371	65,346	8,896,025	394,531	36,474	326,285	31,771
Jul	9,411,837	256,374	9,155,463	396,963	47,234	318,297	31,433
Ago	9,486,936	178,447	9,308,489	410,081	51,717	326,590	31,774
Sep	9,100,930	364,249	8,736,681	408,995	54,921	322,075	31,998
Oct	9,346,189	411,898	8,934,291	446,851	53,833	360,653	32,365
Nov	8,523,883	606,157	7,917,726	79,976	9,994	64,407	5,575
Dic	9,712,201	736,787	8,975,414	90,338	11,043	73,710	5,584
<b>SUMA</b>	<b>110,193,601</b>	<b>4,208,712</b>	<b>105,984,890</b>	<b>4,646,417</b>	<b>486,970</b>	<b>3,826,050</b>	<b>333,397</b>

Fuente: Planificación

### 5.3.9 Modelación del Sistema de Subtransmisión y Distribución Primaria en el programa CYMDIST

La modelación del sistema de distribución Primaria es obtenida desde las bases del sistema GIS, se ha ejecutado el proceso, en promedio, cada tres meses para la actualización de las bases CYMDIST, la herramienta utilizada es la interface GIS – CYMDIST.

En este proceso se coordina con personal de TIC's para la interpretación de errores luego del uso de la interface.

### 5.3.10 Plan de Inversiones

Dentro del marco de Análisis de Costos 2017 y que fuera preparado en el primer trimestre del año 2016, se puso en consideración de la ARCONEL los proyectos de calidad y se concluyó con la asignación y calificación de proyectos de calidad, gestión socio ambiental y de expansión para los servicios eléctrico y de alumbrado público general.

También, en coordinación con las direcciones y jefaturas se estructuró el plan de inversiones para el período 2017-2026, este plan fue subido al portal SISDAT.

Resumen de estos proyectos se muestran a continuación:

#### CALIDAD SE

Código de proyecto	Nombre del proyecto	Provincia	Cantón	Monto [USD]
PC-02-01	REMODELACIÓN DEL ALIMENTADOR 221 "ZHIRINCAY-LAS ANTENAS-ZHAPACAL-INGALOMA"	CAÑAR	AZOGUES	18,930
PC-02-010	MEJORAMIENTO DE LA OPERACIÓN DE INTERRUPTORES Y RECONECTADORES.	CAÑAR	AZOGUES	101,631
PC-02-013	CAMBIO DE ACOMETIDAS Y/O MEDIDORES DENTRO DEL AREA DE SERVICIOS	CAÑAR	AZOGUES	210,147
PC-02-014	PROVISIÓN, RENOVACIÓN Y EQUIPAMIENTO PARA ENLACES DE FIBRA ÓPTICA	CAÑAR	AZOGUES	60,306
PC-02-015	MEJORA DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DEL SECTOR PUGUIL-JUGUIL	CAÑAR	AZOGUES	97,227
PC-02-016	DEPURACION DE CATASTRO DE CLIENTES DE LA E.E.A POR SECTORES PARROQUIAS Y CANTONES	CAÑAR	AZOGUES	33,600
PC-02-017	REPOSICIÓN DE PARQUE AUTOMOTOR DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES QUE HA CUMPLIDO SU VIDA ÚTIL	CAÑAR	AZOGUES	146,000
PC-02-02	REMODELACIÓN DEL ALIMENTADOR 122-121 VIRGENPAMBA-BOLIVIA-ZHIZHIQUIN-LA CARCEL	CAÑAR	AZOGUES	381,068
PC-02-03	ESTUDIOS Y DISEÑOS ELECTRICOS DE REDES DE DISTRIBUCION EN EL ÁREA DE SERVICIO DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES	CAÑAR	AZOGUES	247,515
PC-02-04	Reposición de Redes de Distribución en el Área de concesión	CAÑAR	AZOGUES	414,297

PC-02-05	REMODELACIÓN DE LA TRONCAL DEL ALIMENTADOR 122 "CIUDADELA DEL CHOFE - BORRERO - J. LOYOLA - ZHULLIN	CAÑAR	AZOGUES	35,879
PC-02-06	Reposición e Implementación de Transformadores de Distribución	CAÑAR	AZOGUES	123,249
PC-02-07	MEDICIÓN DEL CONSUMO REAL DE LAS COCINAS DE INDUCCIÓN Y CONTRASTACIÓN CON EL MODELO DE INCENTIVO TARIFARIO	CAÑAR	AZOGUES	54,208
PC-02-08	Reposición de Hardware en la Empresa que han terminado su vida útil.	CAÑAR	AZOGUES	28,400
PC-02-09	REPOSICIÓN DE SISTEMAS DE MEDICIÓN A CLIENTES ESPECIALES	CAÑAR	AZOGUES	68,070
Total general				<b>2,020,529</b>

### GSA

Código de proyecto	Nombre del proyecto	Provincia	Cantón	Total
PG-02-01	Compactación de Desechos Provenientes del Alumbrado	CAÑAR	AZOGUES	32,207
Total general				<b>32,207</b>

### CALIDAD SAPG

Código del Proyecto	Nombre del Proyecto	Provincia	Cantón	Monto [USD]
PC-02-01	CAMBIO DE LUMINARIAS DE VAPOR DE SODIO DE 250W OBSOLETAS POR LUMINARIAS DE VAPOR DE SODIO DE 250W DOBLE NIVEL DE POTENCIA NUEVAS	CAÑAR	AZOGUES	156,697
Total general				<b>156,697</b>

### EXPANSIÓN SAPG

Código del Proyecto	Nombre del Proyecto	Provincia	Cantón	Monto [USD]
PE-02-01	AMPLIACIÓN DEL ALUMBRADO PÚBLICO EN EL ÁREA DE SERVICIO DE LA EMPRESA ELECTRICA AZOGUES.	CAÑAR	AZOGUES	209,854
Total general				<b>209,854</b>

# PROYECTOS DE INVERSIÓN

Proyecto	Etapas Funcional	Tipo de Proyecto	Actividades	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	TOTAL DE
2017-017-000	Distribución	Redes de Distribución	Construcción e implementación de nuevas redes en baja y media tensión	105,169.44										105,169.44
2017-017-000	Distribución	Redes de Distribución	Construcción e implementación de nuevas redes en baja y media tensión	103,433.86										103,433.86
2017-017-000	Distribución	Redes de Distribución	Construcción e implementación de nuevas redes en baja y media tensión	129,725.44										129,725.44
2017-017-000	Distribución	Redes de Distribución	Construcción e implementación de nuevas redes en baja y media tensión	87,896.18										87,896.18
2017-017-000	Distribución	Redes de Distribución	Remodificación de redes en baja tensión	268,676.10										268,676.10
2017-017-000	Distribución	Redes de Distribución	Implementación de equipos de corte, maniobra, operación y monitoreo para redes de distribución	153,216.00										153,216.00
2017-017-000	Distribución	Redes de Distribución	Elaboración de Estudios y Diseños para Redes de Media y Baja Tensión	93,669.38										93,669.38
2017-017-000	Distribución	Redes de Distribución	Elaboración de Estudios y Diseños para Redes de Media y Baja Tensión	103,207.64										103,207.64
2017-017-001	Distribución	Redes de Distribución	Elaboración de Estudios y Diseños para Redes de Media y Baja Tensión	87,405.42	146,778.56	151,181.92	155,717.38	160,388.90	165,200.57	170,156.59	175,261.29	180,519.13	185,934.70	1,578,544.46
2017-017-001	Acometidas y Medidores	Instalación de Acometidas y Medidores	Implementación de otros equipos de medición	54,208.00										54,208.00
2017-017-001	Acometidas y Medidores	Instalación de Acometidas y Medidores	Implementación de otros equipos de medición	68,070.24										68,070.24
2017-017-001	Gestión, Operativa, Información Ambiental y Talento Humano	Vehículos	Adquisición de grúas, carro canasta y vehículos de trabajo	379,620.00	280,000.00	125,500.00	102,000.00	68,000.00	270,000.00	280,000.00	125,500.00	68,000.00	102,000.00	1,800,620.00
2017-017-001	Gestión, Operativa, Información Ambiental y Talento Humano	Mejoramiento de Información	Depuración de catástros	98,054.71										98,054.71
2017-017-001	Acometidas y Medidores	Instalación de Acometidas y Medidores	Instalación de medidores, clientes nuevos	240,238.13	335,014.40	336,019.44	337,027.50	338,038.58	339,052.70	340,069.86	341,090.07	342,113.34	343,139.68	3,291,803.70
SUMA				10,844,627.04										10,844,627.04

