



# **UNIVERSIDAD DE CUENCA**

## **Facultad de Ciencias Químicas**

### **Maestría en Planificación y Gestión Energéticas**

#### **“EFICIENCIA ELÉCTRICA EN ALIMENTADORES PRIMARIOS DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C. A. – ECUADOR”**

**Autor**

**José Raúl Rivera Calle**

**Director**

**Mst. Edgar Manuel Chérrez Ávila**

**Cuenca - Ecuador**

**2013**



## RESUMEN

### “EFICIENCIA ELÉCTRICA EN ALIMENTADORES PRIMARIOS DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C. A. ECUADOR”

El presente trabajo tiene como objetivo principal, lograr la eficiencia eléctrica en los alimentadores primarios de distribución de la CENTROSUR, para lograr este cometido, ha sido necesario realizar en primer lugar un análisis de los indicadores y mediciones disponibles sobre la calidad del producto (índices de calidad) y en segundo lugar, las condiciones físicas y técnicas que actualmente tienen los alimentadores (pérdidas). Para facilitar el análisis, procedimos a escoger un alimentador, que históricamente esté entre los que mayores problemas de confiabilidad y calidad ha presentado, que es el alimentador 0523

Dentro del análisis de las condiciones actuales de funcionamiento del alimentador 0523, se realiza la modelación digital por medio del programa computacional CYMDIST, tanto para el estado actual del alimentador, como con la implementación de medidas correctivas propuestas, las mismas que consisten en la reconfiguración del alimentador y el balance de fases.

Con los resultados obtenidos se realiza una evaluación por medio de cuadros comparativos que nos indican los logros alcanzados y el beneficio técnico de su implementación.

Finalmente se realiza el análisis económico de las medidas propuestas vs. las condiciones actuales, apoyándonos en herramientas financieras como el TIR, VAN, B/C etc.

**Palabras Clave:** Distribución eléctrica, Alimentadores primarios, Eficiencia Energética



## ABSTRACT

The main objective of this essay is to achieve the electricity efficiency in the primary feeders of distribution of the CENTROSUR; in order to achieve this endeavor, first, it has been necessary to accomplish an analysis of the indicators and available measurements on the quality of the product (index of quality) and secondly, the physical conditions and techniques that feeders currently have (losses). In order to make analysis easy, we proceeded to choose a feeder that has historically presented the biggest problems of reliability and quality; that feeder is number 0523.

Inside the analysis of the present conditions of functioning of feeder 0523, the CYMDIST computational program accomplishes the digital modeling for both, the present condition of the feeder and the implementation of corrective proposed measures which consist on the reconfiguration of the feeder and the balance of phases.

An evaluation is accomplished with the obtained results by means of comparative charts which indicate the achievements and the technical benefit of its implementation.

Finally the economic analysis of the measures proposed vs. the present conditions is accomplished, leaning on financial tools like the IRR, NPV, B/C, etc.



## ÍNDICE DE CONTENIDOS

<b>DEDICATORIA</b>	<b>13</b>
<b>AGRADECIMIENTO</b>	<b>15</b>
<b>ÍNDICE DE CONTENIDOS</b>	<b>4</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS Y TABLAS</b>	<b>8</b>
<b>RESUMEN</b>	<b>2</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>16</b>
<b>FORMULACIÓN DEL PROBLEMA</b>	<b>16</b>
<b>HIPÓTESIS</b>	<b>17</b>
<b>OBJETIVO GENERAL</b>	<b>17</b>
<b>OBJETIVOS ESPECÍFICOS</b>	<b>18</b>
<b>CAPÍTULO I</b>	<b>19</b>
<b>GENERALIDADES</b>	<b>19</b>
<b>1.1 INTRODUCCIÓN</b>	<b>19</b>
1.1.1 PÉRDIDAS DE ENERGÍA	20
<b>1.2 SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN A NIVEL MUNDIAL</b>	<b>21</b>
1.2.1 MODELO EUROPEO DE REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN	21
1.2.2 MODELO NORTEAMERICANO (USA) DE REDES DE DISTRIBUCIÓN	22
<b>1.3 SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN EN EL ECUADOR</b>	<b>23</b>
1.3.1 ENTIDADES QUE MANEJAN EL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO	25
1.3.2 MARCO REGULATORIO Y LEGISLATIVO	25
1.3.3 ELECTRIFICACIÓN RURAL	27
1.3.4 EL MERCADO ELÉCTRICO ECUATORIANO	27
<b>1.4 SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN EN LA CENTROSUR</b>	<b>28</b>
1.4.1 RESEÑA HISTÓRICA Y DATOS GENERALES	28
1.4.2 ASPECTOS GENERALES DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN EN LA CENTROSUR	30



<b>1.5 ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN URBANOS Y RURALES</b>	<b>31</b>
1.5.1 ALIMENTADORES URBANOS	31
1.5.1.1 REDES DE DISTRIBUCIÓN AÉREAS	31
1.5.1.2 REDES DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEAS	31
<b>1.6 IMPORTANCIA DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>32</b>
<b>1.7 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO</b>	<b>33</b>
<b>CAPÍTULO II</b>	<b>35</b>
<b>SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICO DE LA CENTROSUR</b>	<b>35</b>
<b>2.1 INTRODUCCIÓN</b>	<b>35</b>
<b>2.2 DESCRIPCIÓN DEL ESCENARIO</b>	<b>35</b>
<b>2.3 DESCRIPCIÓN DE LA RED ELÉCTRICA QUE PRESTA EL SERVICIO EN EL CANTÓN CUENCA</b>	<b>39</b>
<b>2.4 DESCRIPCIÓN DE LA RED DE ALIMENTADORES PRIMARIOS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>40</b>
<b>2.5 PERDIDAS EN ALIMENTADORES PRIMARIOS</b>	<b>43</b>
2.5.1 PÉRDIDAS DE POTENCIA EN ALIMENTADORES PRIMARIOS	43
2.5.2 PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN ALIMENTADORES PRIMARIOS	45
<b>2.6 FLUJO DE CARGA EN ALIMENTADORES PRIMARIOS</b>	<b>46</b>
<b>2.7 VOLTAJES EN ALIMENTADORES PRIMARIOS</b>	<b>47</b>
2.7.1 REGULACIÓN DE VOLTAJE	47
2.7.2 CAIDA DE VOLTAJE	48
2.7.3 NIVELES DE VOLTAJE	48
<b>2.8 FACTOR DE POTENCIA</b>	<b>49</b>
<b>2.9 CARGABILIDAD EN CONDUCTORES</b>	<b>50</b>
2.9.1 LÍMITES DE CARGABILIDAD ECONÓMICA	50
2.9.2 NIVEL DE CARGA ÓPTIMO	50
<b>2.10 PARÁMETROS E INDICADORES DE ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LA CENTROSUR</b>	<b>51</b>
2.10.1 NIVELES DE VOLTAJE	53
2.10.2 CARGABILIDAD Y PÉRDIDAS DE ENERGÍA	54
2.10.3 CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO	55



<b>2.11 CONCLUSIONES DEL CAPITULO</b>	<b>58</b>
<b>CAPÍTULO III</b>	<b>59</b>
<b>EVALUACION DEL ALIMENTADOR 0523</b>	<b>59</b>
<b>3.1 INTRODUCCIÓN</b>	<b>59</b>
<b>3.2 DESCRIPCIÓN DEL ALIMENTADOR 0523</b>	<b>59</b>
3.2.1 ESTRUCTURAS SOPORTE DEL ALIMENTADOR	61
3.2.2 SISTEMA DE AISLAMIENTO	62
3.2.3 SISTEMA DE CONDUCCIÓN ELÉCTRICA	62
3.2.4.1 RECONECTADORES	63
3.2.4.2 SECCIONADORES	63
3.2.5 SISTEMA DE CONTROL	64
3.2.5.1 SCADA: SUPERVISIÓN, CONTROL Y ADQUISICIÓN DE DATOS	65
3.2.5.2 UNIDAD TERMINAL REMOTA (UTR)	66
3.2.5.3 CONTROLADOR LÓGICO PROGRAMABLE (PLC)	67
3.2.5.4 TRANSDUCTOR ELÉCTRICO	67
3.2.5.5 ESTACIONES MAESTRAS	67
3.2.6 SISTEMA INFORMÁTICO DE APOYO	67
3.2.7 SISTEMA DE MANTENIMIENTO	68
<b>3.3 EVALUACIÓN DE LAS CONDICIONES ACTUALES DE FUNCIONAMIENTO DEL ALIMENTADOR 0523</b>	<b>69</b>
3.3.1 ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD Y COSTOS DE ANTENIMIENTO	69
3.3.2 INFORMACIÓN ESTADÍSTICA DE LABORES DE MANTENIMIENTO	71
3.3.3 REGISTROS DE MEDICIONES ADICIONALES DE CAMPO	73
<b>3.4 MODELACIÓN DIGITAL</b>	<b>79</b>
<b>3.5 MODELACIÓN DEL ALIMENTADOR 0523, EN CONDICIONES ACTUALES</b>	<b>82</b>
3.5.1 RESULTADOS DE LA MODELACIÓN	83
<b>3.6 IMPLEMENTACIÓN DE ACCIONES Y MEDIDAS CORRECTIVAS.</b>	<b>87</b>
3.6.1 RECONFIGURACIÓN DE ALIMENTADORES	88
3.6.2 BALANCE DE FASES	88
<b>3.7 MODELACIÓN DEL ALIMENTADOR CON LA IMPLEMENTACIÓN DE ACCIONES CORRECTIVAS</b>	<b>89</b>
3.7.1 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS	92
<b>3.8 ANÁLISIS ECONÓMICO</b>	<b>93</b>
3.8.1 ANÁLISIS ECONÓMICO DE LAS SOLUCIONES PROPUESTAS	96
<b>3.9 CONCLUSIONES DEL CAPITULO</b>	<b>99</b>



---

<b>CAPÍTULO IV</b>	<b>101</b>
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>101</b>
<b>4.1 CONCLUSIONES</b>	<b>101</b>
<b>4.2 RECOMENDACIONES:</b>	<b>101</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>104</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>106</b>
<b>Anexo 1.1 GLOSARIO DE TÉRMINOS</b>	<b>106</b>
<b>Anexo 1.2 GLOSARIO DE SIGLAS</b>	<b>110</b>
<b>Anexo 2.1</b>	<b>113</b>
<b>Anexo 2.2</b>	<b>114</b>
<b>Anexo 3.1</b>	<b>115</b>
<b>Anexo 3.1<sup>a</sup></b>	<b>116</b>
<b>Anexo 3.2</b>	<b>119</b>
<b>Anexo 3.2<sup>a</sup></b>	<b>120</b>
<b>Anexo 3.2b</b>	<b>121</b>
<b>Anexo 3.3</b>	<b>122</b>
<b>Anexo 3.4</b>	<b>123</b>
<b>Anexo 3.5 Reconfiguración tramo: Molleturo – Hierba Buena</b>	<b>124</b>
<b>Anexo 3.6 Resumen presupuestario Reconfiguración tramo Molleturo – Hierba Buena</b>	<b>125</b>
<b>Anexo 3.7 Cambio de conductor Tres Cruces – Leonhuayco</b>	<b>126</b>
<b>Anexo 3.8 Resumen presupuestario del cambio de conductor Tres Cruces – Leonhuayco</b>	<b>127</b>



## ÍNDICE DE FIGURAS Y TABLAS

### CAPITULO I

#### FIGURAS:

<b>Figura 1.1:</b> Esquema básico de un SEP y sus componentes	20
<b>Figura 1.2:</b> Red de distribución modelo Europeo	22
<b>Figura 1.3:</b> Red de distribución modelo norteamericano (USA)	23
<b>Figura 1.4:</b> Ubicación geográfica de las áreas de concesión de las diferentes empresas de distribución del Ecuador	24
<b>Figura 1.5:</b> Ubicación geográfica de la CENTROSUR	30

### CAPITULO II

#### TABLAS:

<b>Tabla 2.1:</b> Principales parámetros de la CENTROSUR	38
<b>Tabla 2.2:</b> Ubicación de las diferentes sub estaciones de la CENTROSUR	39
<b>Tabla 2.3:</b> Relación de transformación de las sub estaciones de la CENTRO SUR	41
<b>Tabla 2.4:</b> Clasificación de los alimentadores de la CENTROSUR	42
<b>Tabla 2.5:</b> Límites de variación de voltaje, Regulación 004/01	49
<b>Tabla 2.6:</b> Energía y pérdidas de energía correspondientes al mes de enero de 2012	51
<b>Tabla 2.7:</b> Energía y pérdidas de energía acumulados en los últimos 12 meses al mes de enero de 2012	52
<b>Tabla 2.8:</b> Pérdidas de energía por etapa acumuladas de los últimos 12 meses	53
<b>Tabla 2.9:</b> Parámetros para determinación de índice de pérdidas aplicables a marzo – 2012	53



<b>Tabla 2.10:</b> Caídas de voltaje máximas ocurridas en enero – 2012	52
<b>Tabla 2.11:</b> Cargabilidad y pérdidas de energía en Enero – 2012	54
<b>Tabla 2.12:</b> Límites máximos de los índices FMIK y TTIK	56
<b>FIGURAS:</b>	
<b>Figura 2.1:</b> Ubicación geográfica de la CENTROSUR	36
<b>Figura 2.2:</b> Distribución geográfica del área de concesión	36
<b>Figura 2.4:</b> Clientes por tipo de tarifa	37
<b>Figura 2.5:</b> Número total de trabajadores	37
<b>Figura 2.6:</b> Clientes atendidos por trabajador	38
<b>Figura 2.7:</b> Triangulo de potencias para un sistema senoidal	49
<b>Figura. 2.8:</b> Porcentaje de pérdidas respecto a la energía total del sistema, acumuladas de los últimos 12 meses.	52
<b>Figura 2.9:</b> Índices de calidad del servicio técnico FMIK	57
<b>Figura 2.10:</b> Índices de calidad del servicio técnico TTIK	57

### CAPITULO III

<b>TABLAS:</b>	
<b>Tabla 3.1:</b> Parámetros de la modelación	83
<b>Tabla 3.2:</b> Niveles de voltaje	83
<b>Tabla 3.3:</b> Resumen de pérdidas de potencia	86
<b>Tabla 3.4:</b> Costo anual por pérdidas en el sistema	86
<b>Tabla 3.5:</b> Parámetros de la modelación	89
<b>Tabla 3.6:</b> Resumen de pérdidas de potencia	90
<b>Tabla 3.7:</b> Niveles de voltaje	91



<b>Tabla 3.8:</b> Costo anual por pérdidas en el sistema	91
<b>Tabla 3.9:</b> Ahorro de potencia con los correctivos propuestos	92
<b>Tabla 3.10:</b> Ahorro de energía con los correctivos propuestos	92
<b>Tabla 3.11:</b> Cuadro comparativo con balance de carga	93
<b>Tabla 3.12:</b> Balance de carga	93
<b>Tabla 3.13:</b> Valor del ahorro anual	97
<b>Tabla 3.14:</b> Costo de inversión de las medidas propuestas	97

**FIGURAS:**

<b>Figura 3.1:</b> Dem. Máx. Coincidente y No Coincidente por Subestación	60
<b>Figura 3.2:</b> Demanda Máxima por Alimentador	60
<b>Figura 3.3:</b> Ubicación geográfica y área de servicio del alimentador 0523	61
<b>Figura 3.4:</b> Jerarquía de control en la CENTROSUR	65
<b>Figura 3.5:</b> Número de interrupciones por mes	70
<b>Figura 3.6:</b> Causas Frecuentes Interrupciones Generales	71
<b>Figura 3.7:</b> Alimentadores con Mayor Costo de Mantenimiento	72
<b>Figura 3.8:</b> Actividades más Frecuentes de Mantenimiento	73
<b>Figura 3.9:</b> Registradores de Carga marca Varcorder	74
<b>Figura 3.10:</b> Ubicación de los Puntos de Medición	74
<b>Figura 3.11:</b> Potencias, sector calle Carmela Malo	75
<b>Figura 3.12:</b> Corrientes, sector calle Carmela Malo	76
<b>Figura 3.13:</b> Potencias, sector vía a Misicata	76
<b>Figura 3.14:</b> Corrientes, sector vía a Misicata	76
<b>Figura 3.15:</b> Potencias, sector Tres Cruces	77
<b>Figura 3.16:</b> Corrientes, sector Tres Cruces	78
<b>Figura 3.17:</b> Ventana de comandos y aplicaciones CYMDIST	80



---

<b>Figura 3.18:</b> Ventana de simulaciones CYMDIST	81
<b>Figura 3.19:</b> Ventana de reportes CYMDIST	82
<b>Figura 3.20:</b> Perfil de voltaje en condiciones actuales	84
<b>Figura 3.21:</b> Estado actual del alimentador	85
<b>Figura 3.22:</b> Estado del alimentador con los correctivos propuestos	90
<b>Figura 3.23:</b> Perfil de voltaje con los correctivos propuestos	91



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

Fundada en 1867

Yo, José Raúl Rivera Calle, autor de la tesis "Eficiencia Eléctrica en Alimentadores Primarios de Distribución de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. - Ecuador", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, 16 de julio de 2013

\_\_\_\_\_  
José Raúl Rivera Calle  
0101322543

---

*Cuenca Patrimonio Cultural de la Humanidad. Resolución de la UNESCO del 1 de diciembre de 1999*

Av. 12 de Abril, Ciudadela Universitaria, Teléfono: 405 1000, Ext.: 1311, 1312, 1316

e-mail [cdjbv@ucuenca.edu.ec](mailto:cdjbv@ucuenca.edu.ec) casilla No. 1103

Cuenca - Ecuador



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

Fundada en 1867

Yo, José Raúl Rivera Calle, autor de la tesis "Eficiencia Eléctrica en Alimentadores Primarios de Distribución de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. - Ecuador", reconozco y acepto el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c) de su Reglamento de Propiedad Intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de Magister en Planificación y Gestión Energéticas. El uso que la Universidad de Cuenca hiciera de este trabajo, no implicará afección alguna de mis derechos morales o patrimoniales como autor.

Cuenca, 16 de julio de 2013

José Raúl Rivera Calle  
0101322543

---

Cuenca Patrimonio Cultural de la Humanidad. Resolución de la UNESCO del 1 de diciembre de 1999

Av. 12 de Abril, Ciudadela Universitaria, Teléfono: 405 1000, Ext.: 1311, 1312, 1316

e-mail [cdjbv@ucuenca.edu.ec](mailto:cdjbv@ucuenca.edu.ec) casilla No. 1103

Cuenca - Ecuador



## **Dedicatoria**

*A DIOS el gran arquitecto del universo, a toda mi familia en especial a mi querida esposa Kathy, a mis hijos Raúl Sebastián, Pedro José y David Esteban, y a mis gemelitas Katy Gabriela y Sofía Gabriela, por todo su apoyo paciencia y comprensión. Mil gracias.*

**Raúl**



## **Agradecimiento**

*A mi Director de Tesis Mst. Edgar Chérrez Ávila, por su meritoria colaboración y apoyo, a la Mst. Cecilia Castro, al Dr. Manuel García Renté, al Ing. Rodrigo Sempértegui Álvarez y demás miembros del distinguido tribunal, a los Ingenieros Carlos Delgado Garzón, Ramiro Ávila Campoverde y Juan Ugalde Delgado, Directivos de la CENTROSUR, por toda su generosa ayuda y apoyo brindado durante este proceso.*

**Raúl**



---

## INTRODUCCIÓN

De los sistemas que componen las redes eléctricas, son los sistemas de distribución los que presentan los índices más altos de pérdidas técnicas y no técnicas de energía.

Debido a esto actualmente el esfuerzo de las empresas de distribución está centrado en la eliminación de las pérdidas no técnicas y en la reducción de las pérdidas técnicas.

Por esta razón, las empresas distribuidoras de energía eléctrica requieren operar los sistemas con criterios técnicos de economía, confiabilidad y seguridad apropiados para garantizar la calidad del servicio a los clientes, cumpliendo con las normas técnicas exigidas y mínimo tiempo de interrupción del servicio, buscando siempre tener el menor índice posible de pérdidas en el sistema.

## FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

La eficiencia eléctrica en los alimentadores primarios de distribución está reflejada tanto en el nivel de pérdidas que cada uno de estos elementos pueda producir, como en los índices de calidad registrados.

Las estadísticas de pérdidas eléctricas en las empresas distribuidoras a nivel nacional, muestran un problema al cuál se le debe dar mucha importancia, por cuanto los niveles registrados, no están dentro de los parámetros y estándares mundiales que la normativa vigente exige.

En cuanto a la calidad, en los artículos 6 y 8 del Reglamento Sustitutivo del Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad, RSRSE, y en los Contratos de Concesión suscritos entre el CONELEC y las empresas distribuidoras, se determina que estas, están obligadas a proporcionar el servicio eléctrico a sus consumidores, dentro de los niveles de calidad exigidos.



En la Regulación No. CONELEC 004/01, que se refiere a la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución, se definen los índices y parámetros de calidad del servicio técnico y comercial del producto, así como los rangos permitidos para cada uno de estos.

## **HIPÓTESIS**

Es posible lograr eficiencia eléctrica en alimentadores primarios de distribución, mediante la implementación de un plan de reducción de pérdidas técnicas, basado en la reconfiguración y el balance de fases.

Adicionalmente, con la reconfiguración se obtiene un alivio en la cargabilidad de las líneas y el mejoramiento del perfil de voltaje del sistema.

El balance de fases consiste en hallar una configuración adecuada de conexión de las cargas para cada una de las fases del sistema, con el fin de garantizar que la corriente que circula por estas sea aproximadamente igual. De esta manera se garantiza una reducción efectiva del nivel de pérdidas.

Finalmente estas acciones se reflejarán en la calidad tanto del servicio como del producto y los costos de mantenimiento del sistema disminuirán.

## **OBJETIVOS:**

### **OBJETIVO GENERAL**

Determinar y cuantificar las pérdidas de energía y los parámetros de operación del alimentador 0523 de la CENTROSUR, tendientes a formular alternativas de solución que permitan reducir dichas pérdidas y mejorar su operación, que a la vez sirvan de base para que puedan ser usados en otros alimentadores.



---

## OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Recopilar la información necesaria para el estudio técnico del alimentador 0523 de la CENTROSUR.

Determinar las pérdidas de potencia, pérdidas de energía, perfil de voltaje y cargabilidad de los conductores con la ayuda del paquete computacional CYMDYST 5.02

Realizar un análisis de los parámetros determinados en el punto anterior

Proponer alternativas tendientes a mejorar las condiciones actuales de funcionamiento del alimentador 0523, en especial lo referente a la reducción de pérdidas, balance de fases, mejoramiento de los niveles de voltaje y optimizar la cargabilidad de los conductores, todo esto considerando aspectos técnicos y económicos



## CAPÍTULO I

### GENERALIDADES

#### 1.1 INTRODUCCIÓN

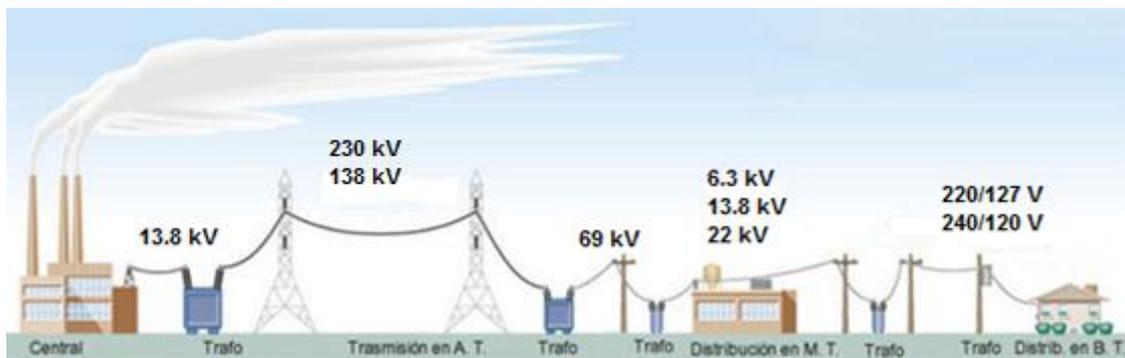
De todas las formas de energía conocidas en la actualidad, la que más se emplea para dinamizar la economía de cualquier país, es la energía eléctrica.

Las bases de la energía eléctrica fueron cimentadas a mediados del siglo XIX, cuando el científico inglés, Michael Faraday, en el año de 1831, descubrió el fenómeno de la inducción electromagnética. Las posteriores investigaciones de la interacción de los conductores de corriente eléctrica con el campo electromagnético posibilitaron la creación de generadores eléctricos, que transforman la energía mecánica del movimiento giratorio en energía eléctrica. Todos estos descubrimientos, formaron la base de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP).

Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), se define como el conjunto de elementos como: centrales generadoras, subestaciones, líneas de transmisión, estaciones de transformación y redes de distribución que están eléctricamente unidas y cuya finalidad es hacer llegar a los usuarios de dicho sistema, la energía eléctrica que necesitan, en forma segura y con los niveles de calidad exigidos por el consumidor, es decir, es un complejo equipamiento que reúne diversas actividades como la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica. La generación de energía eléctrica se inicia a partir de fuentes primarias de energía, como el agua, petróleo, gas, uranio, carbón, viento, luz solar, entre otros. La transmisión eléctrica se realiza mediante una compleja red de líneas de alto voltaje que transporta grandes bloques de energía hacia los centros de consumo y finalmente la distribución que es el conjunto de elementos encargados de conducir la energía desde las subestaciones de potencia hasta los usuarios finales.

Para el sistema ecuatoriano, en forma general, se manejan los siguientes niveles de voltaje.

- Generación: 13.8 kV.
- Transmisión: 230 kV. – 138 kV.
- Sub-transmisión: 69 kV.
- Distribución en medio voltaje: 6.3 kV. – 13.8 kV. – 22 kV.
- Distribución en bajo voltaje: 220 / 127 V. – 240 / 120 V.



**Fig. 1.1 Esquema básico de un SEP y sus componentes**

Fuente: <http://search.iminent.com>

Hoy en día, la electricidad se ha convertido en una forma de energía imprescindible para la supervivencia y desarrollo de los pueblos, y es considerado un bien de primera necesidad muy particular, por su disponibilidad instantánea, versatilidad y controlabilidad, convirtiéndose por lo tanto la energía eléctrica, en la esencia misma del desarrollo humano.

### 1.1.1 PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Las pérdidas de energía equivalen a la diferencia entre la energía generada y la energía comercializada, y pueden clasificarse como pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas.

- Pérdidas técnicas:** Se producen en los elementos y equipos que conforman un sistema eléctrico, como por ejemplo las líneas de



transporte, equipos de corte protección y maniobra, máquinas de transformación, etc.

- b) **Pérdidas no técnicas:** Son aquellas producidas por agentes exógenos a la distribución eléctrica como por ejemplo hurtos de energía, conexiones directas etc.

Las pérdidas técnicas de energía en alimentadores primarios, están relacionados básicamente a fenómenos de disipación que suceden en los componentes físicos del sistema, por lo tanto las pérdidas de energía eléctrica no pueden eliminarse sino reducirlas.

Este estudio sugiere medidas tendientes a la reducción de pérdidas y la mejora de los índices de calidad del producto, mediante el procesamiento de la información existente y mediciones adicionales complementarias, que nos permitirá contrastar la información y establecer alternativas de solución.

## 1.2 SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN A NIVEL MUNDIAL

Cuando hablamos de sistemas eléctricos a nivel mundial, necesariamente tenemos que referirnos a dos parámetros básicos de estos sistemas que son: El nivel de voltaje y la frecuencia.

Europa y la mayor parte de otros países en el mundo, los sistemas eléctricos de distribución en bajo voltaje, usan un valor entre los 220 y 240 voltios a 50 Hz, mientras que en EE.UU. y en la mayor parte del continente americano el voltaje está entre los 110 y 127 voltios a 60 Hz, en Latinoamérica tenemos estos dos sistemas, es decir unos países adoptaron el sistema americano y otros el sistema europeo.

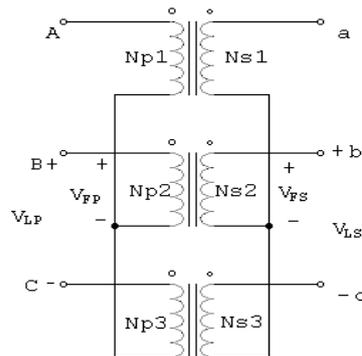
### 1.2.1 MODELO EUROPEO DE REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN

La distribución eléctrica en Medio Voltaje, se realiza mediante redes aéreas o



subterráneas a 10 o 20 kV. En áreas urbanas el sistema es típicamente trifásico y subterráneo.

La transformación de MV/BV normalmente se hace con configuración en estrella y neutro aterrizado, resultando un voltaje de fase de 400 V y un voltaje de fase a neutro de 230 V (Figura 1.2).



**Fig. 1.2 Red de distribución modelo Europeo**  
 Fuente: <http://search.iminent.com>

### 1.2.2 MODELO NORTEAMERICANO (USA) DE REDES DE DISTRIBUCIÓN

La distribución de MV se hace con voltajes entre 4 y 34 kV y con longitudes entre 15 y 50 kilómetros. Para los sectores rurales o periféricos de las ciudades, la conversión MV/BV se hace a través de un transformador con neutro central que suministra voltajes de 120 V o 240 V dependiendo del tipo de carga. Los 120 V alimentan cargas domiciliarias normales, es decir en tomacorrientes y alumbrado y los 240 V suplen requerimientos de aire acondicionado y/o calefacción. Las longitudes típicas de redes secundarias es de 300 metros (desde el centro de carga) con un promedio de 10 usuarios servidos por cada estación de transformación. En las ciudades la distribución es trifásica, con niveles de voltaje de bajo voltaje que va desde los 110 a los 127V. (Figura 1.3).

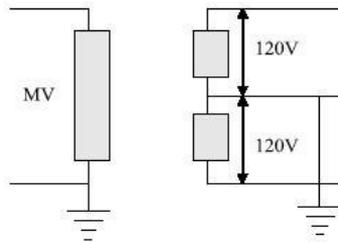


Fig. 1.3 Red de distribución modelo norteamericano (USA)

Fuente: <http://search.iminent.com>

### 1.3 SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN EN EL ECUADOR

En el Ecuador y en otros países del mundo, la actividad de distribución de energía eléctrica sigue integrada con la comercialización. En otros países, en la actualidad, la generación y comercialización de energía han sido desreguladas, rigiéndose por las reglas de libre competencia.

La distribución eléctrica al ser considerada un monopolio natural, el mismo estará regulado debido a esta condición y el Estado Ecuatoriano actualmente está en proceso de unificación de todas las empresas eléctricas de distribución.

En el caso de la distribución de energía eléctrica, las empresas prestadoras de este servicio, son las responsables de suministrarla dentro de los niveles de calidad establecidos en la Regulación No. CONELEC 004/01, Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución, normativa en la que, adicionalmente se establecen los procedimientos de medición y evaluación de los distintos índices de calidad.

En la actualidad, conforme lo dispuesto a la transitoria tercera del Mandato Constituyente No. 15 de 23 de julio de 2008, se procedió a unificar varias de las empresas distribuidoras, generadoras y de transmisión. Para el caso de las distribuidoras se agruparon 10 de las 20 empresas eléctricas en la denominada Corporación Nacional Eléctrica – CNEL. Las empresas unificadas, actualmente gerencias regionales, son las que se enumeran a continuación:



- Empresa Eléctrica Regional Guayas – Los Ríos S.A., actual CNEL Guayas Los Ríos.
- Empresa Eléctrica Los Ríos C.A., actual CNEL Los Ríos.
- Empresa Eléctrica Manabí S.A., actual CNEL Manabí.
- Empresa Eléctrica Regional El Oro S.A., actual CNEL El Oro
- Empresa Eléctrica Regional Esmeraldas S.A., actual CNEL Esmeraldas.
- Empresa Eléctrica de Bolívar S.A., actual CNEL Bolívar.
- Empresa Eléctrica Regional Sucumbíos S.A., actual CNEL Sucumbíos.
- Empresa Eléctrica Santo Domingo S.A., actual CNEL Santo Domingo.
- Empresa Eléctrica Milagro C.A., actual CNEL Milagro.
- Empresa Eléctrica Península de Santa Elena C.A., actual CNEL Santa Elena.



Fig. 1.4 Ubicación geográfica de las áreas de concesión de las diferentes empresas de distribución del Ecuador. Fuente: CONELEC

La actual CNEL, el 10 de marzo de 2009, suscribió con el CONELEC un Contrato de Licencia, por medio del cual se cedió todos los derechos y obligaciones que tenían antes las empresas eléctricas en sus respectivos contratos de concesión, los mismos que se encuentran en plena vigencia. Se



estima que la unificación de las empresas mejore la administración y eficiencia de las mismas, en procura de disponer calidad en el suministro de energía eléctrica hacia los centros de consumo.

### 1.3.1 ENTIDADES QUE MANEJAN EL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

- **Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER):**

La misión del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, MEER, es servir a la sociedad ecuatoriana, mediante la formulación de la política nacional del sector eléctrico y la gestión de proyectos. Promover la adecuada y exitosa gestión sectorial, sobre la base del conocimiento que aporta gente comprometida con la sostenibilidad energética del Estado.

- **Centro Nacional de Control de Energía (CENACE):**

El CENACE es una organización sin fines de lucro, cuyos miembros incluyen a todas las empresas de generación, transmisión, distribución y los grandes consumidores.

Sus funciones se relacionan con la coordinación de la operación del Sistema Nacional Interconectado (SNI) y la administración de las transacciones técnicas y financieras del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) del Ecuador, conforme a la normativa promulgada para el Sector Eléctrico (ley, reglamentos y procedimientos).

- **Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC):**

El CONELEC tiene como función regular el sector eléctrico y velar por el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y demás normas técnicas de electrificación del país de acuerdo con la política energética nacional.

### 1.3.2 MARCO REGULATORIO Y LEGISLATIVO

En estos últimos años, Ecuador ha tenido, importantes cambios a nivel



legislativo y regulatorio, como fue, en 2008, la aprobación de una nueva Constitución. A través de este texto, el Estado se compromete “a promover la eficiencia energética, el desarrollo y uso de prácticas y tecnologías ambientalmente limpias y sanas, así como de energías renovables, diversificadas, de bajo impacto y que no pongan en riesgo la soberanía alimentaria, el equilibrio ecológico de los ecosistemas ni el derecho al agua”.

También hay que destacar, la creación del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) en 2007; ministerio que tiene su origen en la Subsecretaría de Electricidad del antiguo Ministerio de Energía y Minas. Con la actual estructura administrativa, queda patente la apuesta del gobierno ecuatoriano en el sector de las energías renovables.

Hasta el momento, sólo en el sector eléctrico existen normativas relativas al uso de energías renovables:

- **Ley de Regulación del Sector Eléctrico (LRSE)**

La Ley de Regulación del Sector Eléctrico (LRSE), data del año 1996 aunque ha tenido modificaciones posteriores, contiene las normas relacionadas con la estructura del sector eléctrico y de su funcionamiento. En el capítulo IX de la Ley se hace una mención específica sobre el fomento al desarrollo y uso de recursos energéticos no convencionales. Se establece este tipo de recurso energético como prioritario a la hora de asignar los fondos del Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal (FERUM) a proyectos de electrificación rural.

Además, es el Consejo Nacional de Electrificación quien dictará las normas aplicables para el despacho de la electricidad producida con energías no convencionales tendiendo a su aprovechamiento y prioridad.



- **Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico**

Establece normas y procedimientos generales para la aplicación de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, en la actividad de generación y en la prestación de los servicios públicos de transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, necesarios para satisfacer la demanda nacional, mediante el aprovechamiento óptimo de los recursos naturales.

- **Regulación N° CONELEC – 009/06**

Vigente desde 2007, establece los precios de la energía producida con recursos energéticos renovables no convencionales.

### **1.3.3 ELECTRIFICACIÓN RURAL**

La normativa relativa a la electrificación rural vienen marcada fundamentalmente por la LRSE, en la que se especifica que el Estado promoverá los proyectos de desarrollo de electrificación rural y urbano - marginal, y las obras de electrificación destinadas a la provisión de agua potable. Además se establece el Fondo de Electrificación Rural y Urbano - Marginal (FERUM).

Las normas generales que deben observarse para la planificación y aprobación de proyectos y para la ejecución de obras que se financien con los recursos económicos del FERUM están definidas en el “Reglamento para la Administración del Fondo de Electrificación Rural-Urbano Marginal”

### **1.3.4 EL MERCADO ELÉCTRICO ECUATORIANO**

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) está administrado por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) y es quien decide el despacho horario de las centrales generadoras en función de su menor coste marginal, y liquida las transacciones de compra y venta de energía eléctrica. La regulación, planificación, supervisión y control del MEM está a cargo del Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC).



## 1.4 SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN EN LA CENTROSUR

### 1.4.1 RESEÑA HISTÓRICA Y DATOS GENERALES

El 11 de septiembre de 1950, inició la vida jurídica de la actual CENTROSUR, en tal fecha se inscribió en el Registro Mercantil de Cuenca, la constitución de la compañía “Empresa Eléctrica Miraflores S. A”.

Desde entonces la Empresa fue creciendo a través de adquisiciones de equipos, así como de la construcción de centrales y redes, en el año 1951 se realizó la compra de los equipos de la Central Chiquintad o Planta de Luz Miraflores.

El 31 de enero de 1961, el Centro de Reversión Económica de Azuay, Cañar y Morona Santiago (CREA) se sumó a los accionistas de la Empresa Eléctrica Miraflores y en septiembre de 1963, ingresó el INECEL como nuevo accionista, procediéndose a sustituir la denominación de Empresa Eléctrica Miraflores S.A. por Empresa Eléctrica Cuenca S.A. y a reformar los estatutos, destacando el ámbito regional de servicio de la Empresa.

Posteriormente, en el año 1979, se cambió la denominación a “Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.” y se estableció un área de servicio que cubre la mayoría de la superficie de las provincias del Azuay y Cañar. Ese año pasó el INECEL a ser el accionista mayoritario.

En esa época se comenzó a impulsar la integración eléctrica regional y nacional, habiéndose cumplido desde entonces un importante plan de electrificación rural. A partir 1987 el INECEL entrega a la Empresa la administración del Sistema Eléctrico de Morona Santiago.

Durante esa primera etapa de su vida institucional, la CENTROSUR tuvo bajo



su responsabilidad las actividades de Generación y Distribución y se desarrolló acatando las disposiciones de la Ley Básica de Electrificación. En el año 1996, entra en vigencia el nuevo marco jurídico del sector, al ser aprobada la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, que entre otras cosas dispone la segmentación de las Empresas del sector en Generación, Transmisión y Distribución – Comercialización.

En el año 1999, grandes cambios se produjeron en la organización y el objeto social de la CENTROSUR. Según mandato legal, la Empresa debía escindirse en dos compañías, la formalización se produjo en el mes de agosto, naciendo la Empresa Electro Generadora del Austro S.A. ELECAUSTRO, mientras que la CENTROSUR cambió su objeto social a la Distribución y Comercialización, siendo la primera y única Empresa del Sector que hasta la fecha ha cumplido completamente con el proceso de escisión.

Misión: “Suministrar el servicio público de electricidad para satisfacer las necesidades de sus clientes y la sociedad, cumpliendo estándares de calidad, con equilibrio financiero, sobre la base del crecimiento integral de su personal”

Visión: “Ser una empresa pública regional eficiente, sustentable, socialmente responsable, referente e integrada al sector eléctrico ecuatoriano, que contribuye al buen vivir”

El área de concesión de la CENTROSUR tiene una extensión de 28.961,79 km<sup>2</sup>, que cubren las provincias de Azuay, Cañar y Morona Santiago y sirve alrededor de 300.000 clientes.



**Fig. 1.5 Ubicación geográfica de la CENTROSUR**  
 Fuente: Boletín estadístico CENTRO SUR – 2011

### 1.4.2 ASPECTOS GENERALES DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN EN LA CENTROSUR

La configuración del sistema primario de distribución más utilizada por la CENTROSUR en su área de concesión del sector urbano, es la parcialmente anillada que funcionan en forma radial con interconexiones entre alimentadores de la misma subestación o de subestaciones vecinas y para zonas rurales un sistema radial así mismo con enlaces a otros alimentadores de la misma u otra subestación.

El sistema primario de distribución de la CENTROSUR, funciona en la actualidad con tres niveles de voltaje en medio voltaje, 6.3 kV para las redes subterráneas y aéreas que dan servicio al centro histórico de Cuenca, 22 kV para las redes aéreas que sirven tanto a la zona urbana como rural de su área de concesión, y 13.8 kV para la provincia de Morona Santiago (zona oriental). La frecuencia de servicio es de 60 Hz.

El sistema secundario de distribución de la CENTROSUR, está constituido por valores de voltaje de 220-127 voltios para sistemas con transformadores trifásicos y 240-120 voltios para sistemas con transformadores monofásicos.



## 1.5 ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN URBANOS Y RURALES

El Consejo Nacional de Electrificación (CONELEC) órgano regulador del sector eléctrico en el Ecuador ha clasificado usuarios urbanos y rurales según la carga del alimentador por kilómetro, es decir la relación entre la potencia total instalada para la longitud del alimentador, que deberán estar entre los siguientes rangos:

TIPO	CARGA (kVA / km)
RURALES	MENOR A 50 kVA / km.
URBANOS	MAYOR O IGUAL A 50 kVA / km.

### 1.5.1 ALIMENTADORES URBANOS

Los alimentadores primarios de distribución en el área urbana, pueden ser de dos tipos: aéreos y subterráneos y deben ser diseñados de tal manera que cada alimentador tenga apoyo de contingencia completa a través de puntos de transferencia de carga con otros alimentadores que pueden ser de la misma subestación o de una subestación diferente, esto con el objeto de garantizar la continuidad y la calidad del servicio a los clientes.

#### 1.5.1.1 REDES DE DISTRIBUCIÓN AÉREAS

En esta modalidad los conductores, que usualmente se utilizan son desnudos, van soportados a través de aisladores en crucetas metálicas, de madera, o de fibra de vidrio; en postes fabricados en hormigón, madera, metálicos o fibra de vidrio y en sistemas urbanos y rurales. Comparativamente las instalaciones aéreas tienen un menor costo inicial que las redes subterráneas.

#### 1.5.1.2 REDES DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEAS

Son empleadas en zonas donde por razones de urbanismo, de concentración



de carga, congestión o condiciones de mantenimiento no es aconsejable el sistema aéreo. Actualmente el sistema subterráneo es competitivo frente al sistema aéreo en zonas urbanas céntricas.

### **1.5.2 ALIMENTADORES RURALES**

Por las características propias de las áreas rurales, su población se encuentra dispersa, con una densidad de carga relativamente baja y distancias muy grandes, en este tipo de alimentadores se debe considerar la geografía de los terrenos, áreas agrícolas, áreas montañosas, ríos, etc. Por lo dicho su diseño se basa no tanto por la demanda, sino por la caída de voltaje debido a las grandes distancias que debe ser transportada la energía.

### **1.6 IMPORTANCIA DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS DE DISTRIBUCIÓN**

Los alimentadores primarios de distribución son los encargados de transportar la energía eléctrica a los centros de consumo o consumidores finales.

La importancia del sistema de distribución se puede observar desde distintos puntos de vista: desde un punto de vista económico, técnico y social.

Desde un punto de vista económico, se puede indicar que para mantener un sistema eléctrico de distribución en óptimas condiciones de funcionamiento, es necesario invertir grandes cantidades de dinero en programas de mantenimiento y expansión del mismo, así como en programas computacionales de última generación que ayudarán a operar y mantener el sistema.

Desde el punto de vista técnico, la enorme extensión de las redes de distribución hace que sean las partes del sistema eléctrico en las que más materiales y elementos eléctricos se necesita, en donde se produce una parte importante de las pérdidas por efecto Joule, en donde las caídas de voltaje son



más importantes y en las que se necesita un mayor número de personas para su operación y mantenimiento.

Desde el punto de vista social, las redes de distribución tienen un gran impacto debido a que a todas o a casi todas las viviendas llega el suministro de energía eléctrica a través de dichas redes. Como ejemplo, se puede citar el impacto que causa en la sociedad, un corte o interrupción del suministro eléctrico. La sociedad exige un servicio con mayor calidad y una preocupación creciente por el medio ambiente, lo que se traduce en legislaciones más exigentes y en mayores presiones de orden social, lo que hace imprescindible la consideración de una gran cantidad de aspectos en la planificación de los sistemas eléctricos.

## 1.7 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO

En general podemos indicar que la distribución de la energía eléctrica debe estar caracterizada por un suministro adecuado y controlado, es decir debe ser un servicio en donde primen la continuidad y la calidad del servicio, aspectos estos que deben estar regulados adecuadamente.

Para regular la calidad del servicio eléctrico de distribución, es necesario mencionar los agentes que intervienen dentro de este proceso:

- Las empresas eléctricas de generación, transmisión y distribución.
- Los usuarios de energía eléctrica.
- El ente de regulación y control
- Las entidades normativas internacionales
- Los fabricantes de dispositivos eléctricos.

Cada uno de estos agentes tiene una responsabilidad asociada y obligaciones que deben cumplir.

- El costo asociado a la calidad del servicio eléctrico, entre los cuales están los costos de inversión y operación para llegar a un determinado



nivel de calidad.

- El costo de la falta de calidad a los usuarios.
- La medición de la calidad del servicio debe realizarse de forma confiable y objetiva a través de indicadores o índices.
- La regulación debe plantear mecanismos que permitan llevar la calidad desde un nivel inicial hasta el nivel objetivo.
- La regulación existente debe integrarse dentro del marco normativo vigente.
- Deben existir mecanismos para distribuir los costos en la tarifa de la mejora de la calidad del servicio por parte de las empresas distribuidoras.

En la gran mayoría de los países, el nuevo esquema y la nueva regulación del mercado de la energía eléctrica han implicado la necesidad de replantear la filosofía de la prestación del suministro eléctrico, debido a que los consumidores han cambiado sus expectativas de consumo, exigiendo cada vez más, un producto que satisfaga de mejor manera sus necesidades particulares, incluidas las mejoras en la calidad de la energía, más aún cuando en la actualidad se ha generalizado la utilización de equipos basados en la electrónica y microelectrónica, los cuales son más susceptibles y menos inmunes al entorno electromagnético.