### 5.3.11 Estudio de Costos 2017

Dentro de este proceso se estructuró las proyecciones enlistadas abajo y se solicitó a la ARCONEL la asignación para el costo propio

- Proyección de Magnitudes Físicas. Clientes, energía y potencia.
- Proyección Económica.
- Proyectos de calidad y Gestión Socio Ambiental

La asignación obtenida es detallada a continuación:

- **Servicio Eléctrico**

Para el Costo de Administración Operación, Mantenimiento y Comercialización

USD 4,607,775.63

Para el Costo de Calidad Gestión Socio-Ambiental

USD 1,463,195.06

Para Proyectos de Expansión

USD 1,743,156.14

TOTAL

USD 7,814,126.83

- **Servicio de Alumbrado Público General**

Para el Costo de Energía USD 452,206

Para el Costo de Administración Operación, Mantenimiento USD 246,926

Para el Costo de Calidad USD 156,697

Para el Costo de Expansión USD 209,854

TOTAL USD 1,065,683

### 5.3.12 Levantamiento de Procesos

Par el año 2016 se habían planificado realizar el levantamiento de 21 procesos de los 35 identificados a la fecha; sin embargo, se alcanza a levantar 12 que implica el 37.14% de la meta anual establecida.

El cuadro presenta el detalle correspondiente:

Macroproceso Distribución		Macroproceso Talento Humano		Macroproceso Financiero		Macroproceso TICS	
Procesos planificados	Procesos ejecutados	Procesos planificados	Procesos ejecutados	Procesos planificados	Procesos ejecutados	Procesos planificados	Procesos ejecutados
3	3	9	9	6	0	3	0

## 6 GESTIÓN DE ASESORIA JURÍDICA

La Empresa Eléctrica Azogues C.A., considera dentro de su ordenamiento Administrativo al Departamento de Asesoría Jurídica, como un ente consultivo en el plano legal. Esta se encarga de brindar la información y asesoría jurídica a quienes como funcionarios o trabajadores lo necesita de ella, para la resolución de asuntos que tienen que ver con la aplicación de las leyes normativas y reglamentos en las materias del derecho, actividades que están claramente expuestas en el manual de funciones vigente en la Compañía. Es así que enmarcado en el antecedente expuesto esta unidad ha realizado absoluciones jurídicas que han sido propiciadas por los Directores Departamentales tanto en el plano administrativo como en el laboral, como también en el plano legal, con el propósito de que exista una mejor relación y una mejor convivencia institucional.

Se ha resuelto los reclamos administrativos en coordinación con los directores departamentales, en especial con el Departamento Técnico, y el Departamento Comercial, con la emisión de criterios apegados a las resoluciones emitidas desde el MEER, entre otras actividades.

**DURANTE EL AÑO 2016, ACTIVIDADES DE ASESORIA HAN SIDO LAS SIGUIENTES.**

### CONTRATOS SUSCRITOS

2016	DESCRIPCIÓN
35	MEDIANTE MODALIDADES DE CONTRATACIÓN PÚBLICA
38	MODALIDADES DE CONTRATOS DE TRABAJO
26	CONVENIOS
11	CONTRATOS DE ARRENDAMIENTO
8	CONTRATOS DE LA AFD OBRAS Y FISCALIZACIÓN
24	ADENDUMS DE CONTRATOS
6	CONTRATOS Y CONVENIOS CON OTRAS ENTIDADES SIN NÚMERO
7	CONTRATOS DEL BID OBRAS Y FISCALIZACIÓN
8	ACTAS DE FINIQUITOS
163	TOTAL

Fuente: Asesoría Jurídica

### PROCESOS DE RECLAMOS ANTE LA DEFENSORÍA DEL PUEBLO DEL AÑO 2016:

Reclamo de la señora María González (resuelto)

Reclamo de la señora Martha Cecilia Luna (resuelto)

Reclamo del señor Juan Buestán (resuelto)

Reclamo de la señora Rosa Narváez (resuelto)

Reclamo de la señora Nancy González (resuelto)

Reclamo del señor José Morocho (resuelto)

Reclamo del Wilson Romero (resuelto)

Reclamo del señor Juan Carlos Buñay (resuelto)

Reclamo de la señora Teresa Ordoñez (resuelto)

Reclamo del señor José Leónidas Padilla (resuelto)

Reclamo del señor Humberto Guzmán (resuelto)

Reclamo señor Luis Alberto Orellana (resuelto)

Reclamo del señor Tito Cabrera (resuelto)

Reclamo del señor Segundo Morocho Sigüenza (resuelto)

Reclamo de la señora María Elvira Parra (resuelto)

Reclamo del señor Daniel Astudillo (resuelto)

Reclamo del señor Segundo Sigüenza (resuelto)

#### **PROCESOS ANTE EL MINISTERIO DEL TRABAJO AÑO 2016**

Proceso de Visto Bueno en contra del señor Ruvén Guevara Palomeque (resuelto)

Proceso de Visto Bueno en contra del Ing. Carlos Romero Sacoto. (resuelto)

#### **PROCESOS ANTE JUZGADOS – FISCALÍA- CENTROS DE MEDIACIÓN, DEL AÑO 2016:**

Denuncia por tentativa de robo ingreso de personas no autorizadas a la Subestación Tabacay (archivado definitivamente por no haber indicios).

Se resolvieron a través del Centro Nacional de Mediación y Arbitraje de la Función Judicial el pago de las planillas emitidas por daños causados a bienes de la Entidad, por estrellamientos de automotores de los señores:

Señor Edison Méndez y Luis Palacios.

Señor Lenín Andrés Caguana Chimbay.

Señora Isabel Capelo

De lo cual se ha llegado a un arreglo y el pago total de valores respectivos:

Inspecciones Judiciales planteado por las siguientes personas:

Señor Wilson Romero.

Llegándose posteriormente al reconocimiento de una obligación por parte del autor, con la suscripción de un pagaré por un valor de: \$42.355.20.

Dr. Paul Reyes, llegándose a un reconocimiento de una obligación pendiente por parte del Dr. Reyes, y la suscripción del respectivo convenio de pago.

Asesoría Jurídica, coordinó el trabajo con Asesoría Legal Externa especializada en los procesos de Visto Bueno, y se emitieron los respectivos informes para el trámite de los pagos por los servicios prestados.

La documentación de sustento del presente informe para cualquier verificación se encuentra en los archivos de Asesoría Jurídica.

## 7 GESTIÓN DE SEGURIDAD INDUSTRIAL

A objeto de aplicar la normativa vigente tanto en el tema de Seguridad y Salud Ocupacional así como las normas ambientales, en el año 2016, con la preparación del Plan Anual de Actividades, se buscó incluir las actividades más relevantes y que dan mayor valor al servicio que presta la Empresa, otro aspecto al que se orientaron las labores es a mejorar los índices de gestión en cuanto a la reducción de la accidentabilidad laboral, capacitación, mejoramiento de las condiciones de los espacios físicos, así como incrementar los niveles de cumplimiento en lo relacionado con las observaciones señaladas en las auditorías ambientales.