## CAPÍTULO II

### SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICO DE LA CENTROSUR

#### 2.1 INTRODUCCIÓN

Para describir el sistema de distribución de la CENTROSUR, debemos indicar que el sistema inicia en la subestación Cuenca, que es operada por La Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC EP a través de su Unidad de Negocio Transelectric, que a su vez es responsable de operar el Sistema Nacional de Transmisión.

La Subestación Cuenca se encuentra ubicada en el sector Rayoloma, perteneciente a la parroquia El Valle del cantón Cuenca.

Entre las características técnicas de esta subestación, podemos indicar que es una subestación reductora (138kV / 69kV) que recibe energía del Sistema Nacional Interconectado por medio de una línea de transmisión con un nivel de voltaje de 138kV para luego distribuirla hacia las Subestaciones de la CENTROSUR, mediante una línea de subtransmisión de 69kV, dentro de su área de concesión por medio de los alimentadores primarios de distribución con niveles de voltaje de 22, 13.8 y 6.3 kV.

#### 2.2 DESCRIPCIÓN DEL ESCENARIO

La CENTROSUR tiene un área de concesión de aproximadamente 28.962 km<sup>2</sup> que incluye las provincias de Azuay, Cañar y Morona Santiago.

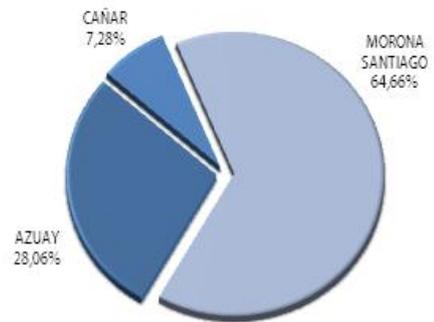


**Fig. 2.1 Ubicación geográfica de la CENTROSUR**  
 Fuente: <http://www.centrosur.com.ec/estadísticas/el-sistema-eléctrico>

En el siguiente grafico se puede observar la distribución geográfica por cantones.

**EXTENSIÓN POR CANTÓN**

Cantón	Extensión (km <sup>2</sup> )	%
CUENCA	3.128,80	10,80
GIRÓN	349,20	1,21
GUALACEO	367,70	1,27
NABÓN	647,20	2,23
PAUTE	272,70	0,94
PUCARÁ	856,50	2,96
SAN FERNANDO	141,70	0,49
SANTA ISABEL	785,70	2,71
SÍGSIG	667,00	2,30
OÑA	298,00	1,03
CHORDELEG	110,60	0,38
EL PAN	138,50	0,48
SEVILLA DE ORO	322,80	1,11
GUACHAPALA	40,90	0,14
PROV. AZUAY	8.127,30	28,06
CAÑAR	1.787,00	6,17
BIBLIÁN	204,90	0,71
EL TAMBO	66,10	0,23
SUSCAL	49,90	0,17
PROV. CAÑAR	2.107,90	7,28
MORONA	4.211,00	14,54
HUAMBOYA	2.132,80	7,36
SUCÚA	1.828,10	6,31
SANTIAGO	1.979,60	6,84
TAISHA	4.480,90	15,47
LIMÓN	2.205,20	7,61
SAN JUAN BOSCO	1.039,20	3,59
GUALAQUIZA	850,00	2,93
PROV. MORONA SANTIAGO	18.726,80	64,66
TOTAL SISTEMA	28.962,00	100,00



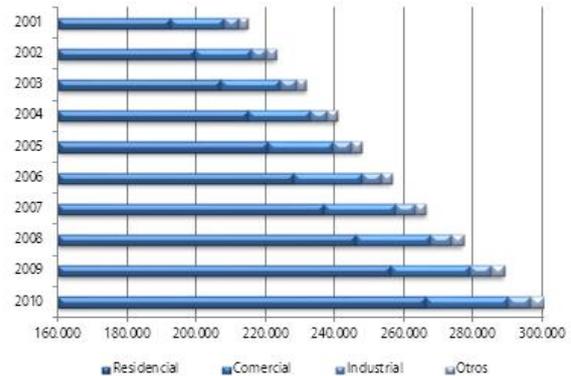
**Fig. 2.2 Distribución geográfica del área de concesión**  
 Fuente: <http://www.centrosur.com.ec/estadísticas/el-sistema-eléctrico>



Hasta el año 2010, la CENTROSUR registra 300.480 clientes totales, divididos según el tipo de tarifa, de acuerdo a la siguiente ilustración.

**CLIENTES POR TIPO DE TARIFA**

AÑO	Residencial	Comercial	Industrial	Otros	TOTALES	Var. Anual
2001	192.251	15.749	4.040	2.621	214.661	6,0%
2002	199.438	16.419	4.392	2.751	223.000	3,9%
2003	206.937	17.068	4.724	2.822	231.551	3,8%
2004	214.727	18.077	4.979	2.911	240.694	3,9%
2005	220.602	18.838	5.232	2.956	247.628	2,9%
2006	228.178	19.744	5.452	3.070	256.444	3,6%
2007	236.883	20.778	5.690	3.096	266.447	3,9%
2008	245.919	21.677	5.923	3.573	277.092	4,0%
2009	256.244	22.790	6.115	3.739	288.888	4,3%
2010	266.277	23.881	6.331	3.991	300.480	4,0%



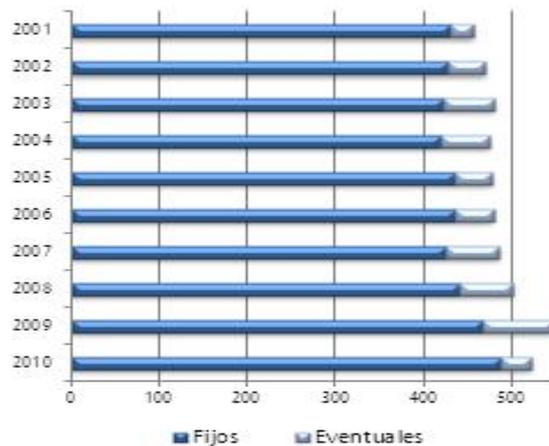
**Fig. 2.4 Clientes por tipo de tarifa**

Fuente: <http://www.centrosur.com.ec/estadísticas/el-sistema-eléctrico>

El capital humano con el que cuenta la CENTROSUR hasta el año 2010, es de 522 trabajadores, contabilizados entre definitivos y eventuales.

**NÚMERO TOTAL DE TRABAJADORES A FIN DE AÑO**

AÑO	Fijos	Eventuales	Total
2001	430	26	461
2002	427	42	469
2003	422	58	480
2004	419	56	475
2005	435	42	477
2006	435	44	479
2007	425	60	485
2008	441	60	501
2009	467	79	546
2010	487	35	522



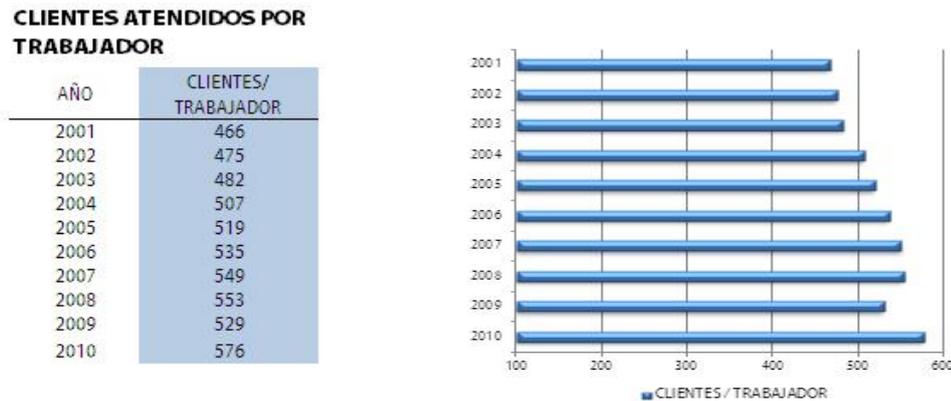
**Fig. 2.5 Número total de trabajadores**

Fuente: <http://www.centrosur.com.ec/estadísticas/el-sistema-eléctrico>

Una cifra importante que se debe anotar y que tiene que ver con la eficiencia



de una empresa de distribución es aquella relacionada con el número de clientes atendidos por cada trabajador, el mismo que se puede observar en el siguiente gráfico.



**Fig. 2.6 Clientes atendidos por trabajador**

Fuente: <http://www.centrosur.com.ec/estadísticas/el-sistema-eléctrico>

En la parte técnica podemos indicar algunos parámetros importantes de la CENTROSUR.

**Tabla 2.1 Principales parámetros de la CENTROSUR**

Año*	Energía Disponible (MWh)	Energía Facturada a Clientes No Regulados (MWh)	Energía Facturada a Clientes Regulados (MWh)	Energía Entregada a Terceros (MWh)	Pérdidas del Sistema (MWh)	Pérdidas del Sistema (%)	Demanda Máxima No Coincidente (MW)	Factor de carga (%)	Número de Clientes al final del periodo*	USD Facturados a Clientes Regulados	Precio Medio Clientes Regulados (USD €/kWh)	Área de Concesión (km <sup>2</sup> )
2008	720,417	41,600	602,985	27,234	48,598	6.75	132.57	62.03	277,092	55,506,079	9.21	28,961.79
2009	728,982	-	683,027	2,094	43,861	6.02	134.71	61.77	288,888	58,434,413	8.56	
2010	383,434	-	354,715	1,070	27,649	7.21	135.78	65.37	294,678	30,357,367	8.56	
<b>Total</b>	<b>1,832,833</b>	<b>41,600</b>	<b>1,640,727</b>	<b>30,398</b>	<b>120,108</b>	<b>6.55</b>	<b>135.78</b>	<b>61.80</b>	<b>294,678</b>	<b>144,297,859</b>	<b>8.79</b>	

\* Los valores están referidos a diciembre de 2008, diciembre de 2009 y junio de 2010

Fuente: **Boletín estadístico CENTROSUR - 2011**

El sistema de subtransmisión a 69kV alimenta a 17 subestaciones ubicadas estratégicamente dentro del área de concesión y cada subestación tiene su respectiva área de cobertura es decir el área a la cual suministra energía eléctrica.



**Tabla 2.2 Ubicación de las diferentes sub estaciones de la CENTROSUR**

NOMBRE	NÚMERO	VP (kV)	VS (kV)	Provincia	Cantón	DIRECCION	Subtipo
Luis Cordero	01	22	6.3	Azuay	Cuenca	Luis Cordero y Rafael María Arizaga	Interior
Puente del Centenario	02	22	6.3	Azuay	Cuenca	Benigno Malo y Calle Larga	Interior
Monay	03	69	22	Azuay	Cuenca	Max Uhle y Pumapungo	Exterior
Parque Industrial	04	69	22	Azuay	Cuenca	Av. del Toril y Barrial Blanco	Exterior
Arenal	05	69	22	Azuay	Cuenca	Tarquino Cordero y Cornelio Crespo Vega	Exterior
El Verdillo	06	69	22	Azuay	Cuenca	El Verdillo	Exterior
Ricaurte	07	69	22	Azuay	Cuenca	Molinopamba (Ricaurte)	Exterior
Huablincay	09	69	22	Cañar	Sigsig	Shishiquin (Azogues)	Exterior
El Descanso	12	69	22	Azuay	Cuenca	El Descanso	Exterior
Lentag	14	69	22	Azuay	Giron	Lentag (Santa Isabel)	Exterior
Chiquintur	15	69	22	Azuay	Gualaceo	Chiquintur (Gualaceo)	Exterior
Gualaceo	16	69	22	Azuay	Gualaceo	El Triunfo (Gualaceo)	Exterior
Cañar	18	69	22	Cañar	Cañar	Loma Narin (Cañar)	Exterior
Corpanche	19	69	69	Azuay	Cuenca	Corpanche	Exterior
Macas	21	69	13.8	Morona Santiago	Morona	Río Blanco (Macas)	Exterior
Méndez	22	69	13.8	Morona Santiago	Santiago	Bella Unión (Méndez)	Exterior
Limón	23	69	13.8	Morona Santiago	Limón Indanza	Plan de Milagro (Limón)	Exterior

**Fuente: CENTROSUR**

Desde las subestaciones se derivan los alimentadores primarios. La troncal principal generalmente es trifásica, desde la cual se derivan ramales trifásicos o monofásicos. Estos ramales pueden terminar en puntos abiertos en donde el alimentador primario físicamente se encuentra con los tramos finales de otros alimentadores, o puede ser un punto final con carga.

### 2.3 DESCRIPCIÓN DE LA RED ELÉCTRICA QUE PRESTA EL SERVICIO EN EL CANTÓN CUENCA

Cuenca es la tercera ciudad más importante del Ecuador, está situada a 432 km por carretera al sur de la ciudad de Quito, la capital de la República, y a 191 km por carretera al este de la ciudad de Guayaquil, principal puerto ecuatoriano.

El centro histórico de Cuenca está servido eléctricamente desde dos subestaciones, la N° 01 ubicada en la parte norte de la ciudad y la N°02



ubicada en el sur, estas subestaciones son reductoras con un nivel de voltaje de ingreso de 22 kV y salida de 6.3 kV, es decir que los alimentadores primarios de distribución tienen un nivel de voltaje de 6.3 kV. En la parte del centro histórico las redes son subterráneas y la distribución en bajo voltaje se realiza desde cabinas de transformación subterráneas ubicadas en lugares estratégicos del centro histórico. El voltaje secundario de distribución es trifásico con un nivel de voltaje de 210 / 121V.

En la parte periférica del cantón Cuenca las redes de distribución son de tipo aéreas y están servidas por las subestaciones: 04 al norte, 07 al noreste, 03 al sur y sureste, 05 al sur y suroeste, estas subestaciones están alimentadas por el anillo de subtransmisión a 69 kV.

Los alimentadores de distribución que se derivan de estas subestaciones son trifásicos con un nivel de voltaje de 22 kV.

Los voltajes secundarios de distribución son trifásicos con un nivel de voltaje de 220 / 127V y monofásicos con un nivel de voltaje de 240 / 120V.

## **2.4 DESCRIPCIÓN DE LA RED DE ALIMENTADORES PRIMARIOS DE DISTRIBUCIÓN**

La configuración topológica de los alimentadores está definida por el estado de sus elementos de protección y/o maniobra. Cada alimentador puede estar dividido en secciones por medio de interruptores o seccionadores normalmente cerrados. Durante emergencias, los segmentos pueden ser re direccionados para aislar secciones con falla y proveer energía desde otros alimentadores primarios de la misma subestación, e incluso desde otras subestaciones hasta que se corrija el fallo.

La CENTROSUR cuenta con 16 subestaciones que distribuyen energía eléctrica a toda el área de concesión formada por las provincias de Azuay, Cañar y Morona Santiago. Cada subestación tiene entre 1 y 6 alimentadores



primarios, que pueden transportar hasta una potencia de 12 MVA, dependiendo del tamaño del conductor y del nivel de voltaje. Los alimentadores primarios operan a un voltaje de 22, 13.8 y 6.3 kV.

La información que se presenta en la siguiente Tabla, se encuentra actualizada a diciembre de 2009, en donde se observa que la CENTROSUR cuenta con dieciséis subestaciones en total, catorce de ellas son subestaciones de reducción y dos de seccionamiento (S/E Verdillo y Corpanche). Dos de las S/E de reducción (Luis Cordero y Centenario) se manejan con voltajes de 22 kV a 6,3 kV, tres de las mismas (Macas, Méndez y Limón) se manejan con voltajes de 69 kV a 13,8 kV, finalmente las nueve restantes se manejan con voltajes de 69 kV a 22 kV.

**Tabla 2.3 Relación de transformación de las sub estaciones de la CENTROSUR**

Nombre de la Subestación	Tipo	Voltaje 1 (kV)	Voltaje 2 (kV)	Potencia OA Transformación (MVA)	Potencia FA Transformación (MVA)
LUIS CORDERO	R	22	6.3	10	13
CENTENARIO		22	6.3	12	12
MONAY		69	22	26	44,5
PARQUE INDUSTRIAL		69	22	36,5	44,5
EL ARENAL		69	22	34	44,5
RICAUURTE		69	22	10	12,5
AZOGUES		69	22	10	12,5
DESCANSO		69	22	20	25
LENTAG		69	22	10	12,5
GUALACEO		69	22	10	12,5
CAÑAR		69	22	10	12,5
MACAS		69	13.8	5	6,25
MÉNDEZ		69	13.8	2,5	3
LIMÓN		69	13.8	2,5	3
VERDILLO		S	69	22	
CORPANCHE	69				
<b>Total General</b>				<b>198,50</b>	<b>258,25</b>

R -> S/E de Reducción      S -> S/E de Seccionamiento

**Fuente: CENTROSUR**

En la CENTROSUR, Lo alimentadores están identificados mediante 4 dígitos numéricos.

Por ejemplo:

Alimentador **0523**

**05** = Numero de la subestación a la que pertenece el alimentador



2 = Nivel de voltaje del alimentador (0 para 6.3 kV - 1 para 13.8 kV, y 2 para 22 kV )

3 = Numero de salida de la subestación

**Tabla 2.4 Clasificación de los alimentadores de la CENTROSUR**

SUBESTACIÓN	ALIMENTADOR	NIVEL DE VOLTAJE Kv	TIPO	
			URBANO	RURAL
01	0101	6,3	X	
	0102	6,3	X	
	0103	6,3	X	
	0104	6,3	X	
02	0201	6,3	X	
	0202	6,3	X	
	0203	6,3	X	
	0204	6,3	X	
	0205	6,3	X	
03	0321	22		X
	0322	22	X	
	0323	22		X
	0324	22	X	
04	0325	22	X	
	0421	22	X	
	0422	22	X	
	0423	22	X	
	0424	22	X	
	0425	22	X	
05	0426	22	X	
	0521	22		X
	0522	22	X	
	0523	22	X	
	0524	22	X	
07	0525	22		X
	0526	22	X	
	0721	22		X
12	0722	22		X
	0723	22		X
14	1221	22		X
	1222	22		X
	1223	22		X
15	1421	22		X
	1422	22		X
18	1423	22		X
	1521	22		X
21	1522	22		X
	1523	22		X
	1821	22		X
22	1822	22		X
	1823	22		X
23	2111	13,8		X
	2112	13,8		X
	2113	13,8		X
23	2211	13,8		X
	2212	13,8		X
23	2311	13,8		X
	2312	13,8		X

Fuente: CENTROSUR

Las troncales primarias son trifásicas, en su mayoría con conductores de calibres 3/0 ACSR para redes aéreas y 250 MCM y 3/0 XLPE para redes subterráneas; estos calibres están basados en cálculos de corriente nominal, caídas de voltaje, y un margen de seguridad en la capacidad de conducción, para que permita realizar transferencias.

En la tabla 2.4, se detallan los niveles de voltaje de los alimentadores primarios de distribución y su tipo (Urbano o Rural).



## 2.5 PERDIDAS EN ALIMENTADORES PRIMARIOS

Las pérdidas en un alimentador primario, están relacionadas a la resistencia de los conductores, tanto como la corriente que circulan en los mismos.

La cantidad de energía calorífica producida por una corriente eléctrica que circula por un conductor eléctrico, depende directamente del cuadrado de la intensidad de la corriente y de la resistencia que opone el mismo al paso de la corriente, este efecto es conocido como *Efecto Joule*, la pérdida en los conductores de los alimentadores primarios puede calcularse mediante la expresión:

$$P_{pot} = I^2 * R \quad (2.1)$$

**Dónde:**

$P_{pot}$  = Pérdidas resistivas en potencia (W).

$I$  = Corriente que circula por el conductor (A).

$R$  = Resistencia del conductor ( $\Omega$ ).

### 2.5.1 PÉRDIDAS DE POTENCIA EN ALIMENTADORES PRIMARIOS

Los alimentadores primarios varían de acuerdo a la topología de la red (radial, mallado etc.), por la forma de instalación (aéreo, subterráneo), número y tipo de usuarios a los que suministra energía, por consiguiente, la expresión 2.1 debería ser aplicada a cada sección que conforma al alimentador, considerando las características propias de este, como por ejemplo el material del conductor, la corriente circulante que depende del tipo de carga que requiere el servicio eléctrico. Este cálculo se complica a medida que las redes se hacen más extensas y tienen un mayor número de ramificaciones, siendo necesario realizarlo empleando modelos computacionales para flujos de carga.



Para este estudio se realizaron las modelaciones en el programa computacional CYMDIST que es el estándar de uso en las empresas eléctricas del país.

Las modelaciones digitales deben tener como base a los registros de carga que se realizan a la salida de las subestaciones, ya que, estos registros guardan toda la información necesaria que permite representar las condiciones de operación de los alimentadores durante todo un año; voltaje, corriente, factor de potencia, demanda, potencia reactiva, etc. Datos necesarios para saber en qué intervalo se da la máxima solicitud y correr el flujo de carga para conocer la pérdida de potencia a demanda máxima.

**$P_{pot\_D_{max-prim}}$**  = Pérdidas en potencia de un alimentador, a demanda máxima

Para calcular las pérdidas en potencia del conjunto de alimentadores primarios de la empresa es preciso afectarlas por un factor que considere la coincidencia de la demanda de cada uno de los alimentadores.

Con la fórmula 2.2 se determina el Factor de Responsabilidad que relaciona la demanda del primario  $i$  en el día de máxima demanda del sistema con la demanda máxima del primario  $i$ . Aplicando la expresión 2.3 se calcula la pérdida en potencia total de todos alimentadores primarios.

$$FR_{prim-i} = \frac{D_{coin-prim-i}}{D_{max-prim-i}} \quad (2.2)$$

**Donde:**

$FR_{prim-i}$  = Factor de Responsabilidad del primario  $i$ .

$D_{coin-prim-i}$  = Demanda del primario  $i$  en el día y hora de la demanda



máxima del sistema de la empresa eléctrica (en el período de análisis).

$D_{max-prim-i}$  = Demanda máxima del primario i (en el período de análisis).

$$PT_{pot_{prim}} = \sum_{i=1}^{i=n} (P_{pot\_D_{max-prim-i}} * FR_{prim-i}) \quad (2.3)$$

**Donde:**

$PT_{pot_{prim}}$  = Pérdida en potencia del conjunto de todos los alimentadores primarios (kW).

$FR_{prim-i}$  = Factor de responsabilidad del primario i sobre la demanda máxima del sistema de la Empresa.

$P_{pot\_D_{max-prim-i}}$  = Pérdida en potencia del primario i (kW).

## 2.5.2 PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN ALIMENTADORES PRIMARIOS

Para determinar las pérdidas de energía en alimentadores primarios se utiliza la expresión 2.4, en la que, se considera la pérdida de potencia a demanda máxima el valor resultante de la corrida de flujo. Además, asume que la distribución de corrientes, en cualquier condición de carga, diferente a la de demanda máxima, es siempre similar.