### 7.1 OBJETIVOS PROPUESTOS.

#### 7.1.1 GENERAL

Prevenir los accidentes laborales y preparar al personal para hacer frente a los eventos naturales que pueden generarse, propendiendo a que en caso de ocurrencia estos generen el menor daño posible al personal, con ello se busca fortalecer el conocimiento, el adiestramiento, el análisis de las condiciones y en buen estado de sitios de trabajo, así como la provisión de herramientas y equipos apropiados al trabajo que desarrollen, buscando una interacción sana con el medio ambiente.

#### 7.1.2 ESPECÍFICO

- Promover la prevención de accidentes laborales, controlar los peligros y evitar los riesgos de trabajo.
- Socializar el Plan de Emergencias.
- Contribuir con la preservación del medio ambiente
- Ejercer una presencia activa en los diversos trabajos que desarrolla la Empresa.
- Mantener en las mejores condiciones los puestos de trabajo e instalaciones sanitarias.
- Continuar con el control médico periódico del personal y determinar la eficacia de las medidas de acción propuestas en los diferentes casos presentados.
- Implantar el sistema de gestión de seguridad y Salud en el Trabajo bajo el esquema planteado por el IESS CD 390 y las OHSAS 18001.

### 7.2 CUMPLIMIENTO DE OBJETIVOS

Con el detalle de las actividades que se ejecutaron y se describen a continuación podemos determinar que los objetivos específicos se cumplieron en un 80%, clasificado de la siguiente manera.

#### 7.2.1 Gestión de la Seguridad y Salud.

En este aspecto se incluyen las actividades orientadas a mejorar la satisfacción del cliente interno, mediante:

- El equipamiento de personal, se incluyó en el presupuesto la cantidad de USD 60913.00, las adquisiciones que se realizaron fueron en el que se adquirieron los equipos y herramientas apropiados para cada actividad, de lo propuesto en el POA, el presupuesto utilizado fue de USD 26143.14, cabe anotar que en este año debido al terremoto que afectó a las provincias costeras y las medidas económicas que fueron impuestas por el gobierno central, no fue posible la adquisición de todos los equipos y herramientas programados debido especialmente al incremento en el IVA, a los bienes importados y otros factores por los que no solo se incrementaron los costos sino también los tiempos de entrega, por ello los proveedores no ofertaron en cada proceso al que fueron invitados.
- Para señalización de las dependencias de la Empresa se utilizó un valor de USD. 1734.88
- Se adquirieron suministros de limpieza y aseo para las dependencias de la Empresa por un valor de USD 1702.5.
- Se inició la revisión para posterior socialización del Plan de Emergencias,
- No se incorporó presupuesto para la implementación del Sistema de Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo, pero se continuó con el desarrollo y socialización de los planes y programas iniciados en el año 2016. En este punto es necesario recalcar que, en el mes de marzo de 2016, se deroga la resolución del Consejo Directivo del IESS CD 390, el Sistema de Auditorías de Riesgos del Trabajo SART regulaciones que determinaban la obligatoriedad de implementación del Sistema de Gestión y en su lugar se emite la Resolución CD 513, que pone más énfasis en las acciones preventivas, pero no se enfoca en ningún modelo del Sistema de Gestión.
- Se prolongó el servicio de limpieza por algunos meses y luego se optó por la modalidad contratación con relación de dependencia de un trabajador para que cumpla esta labor.
- Se elaboraron los TDRs, se realizó la selección y se concluyó la adquisición de suministros de aseo y limpieza por un monto de USD 1702.50.
- Se elaboraron los TDRs, se realizó la selección y se concluyó el proceso de contratación del servicio de recarga de extintores por un monto de USD 296.50.
- Se elaboraron los TDRs, se realizó la selección y se concluyó el proceso de contratación de nuevas Duchas y Vestidores para el personal en Tabacay, por un monto de USD 38919.88.
- Conjuntamente con Talento Humano y el área Médica se realizó el examen médico periódico al personal de la Empresa, de donde el resultado será puesto a conocimiento de todas las áreas.
- Se procedió con socialización y entrega del Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo.
- Para reposición oportuna de los equipos de protección y herramientas del personal se elaboraron 2154 solicitudes a bodega, tanto para compra, reposición, mantenimiento de instalaciones, etc.
- Las inspecciones de seguridad se realizaron de manera periódica en las mañanas con el personal, y se estuvo presente en actividades de riesgo mayor tales como mantenimiento de alimentadores, línea de subtransmisión, accidentes de tránsito que afectaron a las instalaciones de la Empresa.

### 7.2.2 Gestión de investigación.

- Se elaboró el análisis ergonómico a las actividades que desarrollan los Linieros, esto con el objeto de conocer si las tareas diarias estaban generando enfermedades ocupacionales aparecidas en el personal que se desempeña en el cargo señalado.
- Se realizó la investigación de 2 accidentes de trabajo suscitados durante el año 2015, se elaboraron los informes respectivos y se presentaron en Riesgos del Trabajo de IESS para el registro dentro del periodo de 10 días laborables que señala la Resolución CD 390 y CD 513 del IESS.
- Se investigaron 2 incidentes laborales suscitados con el personal mientras cumplían tareas de retiro de conductores de un poste de madera tratada y cumpliendo labores en el edificio central.

Como resultado de la gestión se han logrado reducir los índices de frecuencia y gravedad de los accidentes ocurridos en el año 2016 con relación al año inmediato anterior, los datos son:

Año	Índice de Frecuencia	Índice de Gravedad	Tasa riesgo	Días perdidos
2015	2,80%	32,16%	34,50%	69
2016	0,93%	30,09%	32,50%	65

#### INDICES REACTIVOS SEGUN CD 390 Y CD 513



Fuente: Supervisión de S.SO.A.

### 7.2.3 Gestión de capacitación.

- La Gestión de Capacitación se desarrolló por parte del Ministerio de Electricidad, la Jefatura de Talento Humano, Seguridad Salud y Ambiente únicamente coordinaron las actividades, sin embargo, es necesario anotar, que la Empresa participó en las capacitaciones convocadas para Linieros en la ciudad de Ambato, previas al Licenciamiento en Prevención de Riesgos Eléctricos.
- Conjuntamente con las áreas involucradas (operación, mantenimiento y bodega) se asistió al curso de capacitación impartidos por personal del proyecto SNIS manejo responsable de PCB's.

### 7.2.4 Gestión ambiental.

- Se elaboraron los informes semestrales de los avances en la aplicación de las GBPA que el MAE elaboró para los proyectos de bajo impacto ambiental, esto para los proyectos BID I y CAF.
- En este año debido a que el CONELEC fue eliminado y en su reemplazo se creó el ARCONEL pero sin las competencias de regulación y control ambiental, se generó una disyuntiva en cuanto a la periodicidad de la ejecución de las auditorías, ya que el RAAE señala el periodo de al menos 1 año mientras que la Ley Ambiental señala como periodicidad cada 2 años para ejecución de las Auditorías de Cumplimiento, por lo que no se emitió la disposición que determine la normativa a aplicar para desarrollar las auditorías ambientales.

Por ello el nivel de cumplimiento se mantiene conforme lo señalado para el año 2014.