Argumentando que la distribución de corrientes para la modelación a demanda máxima es aproximada y que para mejorar esa condición sería necesario tener registradores distribuidos a lo largo de toda la red para saber con precisión en que períodos se presentan variaciones para poder representarlas en la modelación de la red.

$$PE_{(MWh)} = E_{DS} - \sum E_F \quad (2.4)$$

$$PE_{(\%)} = \frac{PE_{(MWh)}}{E_{DS}} * 100$$

**De donde:**

$$E_{DS} = E_{MEM} + E_T + E_{CD} + E_A + E_{NI} - E_{VD}$$

$$\sum E_F = E_{CR} + E_T + E_{CNR}$$



$PE_{(MWh)}$	=	Pérdidas de energía eléctrica (MWh)
$E_{DS}$	=	Energía disponible en el sistema de distribución (MWh)
$E_F$	=	Energía total facturada en la entrega
$E_{MEM}$	=	Energía adquirida en el Mercado Eléctrico Mayorista MEM
$E_T$	=	Energía entregada a Terceros
$E_{CD}$	=	Energía comprada a distribuidoras
$E_A$	=	Energía comprada a autogeneradoras no registradas por el CENACE (capacidad instalada < 1MW)
$E_{NI}$	=	Energía generada por sistemas eléctricos no incorporados al S.N.I.
$E_{VD}$	=	Energía vendida a distribuidoras
$E_{CR}$	=	Energía facturada a clientes regulados (regidos por el pliego tarifario)
$E_{CNR}$	=	Energía facturada a clientes no regulados (no se acogen al pliego tarifario)

## 2.6 FLUJO DE CARGA EN ALIMENTADORES PRIMARIOS

Uno de los procedimientos computacionales más usados en el análisis de redes eléctricas, es el cálculo de flujos de potencia. La planeación, diseño y operación de redes eléctricas requiere de estos cálculos para analizar el rendimiento en régimen permanente del sistema eléctrico bajo diversas condiciones operativas y estudiar los efectos de los cambios en la configuración de la red y los equipos.

Un cálculo de flujos de potencia determina el estado del sistema eléctrico para una carga determinada y la distribución de generación por la red, esto representa una condición en régimen permanente. Pero en la realidad, el flujo de potencia en líneas y el voltaje en los nodos están cambiando constantemente porque las cargas también lo están.

Los estudios de flujos de carga se usan para determinar la condición óptima de operación para modos de operación normales; tales como el ajuste adecuado de los equipos de control de voltaje, o cómo responderá la red eléctrica bajo condiciones anormales, tales como la salida de servicio de algún ramal o algún transformador, etc.



## 2.7 VOLTAJES EN ALIMENTADORES PRIMARIOS

En un sistema de distribución, la energía eléctrica es transportada a través de conductores, ya sean estos desnudos o aislados, siendo la característica de ellos la impedancia  $Z$ , la que va a tener efectos principales sobre el voltaje de operación del sistema

Desde el punto de vista operativo del sistema de distribución sería ideal que el voltaje enviado desde la fuente, en este caso la subestación eléctrica, sea recibido por el usuario final, con las mismas condiciones iniciales, tanto en cantidad como en calidad, pero esto es imposible debido a que al circular una corriente por un conductor se producen pérdidas y una caída de voltaje, las mismas que deben estar dentro de los parámetros y rangos que la normativa exige.

### 2.7.1 REGULACIÓN DE VOLTAJE

Se entiende por regulación de voltaje a la acción de mantener el voltaje a nivel de consumo dentro de los límites permisibles y se calcula de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\% \text{ Reg} = \frac{|V_E| - |V_R|}{|V_N|} * 100$$

Donde:

$V_E$  = Voltaje final de envío

$V_R$  = Voltaje final de recepción

$V_N$  = Voltaje nominal

% Reg. = Porcentaje de regulación de voltaje



### 2.7.2 CAIDA DE VOLTAJE

La caída de voltaje en una la línea de distribución para una carga de tipo concentrada y un factor de potencia  $\phi$ , puede ser calculada por medio de la siguiente ecuación:

$$\Delta V = I * (R \cos \phi + X \sin \phi)$$

$$\Delta V = V_E - V_R$$

Donde:

$\Delta V$  = Caída de voltaje [V]

$I$  = Corriente que circula por la línea [A]

$V_E$  = Voltaje final de envío [V]

$V_R$  = Voltaje final de recepción [V]

$R$  = Resistencia de la línea [ $\Omega$ ]

$X$  = Reactancia de la línea [ $\Omega$ ]

### 2.7.3 NIVELES DE VOLTAJE

Los niveles de voltaje en los alimentadores primarios, varían a lo largo de la línea de transporte, pero esta variación debe mantenerse dentro de ciertos límites permisibles, de acuerdo a la normativa vigente.

Los límites de variaciones de voltaje admitidas por el CONELEC con respecto al valor del voltaje nominal se señalan a continuación:



Tabla 2.5 Límites de variación de voltaje Regulación 004/01

VARIACIONES DE VOLTAJES PARA SUB ETAPA 1 Y SUB ETAPA 2 REGULACION 004/001- CONELEC		
	Sub etapa 1	Sub etapa 2
Alto Voltaje	± 7,0 %	± 5,0 %
<b>Medio Voltaje</b>	± <b>10,0 %</b>	± <b>8,0 %</b>
Bajo Voltaje. Urbanas	± 10,0 %	± 8,0 %
Bajo Voltaje. Rurales	± 13,0 %	± 10,0 %

Fuente CONELEC

## 2.8 FACTOR DE POTENCIA

Se define como la relación entre la potencia activa expresada en vatios o kilovatios (kW), y la potencia aparente, expresada en voltamperios o kilovoltamperios (kVA).

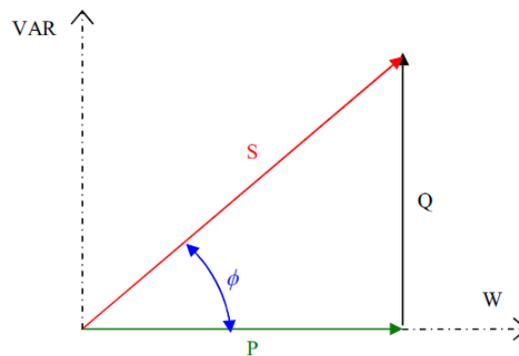


Fig. 2.7 Triángulo de potencias para un sistema senoidal

$$Fp = \cos \theta$$

$$Fp = \frac{P}{S}$$

$$Fp = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}}$$



Donde:

$Fp$  = Factor de potencia

$\theta$  = Ángulo de fase

$P$  = Potencia activa [W]

$S$  = Potencia aparente [VA]

$Q$  = Potencia reactiva [VAR]

## 2.9 CARGABILIDAD EN CONDUCTORES

El dimensionamiento de conductores se realiza en la etapa de diseño y su control durante el período de vida útil de los mismos, en estas dos etapas es importante el considerar sus condiciones de cargabilidad, con el fin de obtener condiciones adecuadas de operación dentro de parámetros técnico económicos razonables.

### 2.9.1 LÍMITES DE CARGABILIDAD ECONÓMICA

Para determinar los costos operativos anuales (Costos de inversión anualizados más costos de pérdidas de potencia y energía), se calcula los intervalos de menor costo anual para cada tipo de conductor, los cuales definen rangos de operación económicos para cada uno de ellos y para las condiciones de carga y costos dados.

### 2.9.2 NIVEL DE CARGA ÓPTIMO

El nivel de carga óptimo (corriente óptima) en las líneas de distribución se determina para la condición en que se produce el mínimo costo por amperio de carga.

Para una línea de longitud  $L$ , de una determinada configuración y calibre de conductor, se calcula el costo anual equivalente de la misma, considerando los costos de inversión, mantenimiento y pérdidas de potencia y energía en un año



de operación, esto es:

$$Canual = Ct * L + Cpo + Cen$$

Donde:

**Canual** = Costo anual operativo de la línea [US\$]

**L** = Longitud de la Línea [Km]

**Cpo** = Costo de pérdidas por potencia [US\$/año]

**Cen** = Costo de pérdidas por energía [US\$/año]

**Ct** = Costo de inversión y mantenimiento de la línea, equivalente anual [\$/Km]

## 2.10 PARÁMETROS E INDICADORES DE ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LA CENTROSUR

En la CENTROSUR, las pérdidas técnicas en el sistema de subtransmisión y alimentadores primarios se determinan utilizando los paquetes de software DIGSILENT y CYMDIST, respectivamente.

Las pérdidas de energía en el sistema, durante el mes de enero de 2012, sumaron 4.699,90 MWh, de las cuales, utilizando la metodología que normalmente sirve para el cálculo de las pérdidas técnicas, se ha determinado que éstas llegan a 4.303,57 MWh y las no técnicas representan 396,33 MWh; valores que se resumen en la tabla 2.6

**Tabla 2.6 Energía y pérdidas de energía correspondientes al mes de enero de 2012**

SISTEMA	U	Disponible	Consumo	Pérdidas Totales	Técnicas	No técnicas
Centro sur	MWh	73.230,53	68.530,63	4.699,90	4.303,57	396,33
	%	100,00%	93,58%	6,42%	5,88%	0,54%
Total Sistema (Anexo 1)	MWh	73.419,71	68.719,81	4.699,90	4.303,57	396,33
	%	100,00%	93,60%	6,40%	5,86%	0,54%

En la tabla 2.7 se muestran los valores acumulados de pérdidas de energía en

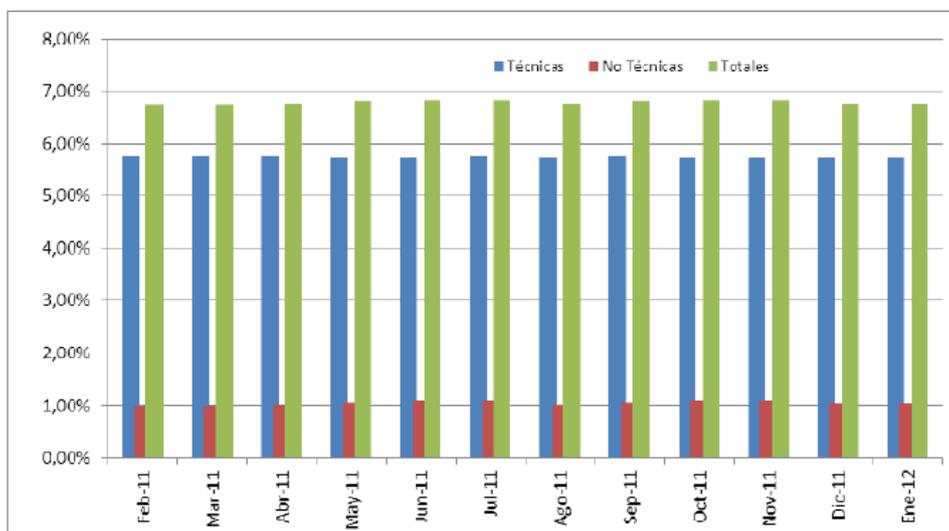


los últimos 12 meses, con porcentajes referidos a la energía del sistema CENTROSUR y a la total del sistema, concluyéndose que a enero de 2012 las pérdidas totales representan el 6,71%, de las cuales el 5,74% corresponde a las técnicas y el 0,97% a las no técnicas.

**Tabla 2.7 Energía y pérdidas de energía acumulados en los últimos 12 meses al mes de enero de 2012**

SISTEMA	U	Disponible	Consumo	Pérdidas Totales	Técnicas	No técnicas
Centro sur	MWh	841.423,42	784.801,27	56.622,16	48.435,03	8.187,13
	%	100,00%	93,27%	6,73%	5,76%	0,97%
Total Sistema (Anexo 1)	MWh	843.662,62	787.040,46	56.622,16	48.435,03	8.187,13
	%	100,00%	93,29%	6,71%	5,74%	0,97%

En la figura 2.8 se muestra el comportamiento de las pérdidas de energía acumuladas en los últimos doce meses, expresadas en porcentaje respecto a la energía total disponible del sistema. En el anexo 2.1 se detallan los montos acumulados de los últimos 12 meses.



**Fig. 2.8 Porcentaje de pérdidas respecto a la energía total del sistema, acumuladas de los últimos 12 meses.**

En la tabla 2.8 se presenta el detalle de las pérdidas por etapa funcional del sistema y acumuladas en los últimos 12 meses; debiéndose indicar que las correspondientes a medio voltaje han sido determinadas a partir de la



información proporcionada por la Dirección de Distribución.

**Tabla 2.8 Pérdidas de energía por etapa acumuladas de los últimos 12 meses**

ENERGÍA DISPONIBLE (MWh)		(MWh)	(%)
		<b>843.662,62</b>	<b>100%</b>
<b>ALTO VOLTAJE</b>	Líneas ST	5.181,23	0,61%
<b>MEDIO VOLTAJE</b>	Subestaciones	3.437,49	0,41%
	Alim. Primarios	8.082,61	0,96%
	Otros elem. MV	45,81	0,01%
	No Técnicas	594,36	0,07%
<b>BAJO VOLTAJE</b>	Transformadores	14.734,71	1,75%
	Secundarios	10.520,16	1,25%
	A. Público	1.176,47	0,14%
	Acometidas	1.533,50	0,18%
	Medidores	3.011,49	0,36%
	Otros elem. BV	711,58	0,08%
	No técnicas	7.592,77	0,90%
<b>PÉRDIDAS TOTALES</b>		<b>56.622,18</b>	<b>6,71%</b>

En el Anexo 2.2 se presenta una tabla con las pérdidas de energía y porcentajes referidos a la energía total del sistema y en el Anexo 2.1, el resumen de las pérdidas de energía acumuladas en los últimos 12 meses.

En la tabla 2.9 se muestran los parámetros utilizados para el cálculo del índice de pérdidas totales, del mes de marzo de 2012.

**Tabla 2.9 Parámetros para determinación de índice de pérdidas aplicables a marzo – 2012**

DESCRIPCIÓN	MES DE APLICACIÓN		
	Ene-12	Feb-12	Mar-12
Energía Distribuida Total - EDT (MWh)	835.332,30	838.975,31	843.662,62
Energía Facturada - EF (MWh)	777.023,75	780.089,95	784.801,27
Energía de terceros - E3ros (MWh)	2.226,59	2.235,81	2.239,19
<b>Pérdidas Totales (MWh)</b>	<b>56.081,96</b>	<b>56.649,54</b>	<b>56.622,16</b>

### 2.10.1 NIVELES DE VOLTAJE

La Regulación CONELEC – 004/01 establece que el límite de caída de voltaje



en barras del sistema es de 5%, para alimentadores del área urbana, 8% y para alimentadores del área rural 10%.

**Tabla 2.10 Caídas de voltaje máximas ocurridas en enero – 2012**

SUBESTACIÓN	Voltaje en Barra			DV Alimentadores		
	Nominal [kV]	Barra [kV]	DV Barra [%]	Alimentador	Clasificación	Max. DV [%]
2	6.300	6.091	-3,32%	0523	Urbano	-17,97%
14	22.000	21.352	-2,94%	1421	Rural	-17,36%
21	13.800	13.200	-4,35%	2211	Rural	-15,95%
22	13.800	13.240	-4,06%	0525	Rural	-14,00%
23	13.800	13.260	-3,91%	2112	Rural	-12,89%
				2113	Rural	-12,42%
				0521	Rural	-10,42%
				0321	Urbano	-9,06%
				2111	Urbano	-8,60%

En la tabla 2.10 se resumen las caídas de voltaje producidas en el sistema en el mes de enero, observándose que todas las S/E cumplen lo establecido en la regulación, a nivel de barras, mientras que los alimentadores 0523 (17,97%), 1421 (17,36%), 2211 (15,95%) y 0525 (14,00%), presentan los mayores problemas de voltaje.

### 2.10.2 CARGABILIDAD Y PÉRDIDAS DE ENERGÍA

En la tabla 2.11 se indican aquellos alimentadores que presentan los porcentajes de cargabilidad superiores al 75%, respecto a la capacidad nominal en el arranque de los mismos; así como los que tienen mayores pérdidas de energía.

**Tabla 2.11 Cargabilidad y pérdidas de energía en Enero – 2012**

Cargabilidad en demanda máxima		Pérdidas en líneas de MV		
Alimentador	%	Alimentador	kWh/mes	%
0523	85,20	1222	79.521	6,69%
0323	77,20	1421	98.489	6,09%
0104	76,95	0521	112.826	5,92%
		0321	75.285	3,61%
		0523	132.302	3,23%
		0524	95.601	2,45%



De acuerdo a estos resultados, los alimentadores 0523, 0323 y 0104 superan el 75% de sus capacidades en los arranques de los mismos; y, los alimentadores 1222, 1421 y 0521 presentan los porcentajes de pérdidas de energía más altos.

### 2.10.3 CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO

De acuerdo a la regulación 004/01 del CONELEC, los parámetros que sirven para evaluar la calidad del servicio técnico, son los índices TTIK y FMIK.

Los índices de calidad se calcularán para toda la red de distribución (Rd) y para cada alimentador primario de medio voltaje (Aj), de acuerdo a las siguientes expresiones:

#### a.) Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal Instalado (FMIK)

Representa la cantidad de veces que el kVA promedio sufrió una interrupción de servicio, en un período determinado

$$FMIK_{Rd} = \frac{\sum_i kVAfs_i}{kVA_{inst}}$$

$$FMIK_{Aj} = \frac{\sum_i kVAfs_{iAj}}{kVA_{instAj}}$$

#### b.) Tiempo Total de interrupción por kVA nominal Instalado (TTIK)

Representa el tiempo medio en que el kVA promedio no tuvo servicio. En un período determinado.

$$TTIK_{Rd} = \frac{\sum_i kVAfs_i * Tfs_i}{kVA_{inst}}$$



$$TTIK_{Aj} = \frac{\sum_i^{A_j} kVA_{fs_i Aj} * Tfs_{i Aj}}{kVA_{inst Aj}}$$

**Donde:**

**FMIK:** Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal instalado, expresada en fallas por kVA.

**TTIK:** Tiempo Total de Interrupción por kVA nominal instalado, expresado en horas por kVA.

$\sum_i$  : Sumatoria de todas las interrupciones del servicio "i" con duración mayor a tres minutos, para el tipo de causa considerada en el período en análisis.

$\sum_i^{A_j}$  : Sumatoria de todas las interrupciones de servicio en el alimentador "Aj" en el período en análisis.

**kVAfs:** Cantidad de kVA nominales fuera de servicio en cada una de las interrupciones "i".

**kVAinst:** Cantidad de kVA nominales instalados.

**Tfs<sub>i</sub> :** Tiempo de fuera de servicio, para la interrupción "i"

**R<sub>d</sub> :** Red de distribución global

**A<sub>j</sub> :** Alimentador primario de medio voltaje "j"

Los valores límites admisibles, para los índices de calidad del servicio técnico, aplicables durante la Subetapa 1 son los siguientes:

**Tabla 2.12 Límites máximos de los índices FMIK y TTIK**

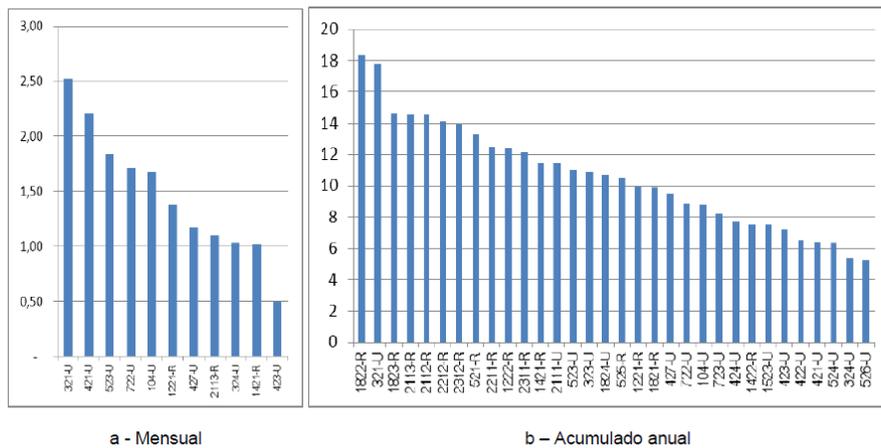
Índice	Límite FMIK		Límite TTIK	
	Anual	Mensual	Anual	Mensual
<b>Alimentador Urbano</b>	5	0,42	10	0,83
<b>Alimentador Rural</b>	6	0,50	18	1,50

Fuente: CONELEC

En la figura 2.9 se muestra el indicador FMIK, por alimentador, de aquellos que

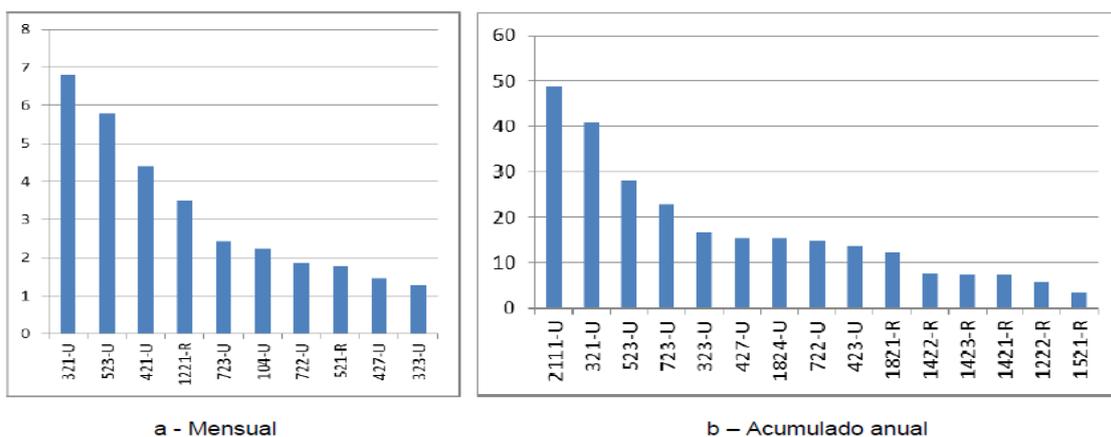


exceden los valores establecidos en la regulación. Durante el último mes, los alimentadores 0321 y 0421 son los que mayor frecuencia de interrupción presentan, con valores de 2,52 y 2,21 respectivamente, mientras que en el acumulado anual (período febrero 2011 – enero 2012), los alimentadores 1822 y 0321, presentan valores de 18,34 y 17,72 respectivamente.



**Fig. 2.9 Índices de calidad del servicio técnico FMIK**  
Fuente: CENTROSUR

En la figura 2.10, se presenta el indicador TTIK de aquellos alimentadores que exceden los valores de la normativa. Se observa que los alimentadores 0321 y 0523 son los que mayor tiempo de interrupción presentan, con valores de 6,80 y 5,80 respectivamente y los alimentadores 2111 y 0321 en el acumulado anual, registrando valores de 40,76 y 40,80 respectivamente.



**Fig. 2.10 Índices de calidad del servicio técnico TTIK**  
Fuente: CENTROSUR



## 2.11 CONCLUSIONES DEL CAPITULO

De acuerdo a lo anotado en este capítulo, podemos concluir que los sistemas de distribución de la CENTROSUR, están compuestos por varias subestaciones de distribución y son alimentados por una o más líneas de subtransmisión, en este caso por un anillo que funciona con un nivel de voltaje de 69 kV. Cada subestación de distribución alimenta uno o más circuitos primarios, también denominados alimentadores primarios, que están distribuidos por toda su área de concesión.

Al mismo tiempo la CENTROSUR con el fin de cumplir con las regulaciones dadas por el CONELEC, está empeñada en mejorar sus índices, tanto en pérdidas que pueden ser de potencia y energía como lo relacionado a la calidad del producto por medio de los indicadores TTIK (tiempo total de interrupción por kVA nominal instalado), FMIK (frecuencia media de interrupción por kVA nominal instalado) y caídas de voltaje.



## CAPÍTULO III

### EVALUACION DEL ALIMENTADOR 0523

#### 3.1 INTRODUCCIÓN

Para realizar la evaluación de un alimentador, es necesario que éste, cumpla con condiciones que consideremos adecuadas para el desarrollo del trabajo, entre las que podemos anotar:

- Contar con un registro estadístico de datos y mediciones que nos permitan identificar la situación problemática del alimentador
- Los datos en el Sistema de Información Geográfico (GIS), deben estar actualizados
- Facilidad para la verificación física de sus componentes

#### 3.2 DESCRIPCIÓN DEL ALIMENTADOR 0523

El alimentador primario seleccionado para el estudio es el 0523 perteneciente a la Subestación 05, se lo considera urbano, se encuentra distribuido en el cantón Cuenca, dando servicio a las parroquias y sectores como: San Joaquín, Sayausí, Sinincay, San Sebastián, Racar, Misicata, El Cajas, Miguir, Molleturo.

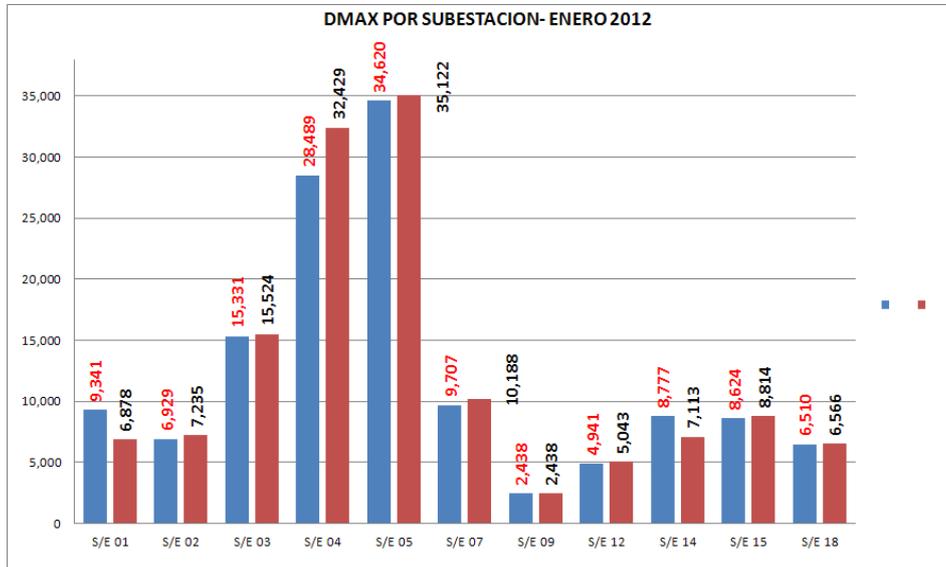
Este alimentador es de tipo aéreo y radial, opera a un voltaje nominal de 22 kV, y tiene una longitud de 424,34 Km, de los cuales 319,11 km son de red monofásica y 105,22 km de red trifásica.

Actualmente tiene una carga instalada de 26.292 KVA, distribuida en 762 transformadores monofásicos y 160 transformadores trifásicos, dotando de servicio eléctrico a 17.451 clientes.

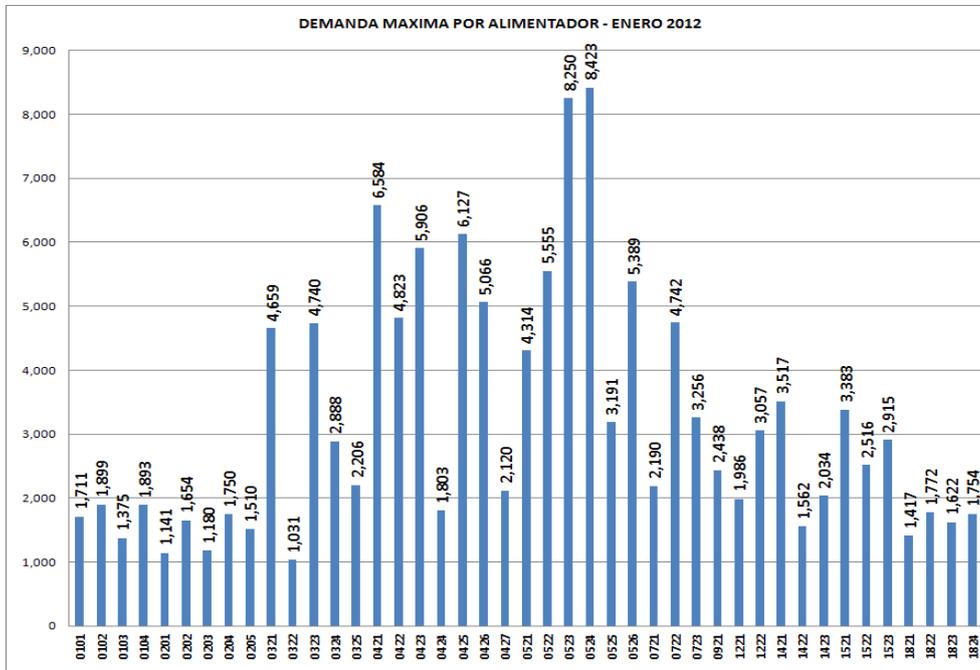
Su demanda máxima es de 8.250 kW, si lo relacionamos con la demanda máxima total de la Subestación 05 que es de 34.620 kW, este alimentador



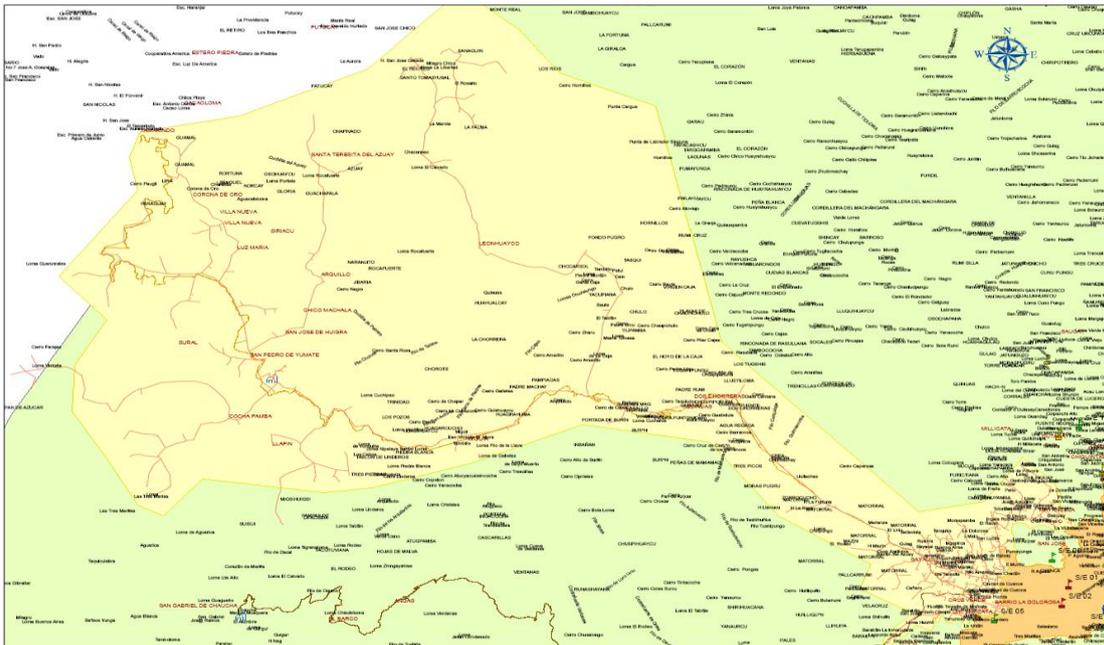
representa el 23.83% de la demanda total de dicho alimentador.



**Fig. 3.1 Demanda Máx,Coincidente y No Coincidente por Subestación (kW)**  
Fuente: CENTROSUR



**Fig. 3.2 Demanda Máxima por Alimentador (kW)**  
Fuente: CENTROSUR



**Fig. 3.3 Ubicación geográfica y área de servicio del alimentador 0523**  
**Fuente: CENTROSUR**

### 3.2.1 ESTRUCTURAS SOPORTE DEL ALIMENTADOR

El alimentador 0523, al igual que todos los alimentadores de estas características que tiene la CENTROSUR, está soportado mecánicamente sobre postes de hormigón armado, madera tratada y fibra de vidrio de 11 y 12 metros de longitud, aunque se debe aclarar que en la actualidad ya no se usan postes de madera tratada, los cuales han sido sustituidos por postes de hormigón y fibra de vidrio.

En los anexos 3.1, 3.1a y 3.1b se detallan las características técnicas emitidas por el MEER.

Dentro de las estructuras de soporte del alimentador, también se debe incluir las crucetas, que se usan en circuitos trifásicos (sobre las cuales están montados los aisladores) y son en su mayoría de madera tratada de 2,40 m de longitud para estructuras en un solo poste y de 4,30m. de longitud para estructuras tipo “H” o de 2 postes, en menor número se utilizan crucetas de



perfil en “L” de hierro galvanizado y fibra de vidrio, con las mismas dimensiones indicadas anteriormente.

### **3.2.2 SISTEMA DE AISLAMIENTO**

Para el sistema de aislamiento debemos considerar dos tipos básicos de estructuras, que son: De paso o tangenciales y de retención.

En las estructuras de paso o tangenciales, el aislamiento de las redes se realiza utilizando aisladores tipo pin ANSI 56-1.

En las estructuras de retención, el aislamiento se realiza utilizando aisladores polímero para un nivel de voltaje de 25kV.

Para las estructuras del neutro del alimentador se utilizan aisladores tipo rollo clase ANSI 53-2, tanto para estructuras de paso como de retención.

En el anexo 3.2, 3.2a y 3.2b, se detallan las características técnicas que deben cumplir estos tipos de aisladores, según especificaciones emitidas por el Ministerio de Electricidad y energía Renovable del Ecuador (MEER).

### **3.2.3 SISTEMA DE CONDUCCIÓN ELÉCTRICA**

Los conductores utilizados para el transporte de la energía en éste y los demás alimentadores primarios del sistema de distribución son del tipo de aleación de aluminio con alma de acero tipo ACSR, con calibres 3/0 AWG, 2/0 AWG y 1/0 AWG para las troncales principales (trifásica) y calibres 2 AWG y 4 AWG para las derivaciones tanto trifásicas como monofásicas.

En el anexo 3.3 se detallan las especificaciones técnicas de estos conductores.

### **3.2.4 SISTEMA DE PROTECCIÓN DEL ALIMENTADOR**

La protección de los alimentadores de distribución en la subestación se lleva a



cabo mediante relevadores con elementos de sobrecorriente instantáneos y de tiempo inverso. Los elementos instantáneos se utilizan para liberar las fallas cercanas a la barra, que normalmente originan corrientes de valores altos; los elementos de tiempo inverso se utilizan para la coordinación con dispositivos localizados a lo largo del alimentador y en algunos ramales, como reconectadores, seccionalizadores y fusibles;

#### **3.2.4.1 RECONECTADORES**

En los sistemas de distribución aérea, entre el 80 y el 95 % de las fallas son de tipo temporal; es decir, duran desde unos pocos ciclos hasta unos segundos. Las causas típicas de fallas temporales son: Contacto entre líneas producidas por el viento, ramas de árboles que tocan líneas energizadas, descargas de rayos sobre aisladores, pájaros y en general pequeños animales que ocasionan un cortocircuito en una línea con una superficie conectada a tierra, etc.

El reconectador es un interruptor con reconexión automática, es un dispositivo de protección capaz de detectar una sobrecorriente, interrumpirla y reconectar automáticamente para reenergizar la línea. Está dotado de un control que le permite realizar varias reconexiones sucesivas, pudiendo además, variar el intervalo y la secuencia de estas reconexiones. De esta manera, si la falla es de carácter permanente el reconectador abre en forma definitiva después de cierto número programado de operaciones, de modo que aísla la sección fallada de la parte principal del sistema.

#### **3.2.4.2 SECCIONADORES**

Dentro de estos elementos, tenemos dos tipos, los seccionadores cuchilla y los seccionadores fusible.

Los seccionadores cuchilla, son los elementos que sirven para seccionar o abrir alimentadores primarios de distribución o ramales conectados a los mismos, su operación es sin carga y su accionamiento de conectar y desconectar es por medio de pértiga; su montaje puede ser en poste directamente o en cruceta.



Los seccionadores fusible, son elementos para corte y protección que interrumpen el paso de la corriente eléctrica por medio de un elemento fusible llamado tirafusible, el cual se funde cuando el amperaje es superior a su valor nominal o si se trata de un valor de corriente de cortocircuito.

Para que estos elementos se puedan operar con carga necesitan un elemento adicional que viene montado de fábrica y se denomina seccionador fusible con cámara apaga chispas.

### **3.2.4.3 PARARRAYOS**

Estos dispositivos son utilizados para la protección de los equipos contra sobrevoltajes y que pueden ser producidos por descargas atmosféricas o por maniobra de equipos que forman parte del sistema eléctrico.

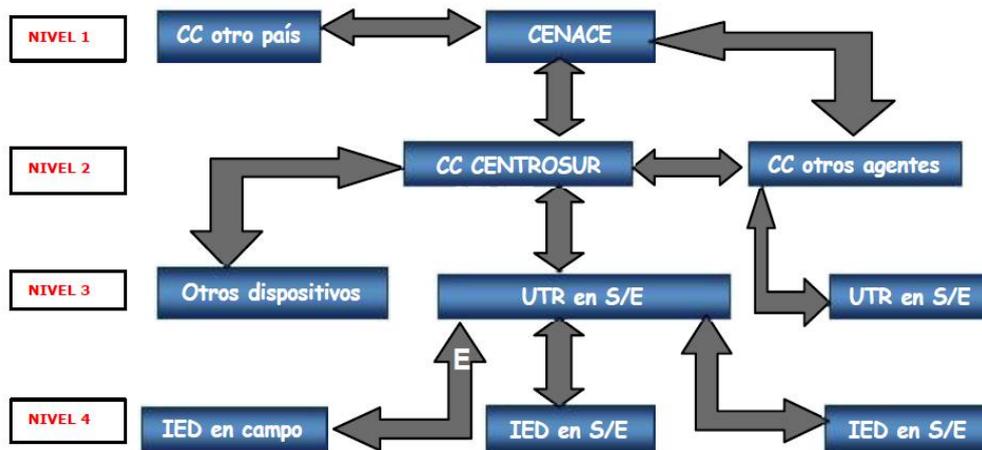
Los pararrayos pueden estar contruidos de material cerámico o de caucho siliconado

### **3.2.5 SISTEMA DE CONTROL**

El alimentador 0523 como la mayor parte de los que forman parte del sistema de distribución de la CENTROSUR, están supervisados a través del Centro de Control, en donde se obtienen datos en tiempo real sobre la topología de la red, y algunos dispositivos de protección y maniobra.

Para operar el sistema se sigue un proceso jerárquico ordenado, en donde las decisiones de más alto nivel se toman en el Centro de Control que es el responsable del comportamiento de la red en su conjunto.

En el siguiente gráfico, se muestra la jerarquía de Control de la CENTROSUR en un esquema de niveles:



**Fig. 3.4 Jerarquía de control en la CENTROSUR**  
Fuente: CENTROSUR

El Centro de Control está conformado por Unidades Terminales Remotas (UTR), comunicaciones, computación, interfaz operador-sistema, programación, y servicios auxiliares, además del recurso humano.

Para la adquisición de datos y mando remoto de equipos en tiempo real, la CENTROSUR, cuenta con el sistema SCADA (Supervisory Control and Data Adquisition).

### 3.2.5.1 SCADA: SUPERVISIÓN, CONTROL Y ADQUISICIÓN DE DATOS

Los sistemas SCADA permiten supervisar los parámetros de la red en los equipos de seccionamiento automático telecontrolados, así como realizar operaciones de cierre y apertura, integrado con componentes electrónicos que permiten transmitir la información requerida de la red y actuar con la acción local y remota. Esto se realiza con una unidad terminal remota (UTR) que es una interfaz entre el equipo y el medio de comunicación, ya sea por data-radio, módem celular, radio troncalizado, hilo piloto, satélite o fibra óptica

Entre sus principales funciones están:



- Adquisición de Datos
- Procesamiento de datos
- Control supervisorio / tagging
- Manejo de órdenes de maniobra
- Deslastre de carga
- Sistema de Información Histórica (HIS)

Usuarios:

- Operadores
- Ingenieros
- Programadores
- Representantes del Servicio a clientes
- Supervisores y grupos de trabajo de campo
- Equipos de subestaciones, alimentadores y clientes
- Usuarios de otros centros de sistemas

El sistema SCADA está compuesto por UTRs, PLC, transductores eléctricos, estaciones maestras:

### **3.2.5.2 UNIDAD TERMINAL REMOTA (UTR)**

Las unidades terminales remotas son computadoras basadas en un microprocesador, que contienen convertidores de datos analógicos a digitales (ADC) y digitales a analógicos (DAC), así como entradas y salidas digitales.

Su objetivo es la adquisición de datos tales como las mediciones de las variables eléctricas y el envío al sistema central de computación, a través del sistema de comunicaciones. Además comanda a distancia, al recibir y ejecutar las señales de control del sistema central.

La UTR de la subestación principal puede conectarse a muchas otras UTRs de la propia subestación, cada una con funciones específicas.



### **3.2.5.3 CONTROLADOR LÓGICO PROGRAMABLE (PLC)**

Se usan para poner en funcionamiento sistemas de relevadores y de control en subestaciones. Las salidas de control pueden regularse por programas residentes en el controlador programable así como por intermedio de comandos remotos procedentes de la computadora maestra del sistema SCADA.

### **3.2.5.4 TRANSDUCTOR ELÉCTRICO**

Es un módulo electrónico (computadoras analógicas) que convierte una señal eléctrica de una forma a otra. Las funciones disponibles incluyen potencia de línea, potencia reactiva, energía activa, energía reactiva, corriente, voltaje, ángulo de fase, ángulo de voltaje, frecuencia, temperatura, aislamiento de cd y acondicionamiento de señales. Una serie de transductores, un eliminador de interferencias y un aislador protegen a la UTR. Sus salidas de señal están diseñadas para ser compatibles con las salidas de los transformadores para instrumentos (TPs y TCs).

### **3.2.5.5 ESTACIONES MAESTRAS**

Las estaciones maestras son computadores apropiados en el cual se corren los programas de aplicación escritos por la planta de servicio o por el proveedor del SCADA.

La estación maestra puede hacer el seguimiento y control de las UTR, y también puede traer a pantalla los registros de los clientes desde una computadora de facturación de la red o un mapa del área afectada procedente de una base de datos Automatic Manager / Facilities Manager (AM/FM) del sistema de mapeo.

### **3.2.6 SISTEMA INFORMÁTICO DE APOYO**

Dentro del sistema informático de apoyo tenemos el DMS (Sistemas de Gestión de Distribución), el DMS es un software para la gestión técnica de las redes de distribución. Puede recibir vía SCADA las mediciones en tiempo real y el estado de los interruptores de la red, y almacenarlos en su base de datos.



Estos datos pueden ser complementados por mediciones provenientes de los registradores portátiles que han sido colocados en lugares estratégicos de la red, en donde las mediciones de tiempo real no están disponibles. Los DMS añaden modelamiento y cálculos al sistema SCADA, aumentando sus capacidades y mejorando la confiabilidad y eficiencia de la red. Estos DMS ayudan a que el operador tenga información actualizada, precisa y confiable para operar la Red de Distribución en forma correcta.

Los DMS deben tener flexibilidad para acomodarse a la expansión de la Red de Distribución, proveer funcionalidad adicional durante la vida útil del sistema, permitir la obtención de precios competitivos de diferentes proveedores, y efectuar cambios sin tener que remplazar todo el sistema.

Otra de las funciones del DMS son los sistemas de análisis técnicos, con el cual se puede hacer el estudio de la red con los paquetes integrados de flujos de carga, cortocircuitos y coordinación de protecciones.

### **3.2.7 SISTEMA DE MANTENIMIENTO**

La CENTROSUR dentro del proceso de mantenimiento de su sistema eléctrico, incorpora elementos tecnológicos modernos y procedimientos acordes a las necesidades actuales. Dentro de esto se puede mencionar la utilización de equipos y herramientas para trabajar con línea energizada, de manera que se minimicen las interrupciones de servicio a los clientes; monitoreo permanente de los diferentes componentes de la red, tales como puestas a tierra, equipos de corte y maniobra, transformadores, reconectores, etc.; mantenimiento de la franja de seguridad, entre otros.

Otro aspecto importante, que ha dado buenos resultados, es la utilización de la termografía para identificar puntos calientes, los mismos que constituyen potenciales puntos de falla.



### 3.3 EVALUACIÓN DE LAS CONDICIONES ACTUALES DE FUNCIONAMIENTO DEL ALIMENTADOR 0523

En este punto se analizarán y procesarán los parámetros de confiabilidad y los datos de interrupciones generadas en el alimentador y sus costos de mantenimiento que están valorados de acuerdo al tipo de falla y al tiempo transcurrido hasta la reposición del servicio .

También se analizarán las condiciones actuales de funcionamiento del alimentador con los datos de voltaje, potencia activa y reactiva proporcionados por el sistema SCADA.

Luego se procederá con la modelación digital de las condiciones actuales de funcionamiento del alimentador para determinar las pérdidas generadas, su origen, tipo etc.

#### 3.3.1 ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD Y COSTOS DE ANTENIMIENTO

Según la Regulación No CONELEC–004/01, en lo referente a la Calidad del Servicio Técnico, manifiesta que los índices (FMIK Y TTIK) se evaluarán en base a la frecuencia y duración total de cada Interrupción.

**FMIK:** Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal Instalado

**TTIK:** Tiempo Total de interrupción por kVA nominal Instalado

En la primera etapa en la que se encuentra la aplicación de esta Regulación, el control se efectuará en función de índices globales para cada distribuidor, discriminando por empresa y por alimentador de medio voltaje.

El levantamiento de información y cálculo se efectuará en forma tal que los indicadores determinados representen de la mejor forma posible la cantidad y tiempo total de las interrupciones que afecten a los consumidores finales.