#### GRADO DE CUMPLIMIENTO DEL PLAN DE ACCIÓN POR LA AUDITORIA 2014 (tabla 1)

PERIODO	AAI 2011		AAI 2012		AAI 2013		AAI 2014	
<b>C</b>	35	41%	27	31%	16	18%	39	44%
<b>nc-</b>	21	24%	18	20%	30	34%	20	22%
<b>NC+</b>	9	10%	32	36%	24	27%	12	13%
<b>NUEVOS (*)</b>	11	13%	2	2%	0	0%	0	0%
<b>NO APLICA</b>	10	12%	9	10%	18	20%	18	20%
<b>TOTAL</b>	<b>86</b>	<b>100%</b>	<b>88</b>	<b>100%</b>	<b>88</b>	<b>100%</b>	<b>89</b>	<b>100%</b>

Tabla: 1

C = conformidades.

nc- = No conformidades menores, subsanables con gestión, requiere de pequeña cantidad de recursos económicos.

NC+ = No conformidades mayores, subsanables con gestión, requiere de gran cantidad de recursos económicos.

Nuevos (\*) Se refiere a nuevas recomendaciones planteadas en la Auditoría previa, a ser observadas e implementadas para el siguiente periodo. Elaboración: Equipo Auditor. Agosto 2014

- Se elaboraron los TDRs, se realizó la contratación de la toma de muestras y caracterización de PCBs en aceite dieléctrico de los transformadores instalados en el sistema de distribución, además se adquirieron 300 kits colorimétricos y se realizaron 21 pruebas de verificación mediante cromatografía de gases de equipos que dieron positivo a la prueba colorimétrica, con ello la Empresa alcanzó 1310 pruebas de

caracterización lo cual representa el 58% del total de equipos instalados y retirados del sistema, sin embargo si nos remitimos a la información del número de equipos que la Empresa poseía al año 2011 que se tomó como referencia para el inicio de la pruebas y reportes nos representaría el 77%, utilizando en el año 2016 la cantidad de USD 10232.00.

- En este año se tramitó y se obtuvo el Registro de Generador de Desechos peligrosos, para la Empresa, documento necesario para poder realizar el tratamiento y la gestión de los desechos con aquellos proveedores del servicio que estén debidamente registrados y autorizados por el MAE, se pagó para el registro la cantidad de USD 180 por concepto de la tasa regulada por el MAE.

En virtud de contar con el inventario de desechos se iniciaron los contactos con la EERSSA para el proceso de compactación de lámparas de descarga en desuso y la gestión del aceite dieléctrico retirado de los equipos dados de baja en las bodegas de la Empresa.

Es cuanto puedo informar de las actividades cumplidas durante el año 2015 por Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente.

## 8 GESTIÓN AUDITORIA INTERNA

### 8.1 ANTECEDENTES

La Junta General Extraordinaria de Accionistas, mediante Resolución Nro. 011-2016 de 11 de noviembre de 2016, conoció y aprobó el Plan Anual de Actividades de Auditoría Interna, para el ejercicio económico 2016.

De conformidad al artículo Vigésimo Quinto literal k) del Estatuto Social y Norma Específica de Auditoría número 2 del Manual de Auditoría para Empresas Eléctricas del País, Auditoría Interna, presenta para conocimiento y aprobación de los Organismos Directivos de la Compañía, las funciones y actividades cumplidas, en el período comprendido entre el uno de enero y el treinta y uno de diciembre de dos mil diez y seis.

En sujeción al Plan Anual de Actividades para el año 2016, se realizó Exámenes Especiales: Financieros, Gestión; y, Técnicos, determinándose, como resultados hechos y/o situaciones, que de manera oportuna fueron comunicadas a los Organismos Directivos y Gerencia.

También, se efectuaron evaluaciones a actividades, rubros y áreas de la Empresa, así mismo, fueron atendidas las consultas efectuadas por la Administración y sus Departamentos.

Es importante, indicar que los informes elaborados por Auditoría Interna, básicamente, son para mejorar el sistema de control interno; y, para que se dé cumplimiento a las disposiciones legales, reglamentarias y más normatividad vigente.

### 8.2 OBJETIVOS DE LAS ACTIVIDADES CUMPLIDAS

Las Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas, que rige para la ejecución de labores de Auditoría, establece que:

“La Auditoría y/o Exámenes Especiales, se efectuará con la finalidad de determinar el grado con la que la Empresa y sus servidores han cumplido adecuadamente con los deberes y obligaciones que les han sido asignadas; si las funciones se han ejecutado de una manera eficiente, efectiva y económica, si los objetivos y metas han sido logrados y si la información gerencial producida es correcta y confiable”.

Por tanto, la finalidad de efectuar, Exámenes Especiales y otras actividades afines, es para que la Administración y sus Departamentos, apliquen las recomendaciones formuladas por Auditoría Interna, con el

propósito de desarrollar una mejor gestión para la Empresa, mismas que son resultado de las situaciones encontradas, en la realización de cada acción de control planificada.

El trabajo de Auditoría Interna, de acuerdo a las actividades que desarrolla la Empresa y sus Departamentos, durante el ejercicio económico 2016, consistió en:

- 1.- Evaluar el Sistema de Control Interno administrativo y financiero, a fin de determinar su grado de solidez y eficiencia.
- 2.- Establecer el nivel de observación de normas, políticas, procedimientos; y, más disposiciones legales y reglamentarias, por parte de sus Servidores y Trabajadores.
- 3.- Determinar que las operaciones y transacciones administrativas, financieras y técnicas, sean confiables y oportunas.
- 4.- Revisar y analizar los aspectos administrativos y financieros, para respaldar los criterios, requeridos por los Servidores y Directivos de la Empresa.
- 5.- Determinar la razonabilidad, propiedad y legalidad de los saldos contables, de las Cuentas motivo de examen.

### 8.3 ALCANCE DE LA EJECUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE CONTROL.

Al 31 de diciembre del 2016, las actividades planificadas y tramitadas son las siguientes:

ACTIVIDADES	NRO.	%
<b>Planificadas y Tramitadas</b>	<b>8</b>	<b>100</b>
	-----	-----
<b>SUMAN:</b>	<b>8</b>	<b>100</b>

Fuente: Auditoría Interna

A continuación, se describe las actividades desarrolladas por Auditoría Interna:

ORDEN	TIPO DE ACTIVIDAD	AREA EXAMINADA	%	ATENDIDO
01	Examen Financiero-Técnico	Al Proyecto SIGDE	100	Plan Anual
02	Examen Gestión	Al cumplimiento de Resoluciones Directorio y Junta.	100	Plan Anual
03	Examen Gestión	Al seguimiento de recomendaciones	100	Plan Anual
04	Examen Gestión-Financiero	A los contratos de Mantenimiento de Vehículos durante el año 2015	100	Plan Anual
05	Examen Financiero-Técnico	A los procesos de Contratación de Bienes y Servicios para Operación y Mantenimiento.	100	Plan Anual
06	Examen Financiero-Técnico	Al programa de Inversión FERUM 2015.	100	Plan Anual
07	Examen Gestión-Financiero	Al Pago de Horas Extras	100	Plan Anual
08	Examen Gestión-Financiero	A los procesos de Ínfima Cuantía Firma CPTELECOM	100	Plan Anual

Fuente: Auditoría Interna

Las actividades, han sido cumplidas y tramitadas en el 100%, a través de las cuáles, se emitieron recomendaciones, que, en su ámbito de aplicación e implementación por parte de la Administración, ha servido para mejorar la gestión de la Empresa.

#### **8.4 SÍNTESIS DE LAS ACTIVIDADES DESARROLLADAS**

Es necesario, sintetizar el trabajo desarrollado en el transcurso del ejercicio económico 2016.

##### **8.4.1 EXAMEN ESPECIAL AL PROYECTO SIGDE.**

El Examen Especial al Proyecto SIGDE, se realizó en cumplimiento al Plan Anual de Actividades de Auditoría Interna para el año 2016, por el periodo comprendido entre el 01-01-2010 al 30-06-2015.

Entre los objetivos principales, se consideraron los siguientes:

- Verificar la estandarización y homologación de: procesos, procedimientos, semántica, equipos y dispositivos inteligentes, adopción de un modelo común CIM.
- Comprobar si existe mejora en la reducción de tiempos de localización de fallas y restauración del servicio.
- Verificar que los valores económicos del Proyecto, hayan sido utilizados de manera correcta y oportuna; y, registrados contablemente.

Como resultado del examen, se emitirán recomendaciones, las mismas que serán evaluadas, su cumplimiento en el presente ejercicio económico.

##### **8.4.2 EXAMEN ESPECIAL AL CUMPLIMIENTO DE RESOLUCIONES EMITIDAS POR EL DIRECTORIO Y JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS DE LA EMPRESA.**

El Examen Especial: Al cumplimiento de Resoluciones emitidas por la Junta General de Accionistas y Directorio de la Empresa, se realizó en sujeción al Plan Anual de Actividades de Auditoría Interna para el año 2016, por el periodo comprendido entre el 01-01-2015 al 31-12-2015.

Entre los objetivos principales, se consideraron los siguientes:

- Evaluar el grado de cumplimiento de las Resoluciones formuladas por los Organismos Directivos y Control de la Empresa.
- Intervenir en forma directa en cada área de la Empresa, a fin de asesorar en la aplicación e implementación de las Resoluciones respectivas.

Las resoluciones emitidas por la Junta General y Directorio, han sido cumplidas en el 100%. Situación que ha permitido mejorar las actividades e índices de gestión de la Empresa.

##### **8.4.3 EXAMEN ESPECIAL A LA EVALUACIÓN, APLICACIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE LAS RECOMENDACIONES FORMULADAS POR LOS ORGANISMOS DE CONTROL DE LA EMPRESA.**

El Examen Especial: A la Evaluación, Aplicación e Implementación de Recomendaciones Formuladas por los Organismos de Control de la Empresa. Se realizó en cumplimiento al Plan Anual de Actividades año 2016, por el periodo comprendido entre el 01-01-2015 al 31-12-2015.

Entre los objetivos principales, se consideraron los siguientes:

- Evaluar el grado de aplicación e implementación de las Recomendaciones dadas por los Organismos de Control de la Empresa.
- Proponer mecanismos y procedimientos de aplicación de las recomendaciones en referencia.
- Participar en forma directa en cada área de la Empresa, con el propósito de asesorar en la aplicación e implementación de las Recomendaciones formuladas.

Como resultado del examen, se emitieron recomendaciones, las mismas que del seguimiento y evaluación efectuada, se determinó que fueron aplicadas el 100%.

#### **8.4.4 EXAMEN ESPECIAL A LOS PROCESOS DE CONTRATACIÓN DE BIENES Y SERVICIOS PARA LA OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.**

El Examen Especial a los Procesos de Contratación de Bienes y Servicios para la Operación y Mantenimiento, se efectuó en cumplimiento al Plan Anual de Actividades de Auditoría Interna para el año 2016, por el período comprendido entre el 01-01-2015 al 31-12-2015.

Entre los objetivos principales, se consideraron los siguientes:

- Verificar el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y normativas, en la contratación de bienes y servicios para la Operación y Mantenimiento.
- Determinar la legalidad, veracidad, propiedad; y, oportunidad de la documentación, y registros que respaldan la utilización de los recursos para la Operación y Mantenimiento.

Como resultado del examen, se emitieron recomendaciones, las mismas que del seguimiento y evaluación efectuada, se estableció que fueron aplicadas el 100%.

#### **8.4.5 EXAMEN ESPECIAL AL PROGRAMA DE INVERSIÓN FERUM 2015**

El Examen Especial al Programa de Inversión FERUM 2015, se realizó en cumplimiento al Plan Anual de Actividades de Auditoría Interna para el año 2016, por el período comprendido entre el 01-01-2016 al 30-08-2016.

Entre los objetivos principales, se consideraron los siguientes:

- Determinar el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y normativas, aplicables para el FERUM.
- Verificar que los valores del FERUM, por concepto de desembolsos, estén registrados contablemente en forma correcta y oportuna.
- Comprobar que el proyecto ejecutado, con recursos financiado con saldos de otros proyectos, cumplan con los diseños, especificaciones técnicas y plazos previstos contractualmente; así como, el impacto social que la misma ha generado.

Como resultado del examen, se emitieron recomendaciones, las mismas que del seguimiento y evaluación efectuada, se estableció que fueron aplicadas el 100%.

#### 8.4.6 EXAMEN ESPECIAL AL PAGO DE HORAS EXTRAS.

El Examen Especial al Pago de Horas Extras, se realizó en cumplimiento al Plan Anual de Actividades de Auditoría Interna para el año 2016, por el período comprendido entre el 01-01-2015 al 31-12-2015.

Entre los objetivos principales, se consideraron los siguientes:

- Evaluar el sistema de control interno aplicado por la Empresa para el pago de horas extras del personal.
- Determinar que los valores por concepto de horas suplementarias y extraordinarias sean los apropiados y dispongan la documentación de respaldo.

Como resultado del examen, se emitirán recomendaciones, las mismas que serán evaluadas, su cumplimiento en el presente ejercicio económico.

#### 8.4.7 EXAMEN ESPECIAL A LOS PROCESOS DE ADQUISICIÓN DE ÍNFIMA CUANTÍA A LA FIRMA CPTTELECOM.

El Examen Especial a los Procesos de Adquisición de Ínfima Cuantía a la firma CPTTELECOM, se realizó con cargo al Rubro Imprevistos, en cumplimiento al Plan Anual de Actividades de Auditoría Interna para el año 2016, por el período comprendido entre el 01-01-2015 al 20-06-2016.

Entre los objetivos principales, se consideraron los siguientes:

- Verificar que los procesos de ínfima cuantía para la adjudicación de bienes y servicios, se hayan ejecutado de conformidad a la Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública, Reglamento; y, Resoluciones del SERCOP.
- Verificar que los procesos de adquisición de bienes y servicios, realizados a la firma CPTTELECOM, a través de ínfima cuantía, tengan la documentación de soporte que permita determinar la legalidad, veracidad y correcta valuación de las transacciones generadas.

#### 8.4.8 EXAMEN ESPECIAL A LOS CONTRATOS DE MANTENIMIENTO DE VEHÍCULOS DURANTE EL AÑO 2015.

El Examen Especial a los Contratos de Mantenimiento de Vehículos durante el año 2015, se realizó en cumplimiento al Plan Anual de Actividades de Auditoría Interna para el año 2016, por el período comprendido entre el 01-01-2014 al 30-06-2016.

Entre los objetivos principales, se consideraron los siguientes:

- Evaluar la eficiencia y eficacia de los contratos de mantenimiento, para los vehículos de la Empresa.
- Verificar el cumplimiento de las disposiciones legales y normativa, en los gastos efectuados por este concepto.
- Determinar si los vehículos de la Empresa, cuenta con un programa de mantenimiento, y si el control que ejerce la unidad administrativa correspondiente, es el correcto.

## 8.5 ÁREAS EXAMINADAS

En sujeción a las disposiciones legales y políticas, establecidas para Auditoría Interna, la acción de control, está orientada, básicamente a la ejecución de Exámenes Financieros, Técnicos y Gestión de los diferentes rubros y áreas, consideradas en el Plan Anual de Actividades para el año 2016, examinando sus procedimientos, con el propósito de mejorar los sistemas y prácticas vigentes, así como, para optimizar la utilización de los recursos humanos, financieros y materiales.