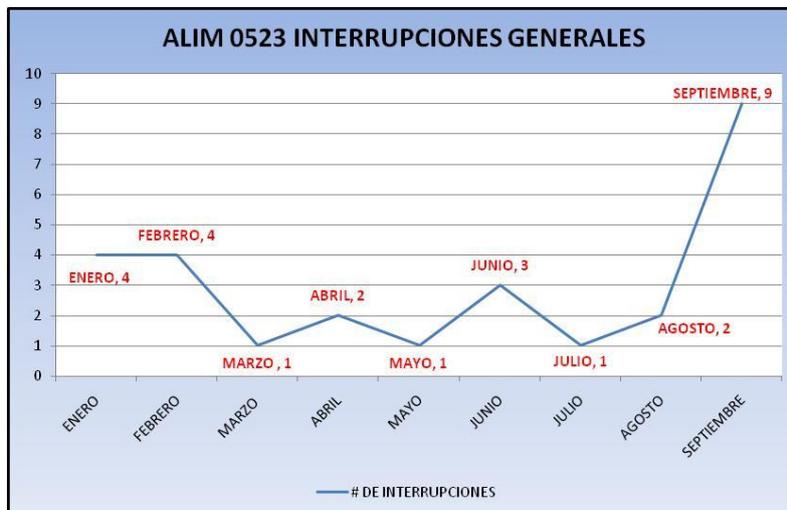


Los valores límites admisibles para la sub etapa 1 son:

Índice	Lím. FMIK	Lím. TTIK
<b>Red</b>	<b>4.0</b>	<b>8.0</b>
<b>Alimentador Urbano</b>	<b>5.0</b>	<b>10.0</b>
<b>Alimentador Rural</b>	<b>6.0</b>	<b>18.0</b>

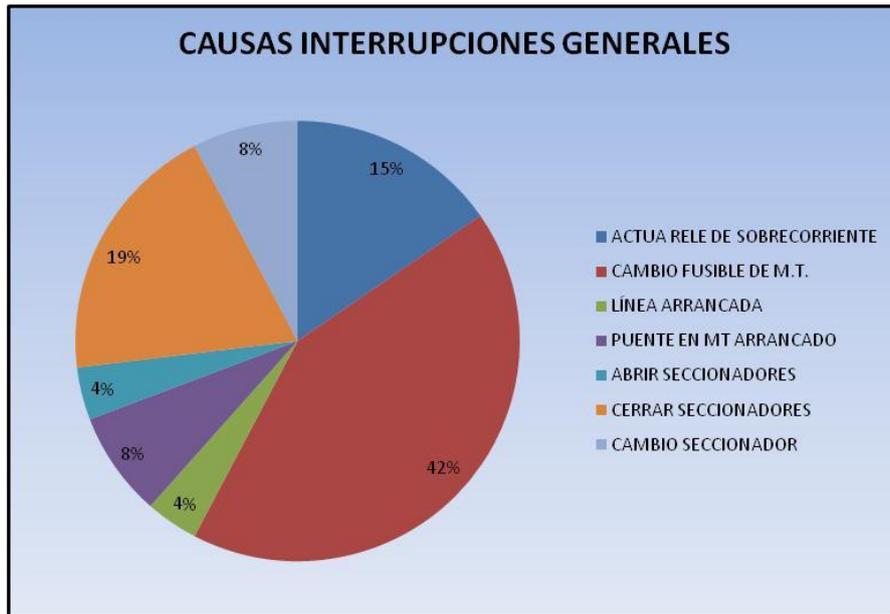
Como se indicó anteriormente, durante el año 2012 el alimentador ha tenido 26 interrupciones a nivel de cabecera de alimentador, de las cuales 7 son mayores a tres minutos, motivo por el cual el alimentador 0523 está fuera de los límites establecidos por el CONELEC en lo que hace referencia al FMIK, en lo referente al TTIK el alimentador 0523 tiene un valor acumulado de 2,95, que está dentro de los límites establecidos en el regulación.

De los nueve meses en análisis el mes más crítico fue el mes de Septiembre, se produjeron 9 interrupciones generales.



**Fig. 3.5 Número de Interrupciones por mes.**  
Fuente: CENTROSUR

Las causas más frecuentes se muestran en el siguiente cuadro siendo la predominante el cambio de fusibles en M.T. con un 42%.



**Fig. 3.6 Causas Frecuentes Interrupciones Generales**  
Fuente: CENTROSUR

Los puntos en los cuales existe una mayor frecuencia de cambio de tirafusibles en medio voltaje son:

- Carmela Malo y Primero de Mayo.
- Ordoñez Lazo y Bernardo de Cisniegas.
- Cruz Verde de San Joaquín.

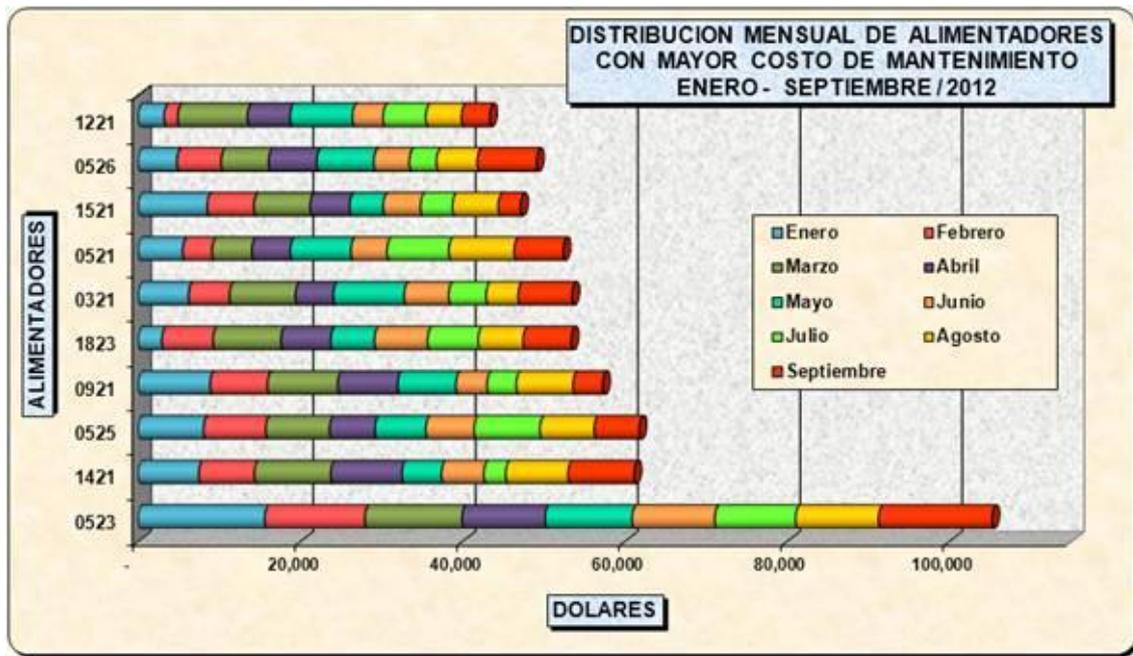
### 3.3.2 INFORMACIÓN ESTADÍSTICA DE LABORES DE MANTENIMIENTO

A continuación se presenta el análisis del alimentador 0523 en cuanto a las labores que realizan los grupos de mantenimiento de la Dirección de Distribución, incluidas las Agencias, dicho análisis está basado en las estadísticas de los trabajos ejecutados por estos grupos y en el programa *Parte Diario de Trabajos* que se ha implementado en la Dirección y en los diferentes Departamentos involucrados.

En la Fig. 3.7 se presenta un resumen de los alimentadores con mayor costo de mantenimiento.



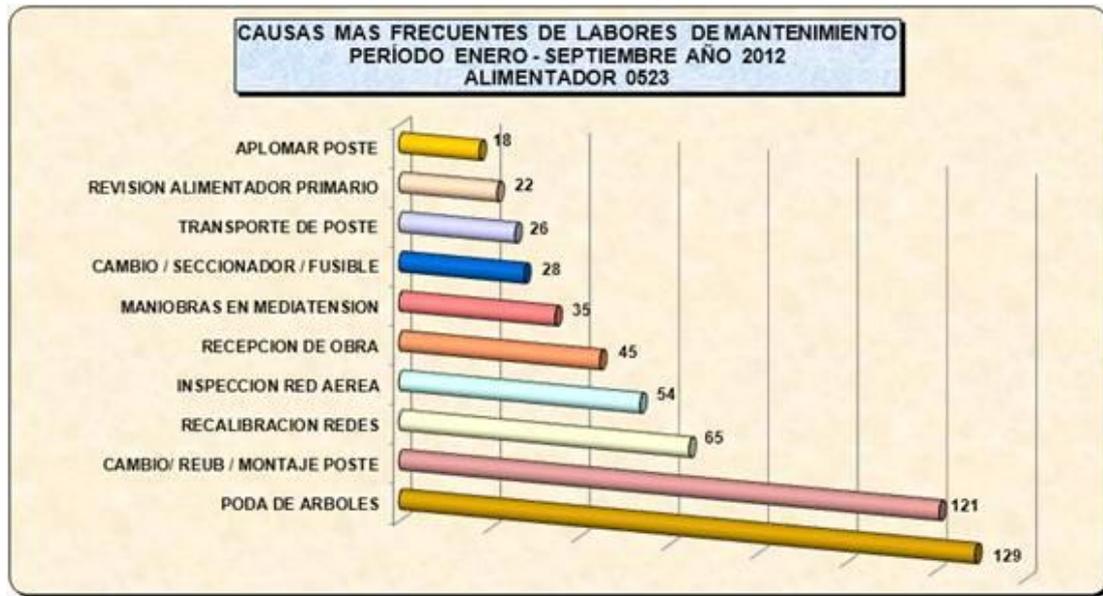
Se observa que el alimentador 0523 es el que mayor costo de mantenimiento representa, con un valor superior a los \$ 100.000,00 en el período enero – septiembre del año 2012.



**Fig. 3.7 Alimentadores con Mayor Costo de Mantenimiento.**  
**Fuente: CENTROSUR**

En la Fig. 3.8, se puede apreciar las 10 principales causas que generan la intervención de los grupos de mantenimiento en el alimentador 0523.

Entre las principales causas de interrupciones de servicio y que lógicamente afecta los índices de gestión de la CENTROSUR, es el cambio de fusibles, que se pueden estar produciendo por diferentes razones como es la caída ramas de árboles sobre las redes, factores climáticos como vientos, lluvia etc.



**Fig. 3.8 Actividades más Frecuentes de Mantenimiento.**  
**Fuente: CENTROSUR**

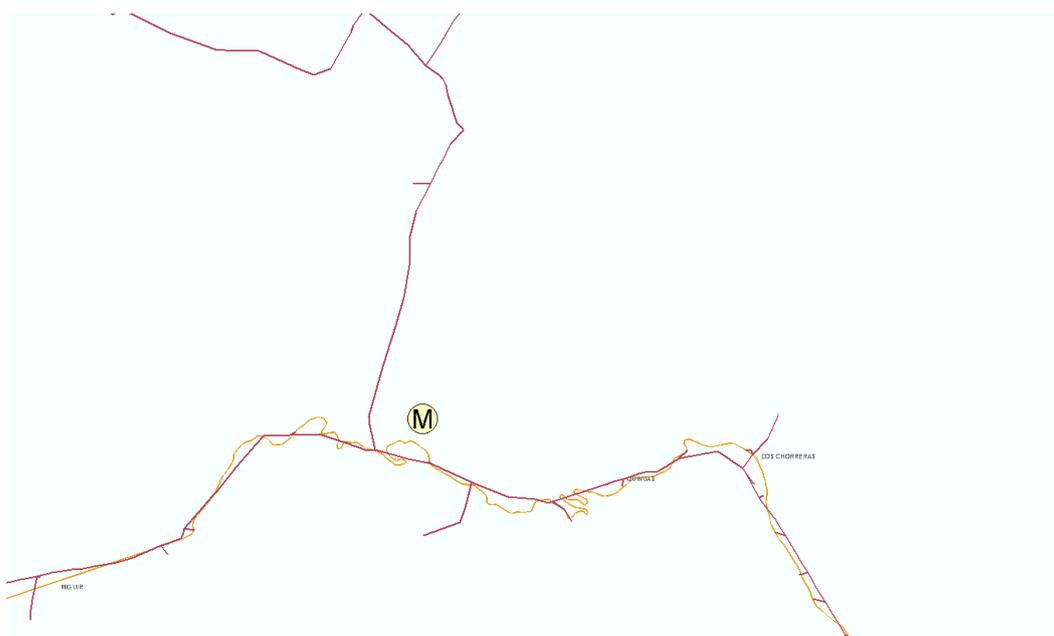
### 3.3.3 REGISTROS DE MEDICIONES ADICIONALES DE CAMPO

La actividad relacionada con las inspecciones de campo, se realizaron con el objetivo de comprobar y contrastar la información recopilada del Sistema de Información Geográfico (GIS), puesto que, al ser este un sistema que está siendo continuamente actualizado, es susceptible a errores de ingreso de información y por lo tanto se pueden presentar inconsistencias entre la información obtenida del GIS y la realmente existente.

En cuanto a las mediciones, se procedió a realizar la medición de potencia y corriente en los puntos más importantes del alimentador, los equipos utilizados son los Registradores de Carga marca *Varcorder*, cuyas características principales se describen en el anexo 3.4



**Fig. 3.9 Registradores de Carga marca Varcorder**  
Fuente: <http://www.sensorlink.com>



**Fig. 3.10 Ubicación de los Puntos de Medición**



Con los valores de medición obtenidos se procedió a procesar la información, y se pudo determinar que el día de máxima demanda durante esa semana en los tres puntos de medición, fue el 25 de octubre de 2012 a las 19H30.

Los resultados obtenidos se muestran a continuación:

- Voltaje de línea en barra: 22.20 kV.
- Factor de carga: 64%
- Corrientes y fp, en los diferentes puntos monitoreados

PUNTO DE MEDICIÓN	I (A)	I (B)	I (C)	FP (A) %	FP (B) %	FP (C) %
CARMELA MALO Y ALFONSO JARAMILLO	173.8	156.5	176.5	99	98	98
VIA A MISICATA Y CARMELA MALO	58	48.3	60.7	-98	97	98
TRES CRUCES	18	2.9	3.9	-94	-97	-94