## 8.6 OTRAS ACTIVIDADES CUMPLIDAS POR AUDITORIA INTERNA

Además de las actividades que constan en el Plan Anual de Trabajo para el año 2016, se han cumplido entre otras las siguientes:

- Informe de evaluación de cumplimiento del Plan Anual de Actividades para el año 2015.
- Presentación de informes solicitados por la Gerencia
- Absolución de consultas a la Administración y Áreas de la Empresa
- Se mantuvieron sesiones de trabajo con el Comisario, Auditor Externo de la Contraloría General del Estado
- Se participó en sesiones de Comité de Coordinación Administrativa
- Participación en reuniones de los procesos CAF
- Participación en reuniones de los procesos AFD
- Participación en reuniones de los procesos BID II nacional e internacional
- Participación en reuniones de los procesos BID III nacional e internacional
- Se participó en sesiones de Directorio y Junta General de Accionistas

## 8.7 DESTINO DE LOS INFORMES

Los informes de Auditoría, Exámenes Especiales elaborados en el año 2016, fueron puestos en conocimiento de la Administración y Organismos Directivos, los mismos que contienen recomendaciones orientadas a las diferentes áreas y dependencias de la Empresa, para su aplicación e implementación, con la finalidad de corregir las desviaciones encontradas, y mejorar el control interno administrativo, operativo, financiero; y, técnico.

## 8.8 BASE LEGAL

Los informes de Auditoría y las demás actividades cumplidas, se efectuaron considerando lo estipulado en el artículo Vigésimo Quinto del Estatuto Social de la Empresa, Normas Técnicas de Control Interno, Manual de Auditoría, Reglamentos, Procedimientos, y más disposiciones legales relacionadas.

## 8.9 CRITERIO

En base al Plan Anual de Trabajo para el año 2016, las actividades desarrolladas en las áreas y rubros examinados en su conjunto, permitieron establecer que la Empresa mantiene un Sistema de Control Interno aceptable.

## 8.10 CONCLUSIÓN

Auditoría Interna, en base a las funciones y obligaciones, determinadas en el Estatuto Social de la Empresa y Manual de Auditoría para Empresas Eléctricas del País, ha propuesto objetivos principales y específicos, que se resumen en: Evaluación de la gestión empresarial administrativa, financiera; y, técnica, mediante la realización de Exámenes Especiales de las áreas y cuentas consideradas, en el Plan Anual de Trabajo para el ejercicio económico 2016.

Como resultado de los Exámenes, se han preparado informes con comentarios, conclusiones y recomendaciones, los que tienen como propósito la corrección de las desviaciones encontradas; y, el mejoramiento de las actividades de la Empresa.

En consecuencia, se ha cumplido el 100% lo planificado y programado por Auditoría Interna para el año 2016, sin embargo, es importante manifestar, que durante el ejercicio económico en mención, se ha cumplido otras actividades relevantes en beneficio de la Empresa, los resultados a obtenerse del trabajo efectuado por el Nivel de Control, luego de la aplicación e implementación de las recomendaciones emitidas, permitirán mejorar los índices de gestión de la Empresa; y, optimizar los recursos en la consecución de los objetivos y metas.

## 9 GESTIÓN TALENTO HUMANO

La Jefatura de Talento Humano, cumpliendo las disposiciones emitidas por la Gerencia de la Empresa, según memorando N° EA-GG-2018-3366-M, dentro del marco normativo vigente como es la Ley Orgánica de Empresas Publica, Código de Trabajo, Reglamento Interno, presenta su informe de gestión, en apego a la planificación estratégica Institucional.

**Objetivo.** - Lograr una gestión eficiente en el ámbito de la Administración del Talento Humano, mediante la aplicación de la normativa vigente, administrar los recursos de forma adecuada en coordinación con la Dirección Financiera, y Gerencia.

### Acciones:

El área de Talento Humano de la Empresa Eléctrica Azogues, tiene bajo su responsabilidad el manejo del recurso humano como una de las principales tareas, elaboración del rol de pagos, liquidación de contratos, comisiones, pago de aportes al IESS, pagos servicios generales, la dotación de uniformes, ropa de protección para épocas de lluvias y frío, capacitación y otros, además realiza el control de vehículos tanto en lo que se relaciona con mantenimiento preventivo y correctivo, dirige todos los procesos de adquisiciones de accesorios y partes de los vehículos, los trabajos de latonería, pintura y reparación de motores y demás partes del parque automotor de la Empresa.

En el año 2016, la Jefatura de Talento Humano, por intermedio de la Médico de la Empresa, realizo chequeos y evaluaciones medicas a todo el personal estable y contratado de la Empresa.

En forma similar se encarga del mantenimiento de los edificios y oficinas buscando mantener las instalaciones físicas y sanitarias en las mejores condiciones para que las tareas diarias de desarrollen eficientemente.

De igual manera, la Jefatura de Talento Humano, se encarga de contratar todo lo relacionado con la póliza de seguros ramos generales, seguridad privada, y servicios diversos.

### 7.3 Distributivo de sueldos

Para el ejercicio Económico 2016, se cumplió en su totalidad el pago de sueldos y salarios a todo el personal de la Empresa, información que fue reportada al SISDAT, mensualmente, según el siguiente detalle.

SUELDOS PAGADOS AÑO 2016						
MESES	VALOR TOTAL MENSUAL ESTABLE	VALOR TOTAL CONTRATADOS	Nº PERSONAL ESTABLE	Nº PERSONAL CONTRATADO	SUELDO MENSUAL PROMEDIO	SUELDO PROMEDIO CONTRATADOS
ENERO	259.764,14	7.935,29	133	17	1.953,10	466,80
FEBRERO	229.501,90	19.953,98	131	18	1.751,90	1.108,60
MARZO	228.648,89	16.541,55	131	19	1.745,40	870,60
ABRIL	228.264,82	13.966,47	128	16	1.783,30	872,90
MAYO	226.886,43	15.785,10	128	18	1.772,60	877,00
JUNIO	229.128,93	18.446,32	128	20	1.709,10	922,30
JULIO	225.742,63	18.345,53	128	20	1.763,61	917,28
AGOSTO	226.658,73	18.446,32	126	20	1.798,90	922,30
SEPTIEMBRE	226.725,03	19.136,05	126	21	1.799,40	911,20
OCTUBRE	226.725,03	19.136,05	126	21	1.799,41	911,24
NOVIEMBRE	229.872,23	19.825,78	126	22	1.824,38	901,17
DICIEMBRE	224.808,90	19.825,78	124	22	1.812,98	901,17
<b>TOTAL</b>	<b>2.762.727,66</b>	<b>207.344,22</b>				

#### 7.4 Gestión del Recurso humano

En esta etapa se cumplieron las actividades orientadas a la provisión de ropa de trabajo a todo el personal de la Empresa, esto en concordancia con la función que cumple dentro de la organización, en forma similar se dotó de ropa apropiada para la estación lluviosa, que consiste en impermeables y calzado, actividad cumplida en un 100%.

La capacitación en temas básicamente relacionados con la seguridad y salud del personal, así como en temas de gestión ambiental y otros que se encuentran relacionados con la actividad que realizan en la Empresa.