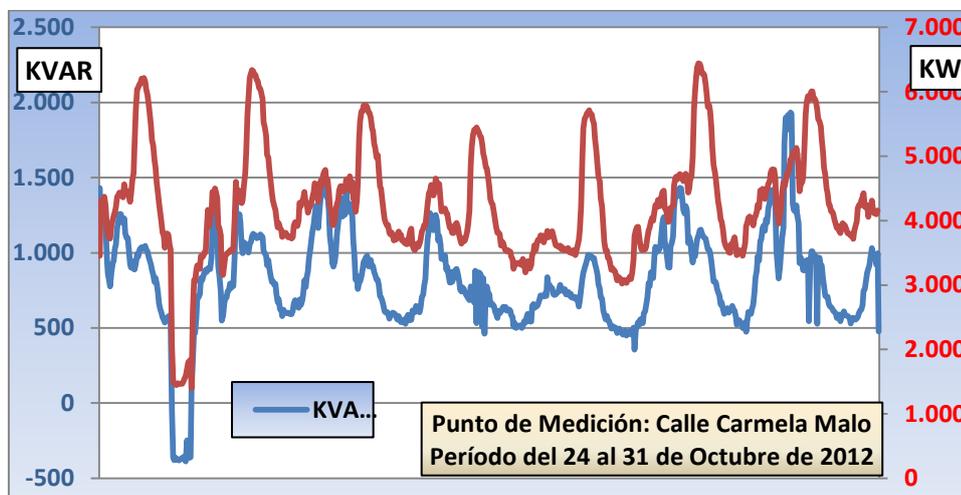


Fig. 3.11 Potencias, sector calle Carmela Malo

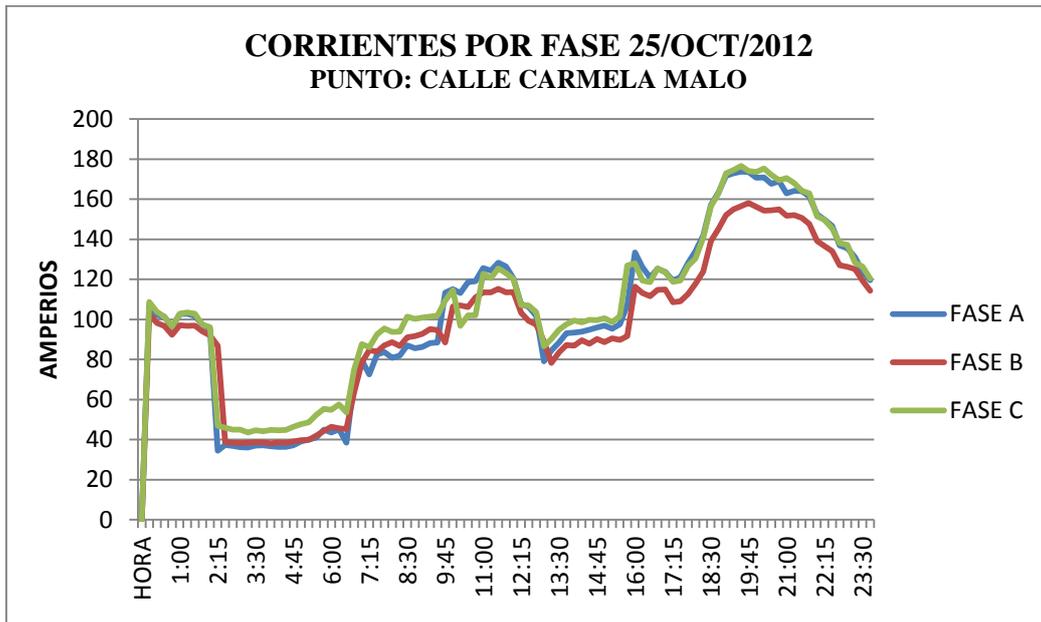


Fig. 3.12 Corrientes, sector calle Carmela Malo

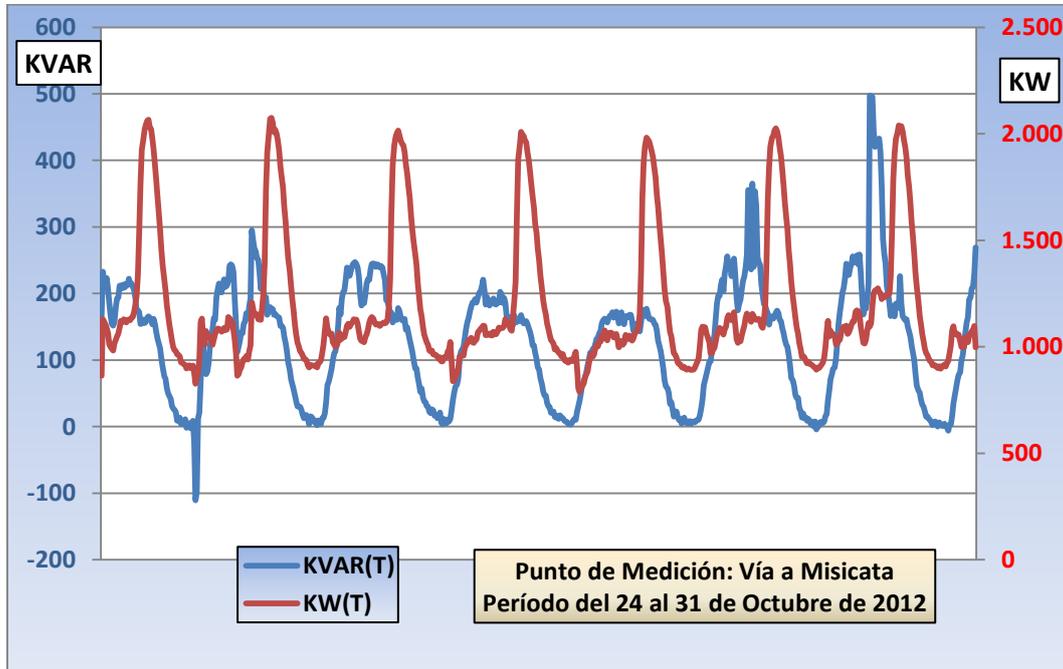


Fig. 3.13 Potencias, sector vía a Misicata

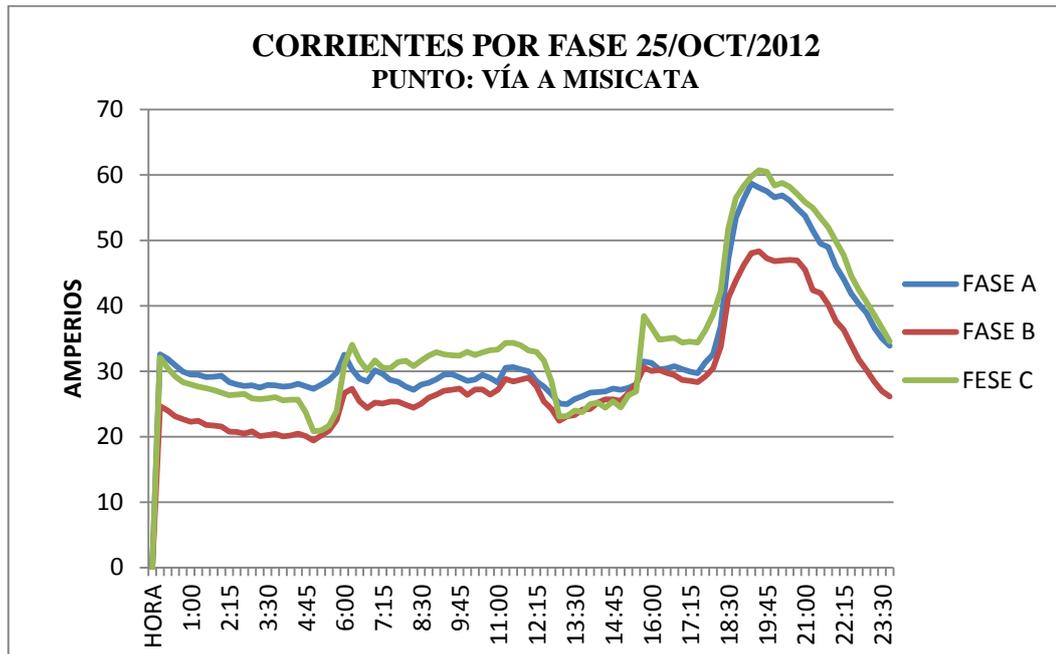


Fig. 3.14 Corrientes, sector Vía a Misicata

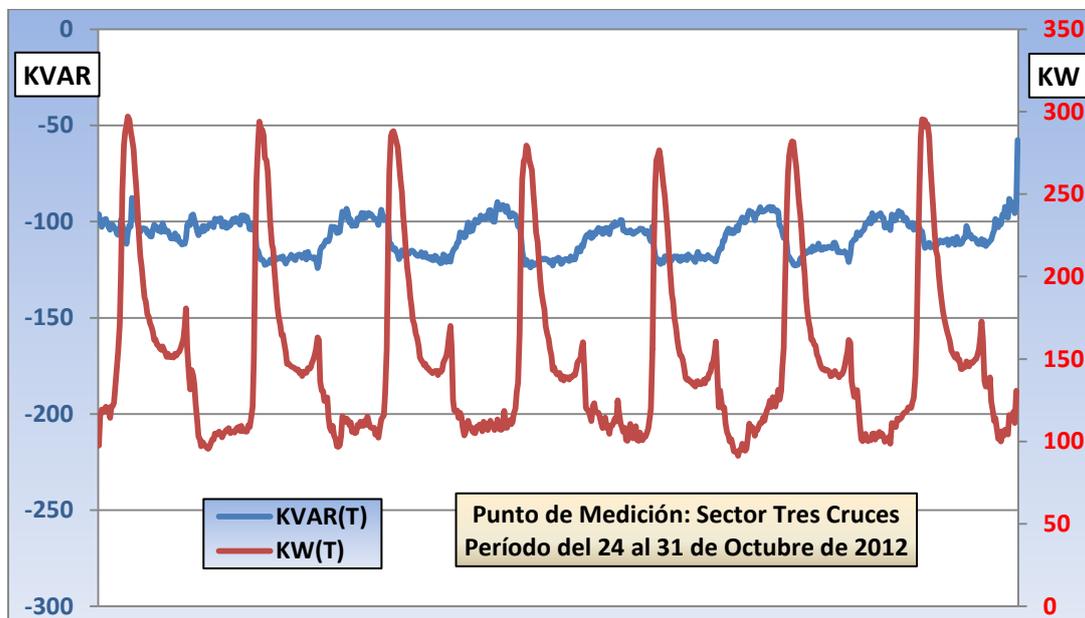
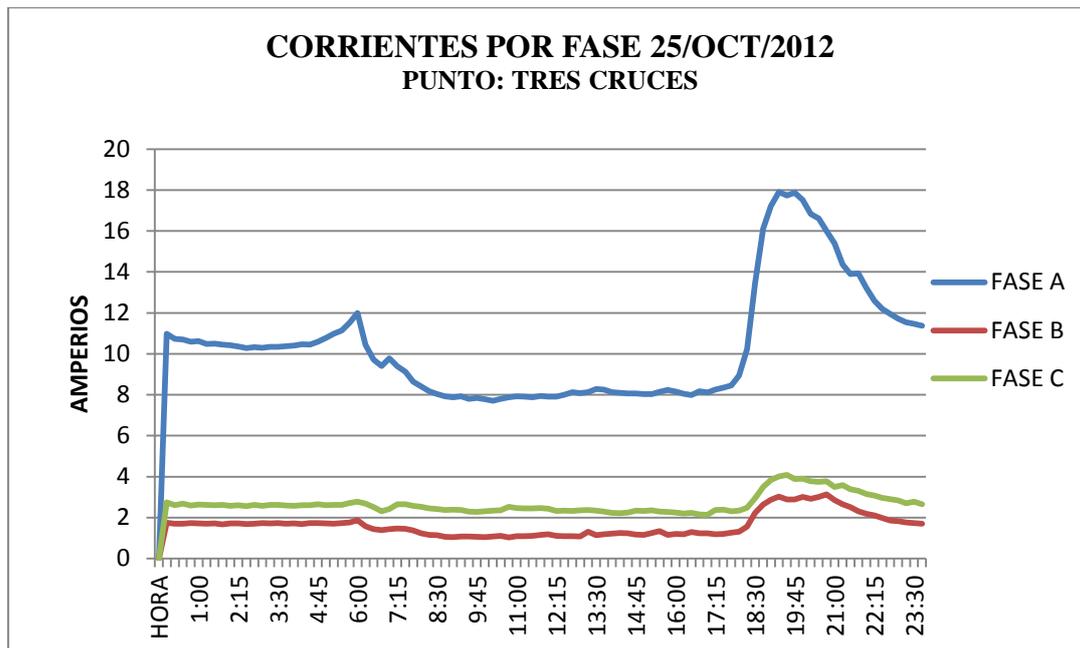


Fig. 3.15 Potencias, sector Tres Cruces



**Fig. 3.16 Corrientes, sector Tres cruces**

Como podemos observar en los gráficos de registro de corriente, en los puntos de medición de la Calle Carmela Malo y en la Vía a Misicata, la potencia está distribuida más o menos en forma equilibrada, lo que nos da una idea que en estos puntos no existe problema por desequilibrio de carga.

De acuerdo a las mediciones realizadas en el punto Tres Cruces, podemos observar en los gráficos correspondientes que existe un gran desequilibrio de carga entre las fases, siendo la fase A la que mayor valor de carga registra.

En cuanto a la potencia, podemos indicar que en los puntos de la Calle Carmela Malo se registran los mayores valores de potencia.

En el punto Tres Cruces, los niveles de potencia no son muy elevados, puesto que a partir de este punto los abonados que se sirven son de tipo eminentemente rural y su demanda promedio es baja.



### 3.4 MODELACIÓN DIGITAL

Para la modelación digital del alimentador se utilizará el programa CYMDYST 5.02, el mismo que permite realizar varios tipos de estudios en sistemas equilibrados o desequilibrados, monofásicos, bifásicos o trifásicos, con configuración radial, en anillo o mallada. El programa CYMDIST incluye un editor completo de redes y las funciones siguientes:

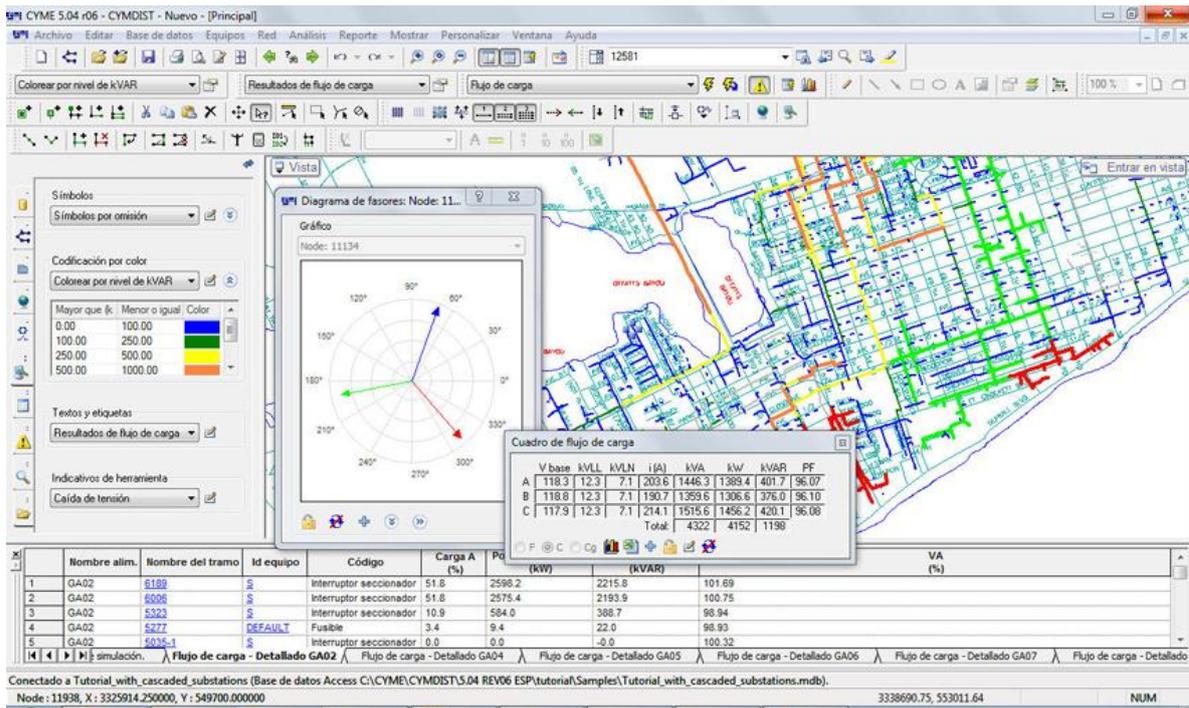
- Flujo de potencia desbalanceado
- Análisis de fallas
- Balance de cargas
- Distribución y evaluación de cargas
- Ubicación óptima de condensadores

El programa de análisis de redes de distribución CYMDIST es una serie de aplicaciones que consta de un editor de red, de módulos de análisis y de bibliotecas de modelos personalizables desde las cuales podemos obtener la solución más eficiente.

El programa de análisis de redes de distribución CYMDIST puede realizar estudios de planeamiento y simular el comportamiento de las redes de distribución en distintas condiciones de funcionamiento y distintos escenarios. Además incluye varias funciones necesarias para el planeamiento, la explotación y el análisis de las redes de distribución.

Las funciones de análisis de flujo de carga, cortocircuito y optimización de la configuración eléctrica pueden ejecutarse en sistemas de distribución equilibrados o desequilibrados, con diferentes combinaciones de fases y configuraciones.

El espacio de trabajo del programa es totalmente personalizable. La representación gráfica de los componentes de la red, los resultados y los reportes puede crearse y modificarse.

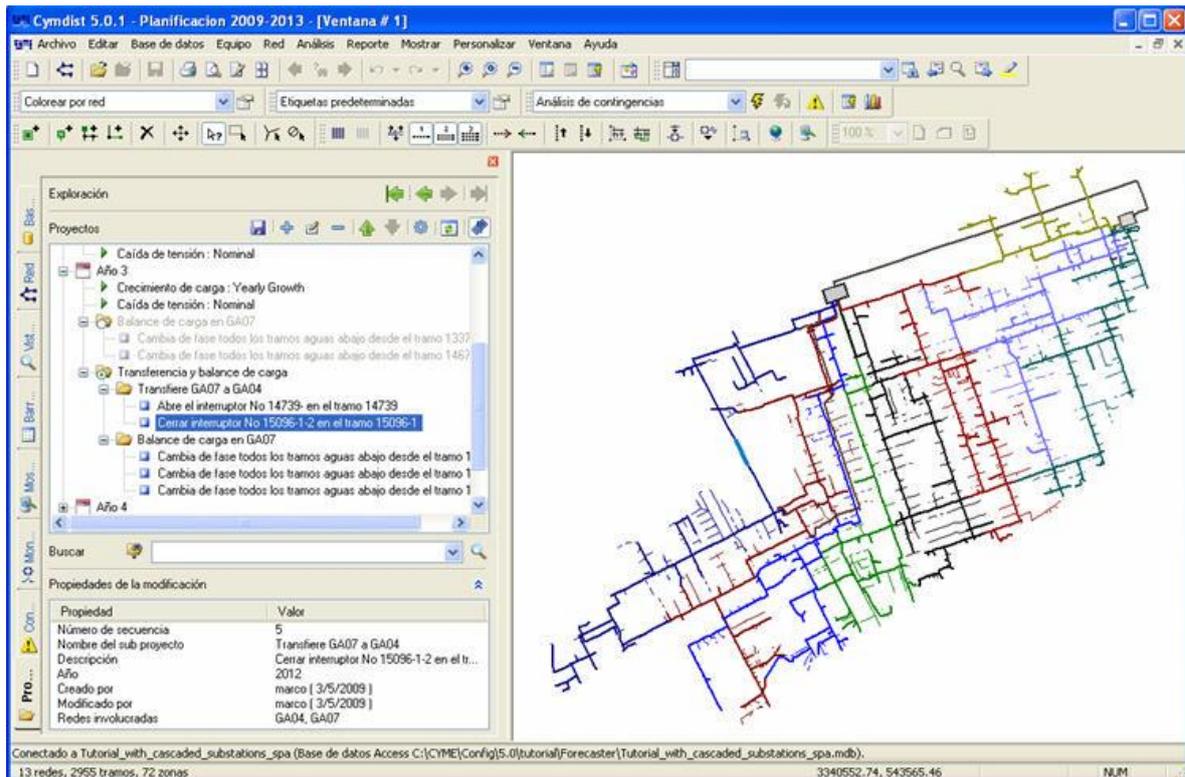


**Fig. 3.17 Ventana de comandos y aplicaciones CYMDIST**  
 Fuente: [www.cyme.com](http://www.cyme.com)

Los módulos adicionales del programa CYMDIST permiten realizar estudios más especializados como el análisis de la confiabilidad, de contingencias, de armónicos, de configuración óptima, etc.

El programa CYMDIST es una herramienta muy adecuada para crear estudios predictivos por simulación y además evaluar el impacto de los cambios efectuados en la red.

Todos los datos están almacenados en tablas SQL y archivos XML que pueden consultarse fácilmente desde terceras aplicaciones. Se puede interconectar el programa CYMDIST o integrarse con otras aplicaciones como los sistemas AM/FM/GIS, DMS, NMS, OMS y SCADA.



**Fig. 3.18 Ventana de simulaciones CYMDIST**  
Fuente: [www,cyme.com](http://www.cyme.com)

Entre las principales aplicaciones de análisis tenemos:

- Flujo de carga y caída de voltaje
- Cálculo de cortocircuito
- Dimensionamiento y ubicación óptima de banco de condensadores
- Balance, distribución y evaluación de cargas
- Análisis de flujo de carga con perfiles
- Optimización de la configuración del sistema eléctrico (puntos de conexión)
- Administrador avanzado de proyectos y Planificador de redes
- Modelación de la generación distribuida
- Análisis de confiabilidad
- Análisis de contingencias simples con restablecimiento
- Coordinación de dispositivos de protección

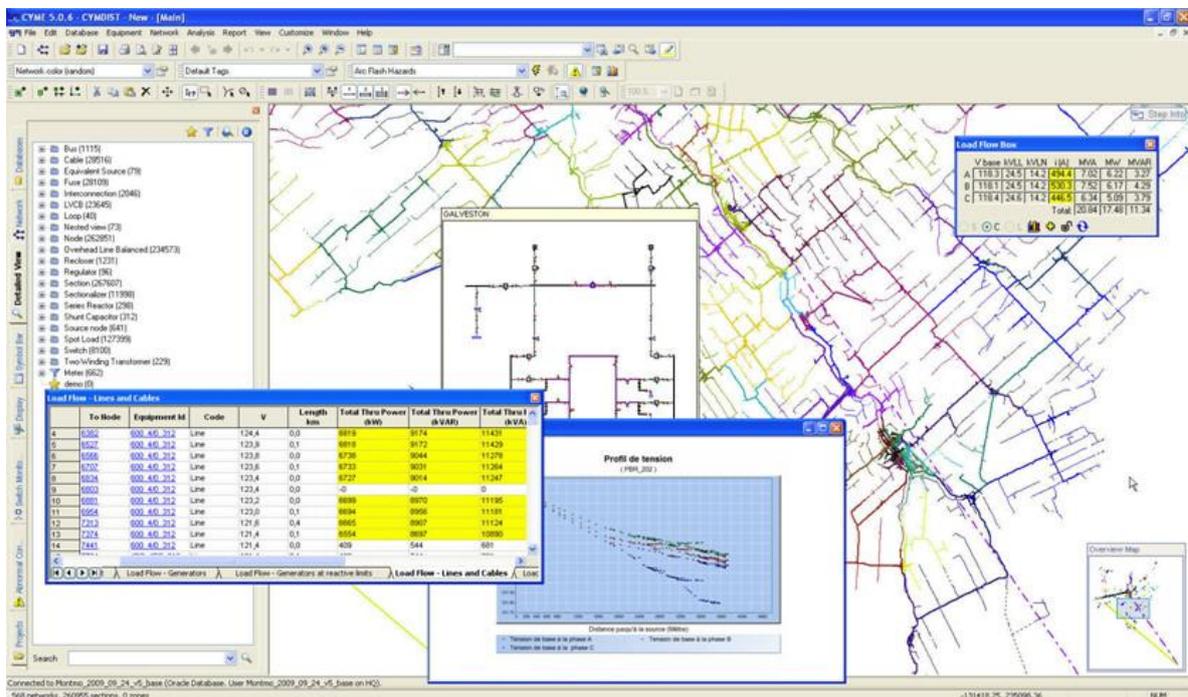


Fig. 3.19 Ventana de reportes CYMDIST  
Fuente: www.cyme.com

### 3.5 MODELACIÓN DEL ALIMENTADOR 0523, EN CONDICIONES ACTUALES

Con esta modelación se analizarán las pérdidas y caídas de voltaje en condiciones de demanda máxima del alimentador, con flujos de carga desequilibrados, así como los niveles de voltaje de cada fase.

Los valores porcentuales utilizados para el cálculo de caída de voltaje serán los dispuestos por el CONELEC en la regulación 004/001 que es de  $\pm 10\%$  para la sub-etapa 1.

Para el análisis económico de cada uno de estos eventos, se asumirá un costo de \$ 0,089 por kW.

Todos los análisis realizados en este estudio son en hora de demanda máxima.



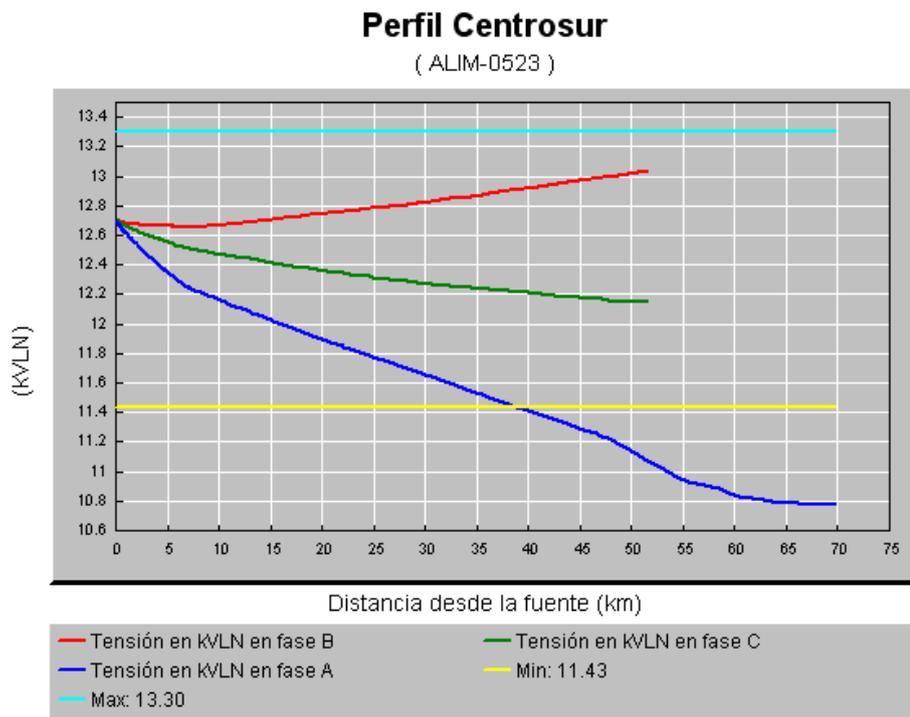
### 3.5.1 RESULTADOS DE LA MODELACIÓN

**Tabla 3.1 Parámetros de la modelación**

Parámetros del estudio	
Nombre del estudio	ANALISIS 0523 14-01-2013.sxst
Fecha	Mon Jan 14 2013
Tiempo	15h27m17s
<b>Método de cálculo</b>	<b>Caída de tensión - Desequilibrada</b>
Precisión	0.0100 MVA
Factores de carga	Global (P=100.00%, Q=100.00%)
Factores de motor	Como definido
Factores de generador	Como definido
Condensadores shunt	On
Modelo de carga de sensibilidad	De la biblioteca

**Tabla 3.2 Niveles de voltaje**

Condiciones anormales	Fase	Conteo	Peor caso	%
Sobrecarga	A	9	22379_MTA	135,88
	B	4	32420_MTA	138,79
	C	4	32420_MTA	133,25
Baja tensión	A	1660	130149_MTA	84,84
	B	0	167061_MTA	96,7
	C	234	115995_MTA	94,85
Alta tensión	A	0	24746_MTA	100
	B	0	25845_MTA	102,68
	C	0	24746_MTA	100

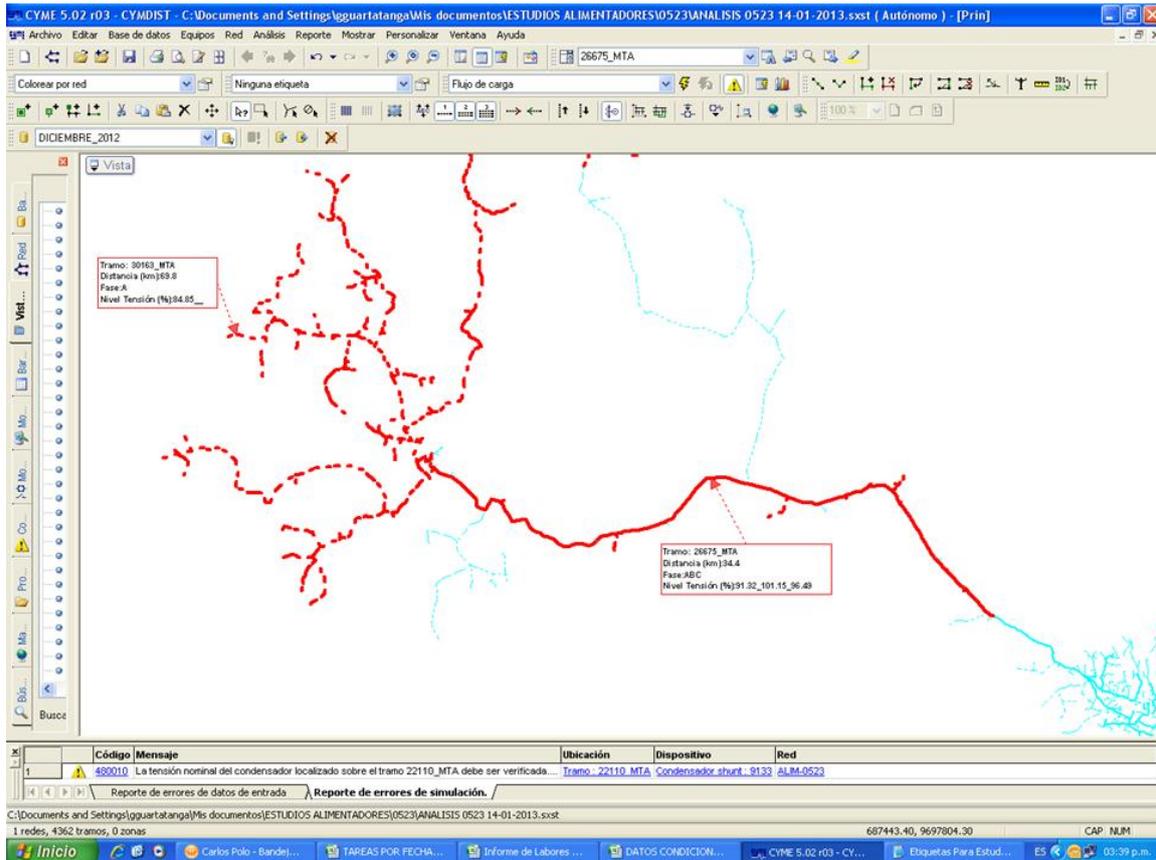


**Fig. 3.20 Perfil de Voltaje en condiciones actuales.**

En condiciones actuales de funcionamiento del alimentador, se observa que a una distancia de 34,4 Km. aguas abajo del alimentador en el tramo 36675\_MTA, un valor porcentual de nivel de voltaje de 91.3%, 101.15% y 96.43% en las fases ABC respectivamente.

La condición más desfavorable en cuanto al nivel de voltaje, se tiene en el tramo 30163, con un nivel de voltaje del 84.85% correspondiente a la fase A y a una distancia de 69,80 Km. aguas abajo del alimentador.