#### 7.5 Gestión del parque automotor

En este punto lo que se pretendió es anticipar criterios en base a datos referenciales y estadísticas de los trabajos que deben desarrollarse en el transcurso del 2016, producto del mantenimiento preventivo de los vehículos que son parte de la Empresa y cuya finalidad es mantenerlos en las mejores condiciones de funcionamiento para que de esta manera garanticen la integridad de quienes están a cargo de los mismos así como de quienes diariamente son transportados hacia sus diferentes sitios de trabajo, en el año 2016, se trabajó con 32 vehículos desde el mes de enero a marzo de 2016, con el detalle de vehículos siguientes:

**VEHICULOS DE LA EMPRESA ELECTRICA ENERO-ABRIL 2016**

UNID ADES	TIPO	TRANS MISION	COMBUS TIBLE	PASAJ EROS	TONE LAJE	MOTOR	CHASIS	PLACA	AÑO	ETAPA
1	JEP	SIMPLE	GASOLINA	5	0,75 T	G6EA6A644352	KMHSG81DP70071528	UBX0579	2007	ADMINISTRACION
2	CAMIONETA	DOBLE	GASOLINA	2	1,00 T	6CD1220400	8LBDTF2B550211826	UBW0680	2005	CLIENTES
3	CAMIONETA	DOBLE	GASOLINA	2	2,00 T	6VD1220390	8LBDTF2B450211820	UBW0678	2005	CONSTRUCCIONES
4	CAMIONETA	DOBLE	GASOLINA	2	1,00 T	6VD14220405	8LBDTF2B450211817	UBW0681	2005	DISTRIBUCION
5	CAMIONETA	DOBLE	GASOLINA	2	1,00 T	6VD1220399	8LBDTF2B050211815	UBW0682	2005	DISTRIBUCION
6	CAMIONETA	DOBLE	GASOLINA	5	0,75 T	6VD1219529	8LBDTF1B650002726	UBW0679	2005	DISTRIBUCION
7	CAMIONETA	DOBLE	GASOLINA	5	0,75 T	3083246	9FH33UN6848002216	UBW0503	2004	DISTRIBUCION
8	CAMIONETA	DOBLE	GASOLINA	2	2,00 T	6VD1030698	8LBTF525H10	UBP0949	2001	CLIENTES
9	CAMIONETA	SIMPLE	GASOLINA	2	2,00 T	4YO347846	YK1109005588	UBJ0479	1993	MEDIDORES
10	CAMIONETA	SIMPLE	GASOLINA	2	1,00 T	4ZD184846	907101185	UBH0433	1990	BODEGA
11	CAMIONETA	SIMPLE	GASOLINA	2	2,00 T	470312817	YK1109003926	UBH0838	1992	MEDIDORES
14	JEEP	DOBLE	GASOLINA	5	0,75 T	G16B727400	8LBSE447D0020515	UBA5127	2013	COMERCIALIZACION
15	CAMIONETA	DOBLE	GASOLINA	2	2,00 T	1FZO165625	FZJ759003626	UBM0350	1995	ALUMBRADO P.
16	CAMIONETA	DOBLE	GASOLINA	5	0,75 T	411238922R	RN1067008780	UBM0691	1996	PERDIDAS
17	CAMIONETA	DOBLE	GASOLINA	5	0,75 T	22R4105701	RN1067008373	UBM0348	1995	CLIENTES
18	CAMIONETA	DOBLE	GASOLINA	5	0,75 T	22R4105851	RN1067008386	UBM0349	1995	MEDIDORES
19	CAMIÒN	SIMPLE	GASOLINA	2	6,00 T	1FDXF70J8TVA16612	1FDXF70J8TVA16612	UBN0207	1996	CONSTRUCCIONES
20	CAMIONETA	DOBLE	GASOLINA	5	0,75 T	3085316	9FH33UNG848002215	UBW0499	2004	CONSTRUCCIONES
21	CAMIONETA	DOBLE	DIESEL	5	1,5 T	4JH 1374799	8LBETF3E1D0216663	UBA5125	2013	ADMINISTRACION
22	CAMIÒN	SIMPLE	GASOLINA	2	15,00 T	571642292	3FRXFTSE64V693926	UBW0677	2004	DISTRIBUCION
23	JEEP	SIMPLE	GASOLINA	5	0,75	J20A190364	8LDFTLS2V20010521	UBR0593	2002	ADMINISTRACION
24	CAMIONETA	SIMPLE	GASOLINA	2	1,00 T	G6359345	8LFUNYO6A8M000009	UBY0635	2008	PERDIDAS
25	CAMIONETA	DOBLE	GASOLINA	5	0,75 T	G6378522	8.FUNYO699MOO1297	UBY0636	2009	DISTRIBUCION
26	CAMIONETA	DOBLE	GASOLINA	5	0,75 T	6VE1289909	8LBETF3GOB0068309	UBA1265	2011	DISTRIBUCION
27	CAMIONETA	DOBLE	GASOLINA	5	0,75 T	6VE1289994	8LBETF3GOB0068312	UBA1264	2011	CLIENTES
28	CAMIONETA	DOBLE	GASOLINA	5	0,75 T	6VE1290018	8LBETF361B0069808	UBA1263	2011	PLANIFICACION
29	CAMIONETA	DOBLE	DIESEL	5	1,5 T	4JH 1377923	8LBETF3EOD0216606	UBA5131	2013	PERDIDAS
30	CAMIONETA	DOBLE	DIESEL	5	1,5 T	4JH 1374757	8LBETF3E8D0216661	UBA5123	2013	CONSTRUCCIONES
31	CAMIONETA	DOBLE	DIESEL	5	1,5 T	4JH 1377928	8LBETF3E8D0216605	UBA5124	2013	DISTRIBUCION
32	CAMIONETA	DOBLE	DIESEL	5	1,5 T	4JH 1383833	8LBETF3E3D0216745	UBA5126	2013	COMERCIALIZACION

La Empresa Eléctrica Azogues en abril del 2016 con un presupuesto aprobado realiza una compra de 5 vehículos mediante el catalogo electrónico, se adquiere 3 camionetas liv dmax 4x4 cabinas sencillas por un monto de \$92688.30 y se adquiere dos camionetas liv dmax 4x4 doble cabinas por un monto de \$66525.7. El total de las inversiones en vehículos fue de \$159.214,00, desde abril a diciembre de 2016 se dispone de un parque automotor siguiente:

VEHICULOS DE LA EMPRESA ELECTRICA ABRIL-DICIEMBRE 2016										
UNIDADES	TIPO	TRANSMISION	COMBUSTIBLE	PASAJEROS	TONE LAJE	MOTOR	CHASIS	PLACA	AÑO	ETAPA
1	JEP	SIMPLE	GASOLINA	5	0,75 T	G6EA6A644352	KMHSG81DP70071528	UBX0579	2007	ADMINISTRACION
2	CAMIONETA	DOBLE	GASOLINA	2	1,00 T	6CD1220400	8LBDF2B550211826	UBW0680	2005	CLIENTES
3	CAMIONETA	DOBLE	GASOLINA	2	2,00 T	6VD1220390	8LBDF2B450211820	UBW0678	2005	CONSTRUCCIONES
4	CAMIONETA	DOBLE	GASOLINA	2	1,00 T	6VD14220405	8LBDF2B450211817	UBW0681	2005	DISTRIBUCION
5	CAMIONETA	DOBLE	GASOLINA	2	1,00 T	6VD1220399	8LBDF2B050211815	UBW0682	2005	DISTRIBUCION
6	CAMIONETA	DOBLE	GASOLINA	5	0,75 T	6VD1219529	8LBDF1B650002726	UBW0679	2005	DISTRIBUCION
7	CAMIONETA	DOBLE	GASOLINA	5	0,75 T	3083246	9FH33UN6848002216	UBW0503	2004	DISTRIBUCION
8	CAMIONETA	DOBLE	GASOLINA	2	2,00 T	6VD1030698	8LBTF25H10	UBP0949	2001	CLIENTES
9	CAMIONETA	SIMPLE	DIESEL	2	1,5	4JJ1NJ8537	8LBETF4N0G0392588	UBA6454	2016	MEDIDORES
10	CAMIONETA	DOBLE	DIESEL	5	0,75 T	4JJMA3382	8LBETF3N4H0352064	UBA6585	2017	LECTURAS
11	CAMIONETA	SIMPLE	DIESEL	2		4JJ1NM4348	8LBETF4N1G0388422	UBA6455	2016	MEDIDORES
12	CAMIONETA	SIMPLE	GASOLINA	2	2,00 T	4JJ1NM4350	8LBETF4N1G0388419	UBA6452	2016	COMERCIALIZACION
13	CAMIONETA	DOBLE	DIESEL	5	1,25	4JJ1NH8080	8LBETF3N9G0383907	UBA6453	2016	TALENTO HUMANO
14	JEP	DOBLE	GASOLINA	5	0,75 T	G16B727400	8LBSE447D0020515	UBA5127	2013	COMERCIALIZACION
15	CAMIONETA	DOBLE	GASOLINA	2	2,00 T	1FZO165625	FZJ759003626	UBM0350	1995	ALUMBRADO P.
16	CAMIONETA	DOBLE	GASOLINA	5	0,75 T	411238922R	RN1067008780	UBM0691	1996	PERDIDAS
17	CAMIONETA	DOBLE	GASOLINA	5	0,75 T	4JJ1RT5585	8LBETF3N6JO382446	UBA7277	2017	CLIENTES
18	CAMIONETA	DOBLE	GASOLINA	5	0,75 T	4JJ1RT0222	8LBETF3N2J0382010	UBA7278	2017	MEDIDORES
19	CAMIÓN	SIMPLE	GASOLINA	2	6,00 T	1FDXF70J8TVA16612	1FDXF70J8TVA16612	UBN0207	1996	CONSTRUCCIONES
20	CAMIONETA	DOBLE	GASOLINA	5	0,75 T	3085316	9FH33UNG848002215	UBW0499	2004	CONSTRUCCIONES
21	CAMIONETA	DOBLE	DIESEL	5	1,5 T	4JH 1374799	8LBETF3E1D0216663	UBA5125	2013	ADMINISTRACION
22	CAMIÓN	SIMPLE	GASOLINA	2	15,00 T	571642292	3FRXFTSE64V693926	UBW0677	2004	DISTRIBUCION
23	JEEP	SIMPLE	GASOLINA	5	0,75	J20A190364	8LDFTL2V20010521	UBR0593	2002	ADMINISTRACION
24	CAMIONETA	SIMPLE	GASOLINA	2	1,00 T	G6359345	8LFUNYO6A8M000009	UBY0635	2008	PERDIDAS
25	CAMIONETA	DOBLE	GASOLINA	5	0,75 T	G6378522	8.FUNYO699MOO1297	UBY0636	2009	DISTRIBUCION
26	CAMIONETA	DOBLE	GASOLINA	5	0,75 T	6VE1289909	8LBETF3GOB0068309	UBA1265	2011	DISTRIBUCION
27	CAMIONETA	DOBLE	GASOLINA	5	0,75 T	6VE1289994	8LBETF3GOB0068312	UBA1264	2011	CLIENTES
28	CAMIONETA	DOBLE	GASOLINA	5	0,75 T	6VE1290018	8LBETF361B0069808	UBA1263	2011	PLANIFICACION
29	CAMIONETA	DOBLE	DIESEL	5	1,5 T	4JH 1377923	8LBETF3EOD0216606	UBA5131	2013	PERDIDAS
30	CAMIONETA	DOBLE	DIESEL	5	1,5 T	4JH 1374757	8LBETF3E8D0216661	UBA5123	2013	CONSTRUCCIONES
31	CAMIONETA	DOBLE	DIESEL	5	1,5 T	4JH 1377928	8LBETF3E8D0216605	UBA5124	2013	DISTRIBUCION
32	CAMIONETA	DOBLE	DIESEL	5	1,5 T	4JH 1383833	8LBETF3E3D0216745	UBA5126	2013	COMERCIALIZACION

Fuente: Recursos Humanos

## 7.6 Gestión de alimentación, subsistencias y otros

Dentro de este aspecto se ha contemplado lo que se relaciona con el servicio del LUNCH que la Empresa viene proporcionando a sus servidores, para los trabajadores, se les cancela USD. 4,00, diarios para el servicio de alimentación (almuerzos).

## 7.7 Gestión pago arriendos y otros

En lo que se refiere al pago de arriendos, la Jefatura de Talento Humano a presupuestado el pago de arriendos del Centro Comercial Caracol, Centro Comercial Bartolomé Serrano, Centro de recaudación Déleg, bodega de postes en el sector de Virgen Pamba, pago de servicios básicos, aportes al IESS, entre otros, pagos que se han cumplido en un 100%.

## 7.8 Gestión Seguros Ramos Generales, y Seguro de vida Trabajadores

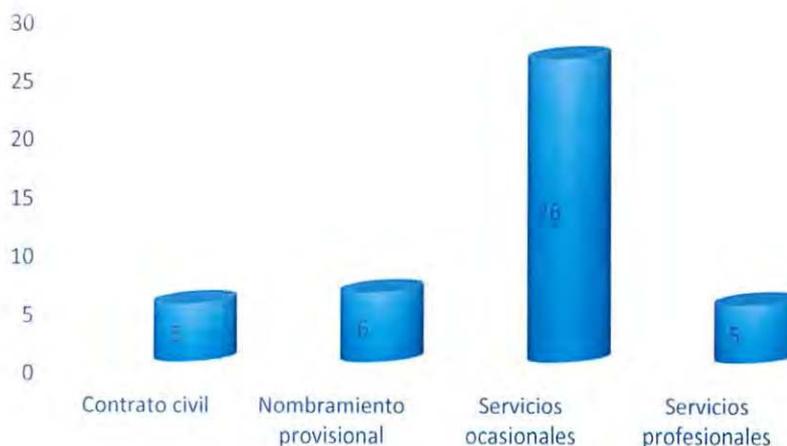
La Empresa Eléctrica contrató con Seguros Sucre, todo el paquete de pólizas ramos generales, para el año 2016, con vigencia desde el 01 de febrero 2016, al 01 de febrero de 2017, de igual manera se contrató la póliza de vida de los Trabajadores amparados por el Contrato Colectivo con la Aseguradora Equivida, gestión cumplida en su totalidad. 100%.

## 7.9 Contratos legalizados año 2016.

Empresa Eléctrica Azogues, en el año 2016 celebro 42 contratos detallados de la siguiente manera:

- Contrato civil 5.
- Nombramiento provisional 6.
- Servicios ocasionales 26.
- Servicios profesionales 5

## CONTRATOS EJECUTADOS AÑO 2016



## 10 RECOMENDACIONES

- Fortalecer la gestión de los Programas BID 1, BID 2 y AFD, para continuar con los programas de reforzamiento y la conclusión de importantes obras de subtransmisión, para la consolidación de este sistema.
- Es necesario el apoyo del Ministerio, para mejorar la operación del sistema eléctrico, incorporando al SCADA, el SAS de la Subestación Azogues2 y contar de esta manera con una integración operativa total, de acuerdo a los requerimientos planteados.
- 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.
- Es necesario fortalecer las acciones para a través de un programa sostenido de trabajo incorporar sistemáticamente las funciones y aplicaciones del ADMS, utilizando para ello el conocimiento de los profesionales de la Empresa, que permitan sistemáticamente ir concretando el Proyecto SIGDE, que permitirá mejorar la Gestión de la Distribución en la Empresa.
- Realizar estudios de factibilidad de proyectos de electrificación financiados por el MEER, orientados a cubrir en el 100% de la población servida y para mejorar la infraestructura técnica existente.
  - Elaborar instructivos y reglamentos, que permitan una mejor aplicación de la normativa vigente.
  - Implementar un plan de austeridad que le permita a la Empresa ser sostenible en el futuro.

Atentamente,



Ing. Franklin Isaac Quiñonez Morocho

GERENTE DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES C. A.

30/10/2018.