Como se puede observar, la fase A es la que mayores problemas tiene por caída de voltaje, así también esta fase es la de mayor longitud, esto debido a ramales monofásicos que dan servicio a comunidades muy alejadas de los centros poblados y que tienen una baja densidad poblacional.



**Fig. 3.21 Estado Actual Alimentador.**

Las pérdidas obtenidas en la modelación del alimentador, se encuentran resumidas en el cuadro siguiente, y tiene que ver con aquellas pérdidas producidas en los elementos constitutivos del sistema de distribución eléctrica, como son las pérdidas en las líneas que se refiere a los conductores aéreos, pérdidas en los cables que son aquellas pérdidas producidas en los conductores subterráneos y las pérdidas en los transformadores:

Además se especifican los valores de pérdidas, de acuerdo al tipo de potencia del sistema, es así que tenemos desglosado las pérdidas en potencia activa (kW), potencia reactiva (kVAR) y potencia aparente (kVA).

Además tenemos también el valor porcentual del factor de pérdidas que está en el orden del 61,26%.



**Tabla 3.3 Resumen de pérdidas de potencia**

<b>Resumen total</b>	<b>kW</b>	<b>kVAR</b>	<b>kVA</b>	<b>FP(%)</b>
Fuentes (Potencia de equilibrio)	9015,6	1084,66	9080,62	99,28
Generadores	0	0	0	0
<b>Producción total</b>	<b>9015,6</b>	<b>1084,66</b>	<b>9080,62</b>	<b>99,28</b>
Carga leída (no regulada)	8703,42	1897,52	8907,87	97,7
Carga utilizada (regulada)	8703,22	1897,3	8907,63	97,71
Condensadores shunt (regulados)	0	897,51	897,51	0
Reactancias shunt(reguladas)	0	0	0	0
Motores	0	0	0	0
<b>Cargas totales</b>	<b>8703,22</b>	<b>999,79</b>	<b>8760,46</b>	<b>99,35</b>
Capacitancia del cable	0	21,56	21,56	0
Capacitancia de la línea	0	296,6	296,6	0
<b>Capacitancia shunt total</b>	<b>0</b>	<b>318,16</b>	<b>318,16</b>	<b>0</b>
Pérdidas en las líneas	183,87	237,79	300,58	61,17
Pérdidas en los cables	9,43	6,59	11,5	81,97
Pérdidas en los transformadores	119,09	158,66	198,38	60,03
<b>Pérdidas totales</b>	<b>312,38</b>	<b>403,03</b>	<b>509,92</b>	<b>61,26</b>

El costo anual de las pérdidas del sistema, considerando un valor de \$ 0.089 el kW-h, se presenta en el siguiente cuadro.

**Tabla 3.4 Costo anual por pérdidas en el sistema**

<b>Costo anual de las pérdidas del sistema</b>	<b>kW</b>	<b>MW-h/año</b>	<b>k\$/año</b>
Pérdidas en las líneas	183,8664	711,6841	63,3399
Pérdidas en los cables	9,4281	36,493	3,2479
Pérdidas en los transformadores	119,086	873,6456	77,7545
<b>Pérdidas totales</b>	<b>312,3805</b>	<b>1621,8226</b>	<b>144,3422</b>

Podemos resumir que el valor total de las pérdidas de energía es de 1.621,82 MW-h/año, y que resumida en valores monetarios es de \$ 144.342,20.

La cargabilidad referente a los conductores que conforman la infraestructura eléctrica del alimentador es del 85.2%.



### **3.6 IMPLEMENTACIÓN DE ACCIONES Y MEDIDAS CORRECTIVAS.**

De los sistemas que componen las redes eléctricas, son los sistemas de distribución los que presentan los índices más altos de pérdidas técnicas y no técnicas de energía. Debido a esto, actualmente el esfuerzo de las empresas de distribución está centrado en la eliminación de las pérdidas no técnicas y en la reducción de las pérdidas técnicas.

Por esta razón, las empresas distribuidoras de energía eléctrica requieren operar los sistemas con criterios técnicos de economía, confiabilidad y seguridad apropiados para garantizar la calidad del servicio a los clientes, cumpliendo con las normas técnicas exigidas y minimizar los tiempos de interrupción del servicio, buscando siempre tener el menor índice posible de pérdidas en el sistema.

Para lograr que se realice adecuadamente un plan de reducción de pérdidas, y una óptima operación del alimentador se debe acompañar con diferentes medidas de corrección que sean adecuadas al sistema.

El objetivo de la reducción de pérdidas y la óptima operación en los sistemas de distribución es asegurar que el crecimiento de la demanda de electricidad se satisfaga de manera óptima por medio de la adición de elementos al sistema, que sea técnica y económicamente razonable.

Existen diversas metodologías con el fin de minimizar las pérdidas técnicas en estos sistemas entre las cuales podemos anotar el balance de fases, instalación de condensadores, reguladores de voltaje, repotenciación de conductores y reconfiguración, entre otros.

De las técnicas mencionadas anteriormente, dos de las metodologías más eficientes y de bajo costo de implementación para la reducción de las pérdidas técnicas son la reconfiguración de alimentadores y el balance de fases.



### 3.6.1 RECONFIGURACIÓN DE ALIMENTADORES

La reconfiguración se puede lograr mediante dos acciones que son:

- a. Reemplazo del conductor: Consiste en reemplazar conductores que estén sobrecargados por uno de mayor sección.

Con esta medida lograremos corregir los problemas de sobre-carga, reducción de pérdidas y disminución de la caída de voltaje.

- b. Añadiendo una o dos fases: Consiste en cambiar la configuración del alimentador en aquellos tramos en los que no se pueda corregir los problemas de desequilibrio de fases y de caída de voltaje, también se obtiene una reducción de la carga en los conductores, disminuyen las pérdidas, reduce el desbalance de carga y la ganancia en valores de voltaje es significativa.

Dentro de este punto y para el presente caso, procedemos a modelar el sistema, realizando dos acciones que consisten en primer lugar, cambiar la configuración de la red en el tramo de Molleturo – Hierba Buena con una longitud de 13.2 Km. que en la actualidad tiene una configuración 1x4(4), es decir un sistema monofásico con conductor N° 4 AWG tanto para las fases como para el neutro, que es reemplazado por un sistema trifásico con una configuración 3x1/0(4), es decir 3 conductores N° 1/0 AWG para las fases y el hilo neutro se mantiene el existente N°4 AWG. En segundo lugar, en el tramo Tres Cruces – Leonhuayco, se realiza el cambio de conductor que en la actualidad es de calibre N°4 AWG por uno de calibre N° 2 AWG, es decir se mantiene la misma configuración de un sistema monofásico a dos hilos (uno para la fase y uno para el neutro).

### 3.6.2 BALANCE DE FASES

El problema del balance de fases consiste en hallar una configuración



adecuada de conexión de las cargas para las tres fases del sistema, con el fin de garantizar que la corriente que circula por estas sean aproximadamente similares.

Este equilibrio de las corrientes del sistema garantiza una reducción del nivel de pérdidas técnicas y un mejoramiento en el comportamiento de las protecciones debido a que no se tendrán valores de corrientes elevadas que circulan por el neutro del sistema.

Con el fin de disminuir las pérdidas técnicas en sistemas de distribución, se propone en este trabajo una metodología que considera en forma combinada la reconfiguración de alimentadores primarios y el balance de fases.

### 3.7 MODELACIÓN DEL ALIMENTADOR CON LA IMPLEMENTACIÓN DE ACCIONES CORRECTIVAS

La modelación del alimentador, se realiza implementando las acciones correctivas sugeridas en el punto anterior, es decir la reconfiguración del alimentador y el balance de fases.

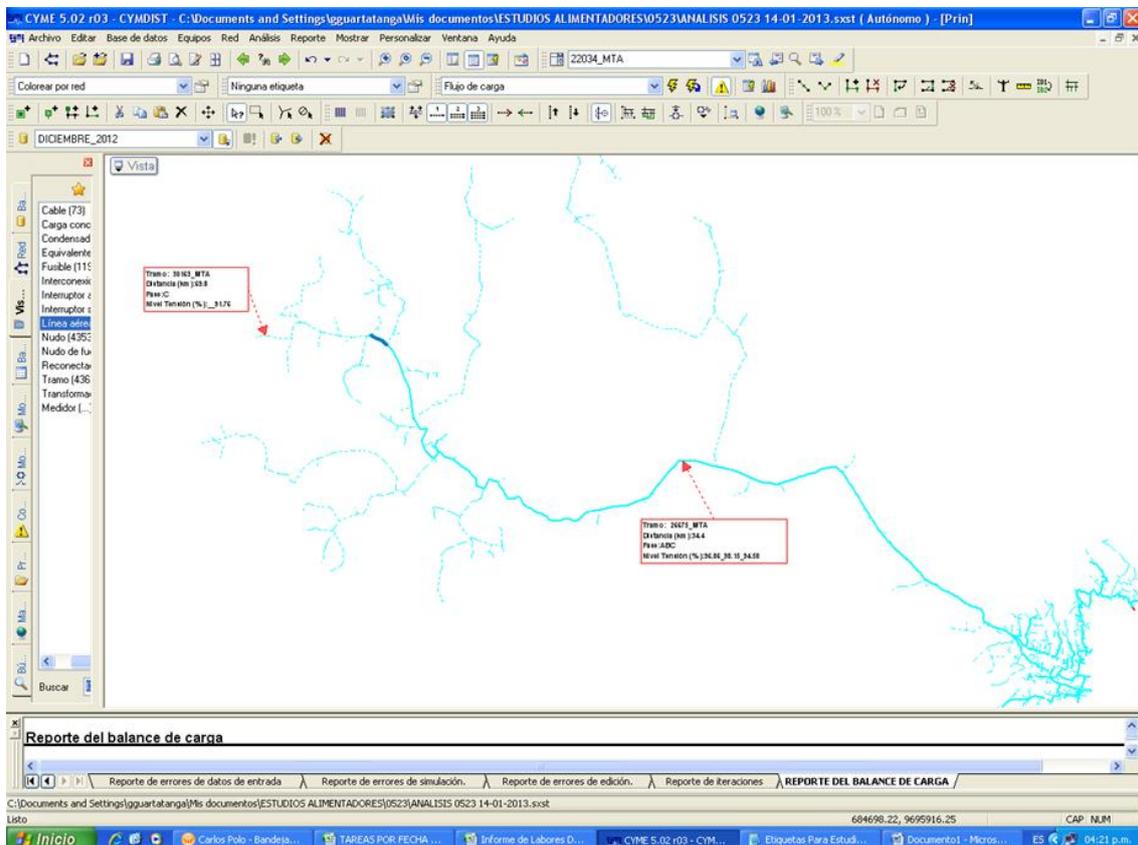
**Tabla 3.5 Parámetros de la modelación**

<b>Parámetros del estudio</b>	
Nombre del estudio	
Fecha	Fri Jan 18 2013
Tiempo	15h45m57s
<b>Método de cálculo</b>	<b>Caída de tensión - Desequilibrada</b>
Precisión	0.0100 MVA
Factores de carga	Global (P=100.00%, Q=100.00%)
Factores de motor	Como definido
Factores de generador	Como definido
Condensadores shunt	On
Modelo de carga de sensibilidad	De la biblioteca

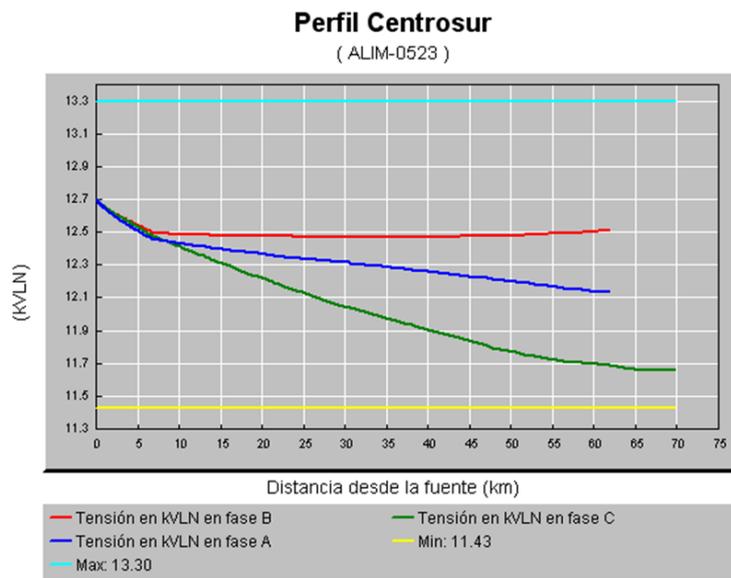


**Tabla 3.6 Resumen de pérdidas de potencia**

Resumen total	kW	kVAR	kVA	FP(%)
Fuentes (Potencia de equilibrio)	8983,42	996,41	9038,51	99,39
Generadores	0	0	0	0
<b>Producción total</b>	<b>8983,42</b>	<b>996,41</b>	<b>9038,51</b>	<b>99,39</b>
Carga leída (no regulada)	8703,42	1897,52	8907,87	97,7
Carga utilizada (regulada)	8703,75	1897,83	8908,25	97,7
Condensadores shunt (regulados)	0	897,55	897,55	0
Reactancias shunt (reguladas)	0	0	0	0
Motores	0	0	0	0
<b>Cargas totales</b>	<b>8703,75</b>	<b>1000,28</b>	<b>8761,04</b>	<b>99,35</b>
Capacitancia del cable	0	21,68	21,68	0
Capacitancia de la línea	0	334,11	334,11	0
<b>Capacitancia shunt total</b>	<b>0</b>	<b>355,79</b>	<b>355,79</b>	<b>0</b>
Pérdidas en las líneas	150,66	190,03	242,51	62,13
Pérdidas en los cables	8,76	6,19	10,72	81,67
Pérdidas en los transformadores	120,24	155,7	196,73	61,12
<b>Pérdidas totales</b>	<b>279,67</b>	<b>351,93</b>	<b>449,52</b>	<b>62,21</b>



**Fig. 3.22 Estado del alimentador con correctivos propuestos**



**Fig. 3.23 Perfil de voltaje con los correctivos propuestos**

**Tabla 3.7 Niveles de voltaje**

Condiciones anormales	Fase	Conteo	Peor caso	%
<b>Sobrecarga</b>	A	3	32420_MTA	122,3
	B	4	32420_MTA	139
	C	4	32420_MTA	139,21
<b>Baja tensión</b>	A	0	32263_MTA	97,04
	B	0	167061_MTA	96,51
	C	0	32263_MTA	95,38
<b>Alta tensión</b>	A	0	11317_MTA	101,29
	B	0	18999_MTA	101,63
	C	0	11317_MTA	101,34

**Tabla 3.8 Costo anual por pérdidas en el sistema**

Costo anual de las pérdidas del sistema	kW	MW-h/año	k\$/año
Pérdidas en las líneas	151,0028	584,4804	52,0188
Pérdidas en los cables	8,7597	33,9059	3,0176
Pérdidas en los transformadores	119,5807	880,0478	78,3243
<b>Pérdidas totales</b>	<b>279,3433</b>	<b>1498,4342</b>	<b>133,3606</b>



### 3.7.1 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

Con los resultados de la modelación, se puede observar que los niveles de pérdidas, mejoran considerablemente, es así que en pérdidas de potencia tenemos una disminución de 33,04 kW, que representan un 10,58% de ahorro.

**Tabla 3.9 Ahorro de potencia con los correctivos propuestos**

ELEMENTO	CONDICIÓN ACTUAL	CONDICIÓN PROPUESTA
PÉRDIDAS EN LÍNEAS	183,87	151,00
PÉRDIDAS EN CABLES	9,43	8,76
PÉRDIDAS EN TRANSFORMADORES	119,09	119,58
<b>PÉRDIDAS TOTALES</b>	<b>312,38</b>	<b>279,34</b>

<b>AHORRO</b>	<b>33,04</b>	<b>kW</b>
---------------	--------------	-----------

En pérdidas de energía tenemos una disminución de 123,39 MW-h/año, que representa un 7,61% de ahorro.

**Tabla 3.10 Ahorro de energía con los correctivos propuestos**

ELEMENTO	CONDICIÓN ACTUAL	CONDICIÓN PROPUESTA
PÉRDIDAS EN LÍNEAS	711,68	584,48
PÉRDIDAS EN CABLES	36,49	33,91
PÉRDIDAS EN TRANSFORMADORES	873,65	880,05
<b>PÉRDIDAS TOTALES</b>	<b>1.621,82</b>	<b>1.498,43</b>

<b>AHORRO</b>	<b>123,39</b>	<b>MW-h/año</b>
---------------	---------------	-----------------

En el cuadro siguiente se muestran los valores obtenidos luego del balance de cargas, en donde se puede observar un equilibrio de corrientes muy significativo ya que se logra disminuir el valor de la corriente que circula por el neutro de 69.68 Amperios que se tenía en las condiciones iniciales, a un valor de 1,86 A luego del balance de cargas.



**Tabla 3.11 Cuadro comparativo con balance de carga**

	Fase A (kVA)	Fase B (kVA)	Fase C (kVA)	Ineutro (A)	Pérdidas totales (kW)	Promedio kVA deseq.	Corriente Factor de deseq.	Tensión Factor de deseq.
Antes	3616,83	2796,61	2661,59	69,68	306,02	19,56%	19,56%	0,00%
Después	3020,16	3013,87	3017,94	1,86	278,74	0,11%	0,11%	0,00%

En la tabla 3.12 se indican los tramos del alimentador en donde debemos realizar el cambio de fase de conexión para lograr de esta manera el equilibrio o balance de carga en las fases del alimentador.

**Tabla 3.12 Cuadro de balance de carga**

Nombre del tramo	Rephasing (KVA)				Fase A (kVA)	Fase B (kVA)	Fase C (kVA)	Ineutro (A)	Pérd. Tot. (kW)	Promedio kVA deseq.	Corriente Fac. de deseq.
	A	B	C								
*10484_MTA	to C			Antes	3616,83	2796,61	2661,59	69,68	306,02	19,56%	19,56%
	71,8			Después	3525,55	2799,66	2745,49	60,16	291,22	16,60%	16,60%
*63941_MTA	to C			Antes	3525,55	2799,66	2745,49	60,16	291,22	16,60%	16,60%
	73,92			Después	3448,99	2800,15	2821,87	50,75	291,88	14,07%	14,07%
*31193_MTA	to C			Antes	3448,99	2800,15	2821,87	50,75	291,88	14,07%	14,07%
	61,25			Después	3368,95	2801,57	2891,12	42,15	284,53	11,53%	11,53%
*33469_MTA	to C			Antes	3368,95	2801,57	2891,12	42,15	284,53	11,53%	11,53%
	64,81			Después	3298,55	2802,44	2958,26	34,97	282,78	9,23%	9,23%
*30148_MTA	to C			Antes	3298,55	2802,44	2958,26	34,97	282,78	9,23%	9,23%
	53,08			Después	3232,87	2803,65	3020,74	30,36	281,24	7,14%	7,14%
*6527_MTA	to B			Antes	3232,87	2803,65	3020,74	30,36	281,24	7,14%	7,14%
	60,35			Después	3170,81	2865,13	3020,02	21,96	280,31	5,09%	5,09%
*70930_MTA	to B			Antes	3170,81	2865,13	3020,02	21,96	280,31	5,09%	5,09%
	58,4			Después	3111,14	2924,66	3019,54	13,95	279,85	3,11%	3,11%
*32365_MTA	to B			Antes	3111,14	2924,66	3019,54	13,95	279,85	3,11%	3,11%
	56,56			Después	3052,37	2981,53	3018,51	6,12	279,03	1,19%	1,19%
*64243_MTA	to B			Antes	3052,37	2981,53	3018,51	6,12	279,03	1,19%	1,19%
	31,06			Después	3020,16	3013,87	3017,94	1,86	278,74	0,11%	0,11%

### 3.8 ANÁLISIS ECONÓMICO

Todo proyecto en el cual queremos emprender, debe estar acompañado de un análisis económico, ya que por medio de éste, podemos disponer de las herramientas necesarias que nos permitan decidir sobre la conveniencia o no, de su emprendimiento.



El Valor Presente Neto (VPN), la Tasa de Retorno de Inversión (TIR), y la Relación Beneficio – Costo (B/C), son algunas de las herramientas financieras que nos permiten evaluar la rentabilidad de un proyecto.

**Valor Presente (VP):** Este valor consiste en traer todos los beneficios a valor presente, para lo que utilizamos la siguiente ecuación:

$$VP = VA * \left[ \frac{(1 + i)^n - 1}{i * (1 + i)^n} \right]$$

**Dónde:**

*VP* Valor Presente.

*VA* Valor Actual.

*n* Vida útil del proyecto.

*i* Tasa de descuento.

**Costos de Inversión (CI):** Es el presupuesto económico de la solución planteada, en la que deben estar considerados los precios unitarios de los materiales, la mano de obra tanto calificada como no calificada y costos indirectos.

**Valor Presente neto (VPN):** El valor presente neto, es el valor presente de los flujos de efectivo futuros, menos su costo de inversión, como se indica en la ecuación siguiente.

$$VPN = VP - CI$$

**Dónde:**

*VPN* Valor Presente Neto



**VP** Valor Presente  
**CI** Costo de Inversión

- Si el **VPN > 0**, la inversión produciría ganancias por encima de la rentabilidad exigida y el proyecto puede aceptarse.
- Si el **VPN < 0**, la inversión produciría ganancias por debajo de la rentabilidad exigida y el proyecto debería rechazarse.
- Si el **VPN = 0**, la inversión no produciría ni ganancias ni pérdidas, la decisión debería basarse en un mejor posicionamiento técnico.

**Tasa interna de Retorno (TIR):** Es la tasa de interés producida por un proyecto de inversión con pagos e ingresos que ocurren en periodos regulares dentro de un tiempo determinado. Para hallar la TIR, usamos la fórmula del VPN, en la cual el VPN reemplazamos por 0, y por lo tanto estaríamos hallando la tasa de descuento:

$$VPN = VP - CI$$

$$0 = VP - CI$$

$$0 = VA * \left[ \frac{(1 + i)^n - 1}{i * (1 + i)^n} \right] - CI$$

Si la TIR es menor que la tasa de descuento, el proyecto no sería rentable, pues el VP tendería a ser menor que la inversión.

Si la TIR resulta mayor que la tasa de descuento, el proyecto sería cada vez más rentable, pues el VP tendería a ser cada vez mayor que la inversión.



**Relación beneficio – costo (B/C):** Es la relación entre el valor presente respecto a la inversión inicial.

$$B/C = (VP / CI)$$

**Dónde:**

**B/C** Beneficio, Costo

**VP** Valor Presente

**CI** Costo de Inversión

Si la relación **B/C >1**, refleja que por cada dólar de costo se obtiene más de un dólar de beneficio. Por lo tanto, si el índice es mayor que uno, el proyecto es rentable.

Si la relación **B/C < 1**, quiere decir que por cada dólar de costo, obtenemos menos de un dólar de beneficio. En este caso, el proyecto debe rechazarse.

### **3.8.1 ANÁLISIS ECONÓMICO DE LAS SOLUCIONES PROPUESTAS**

Para el análisis económico de las soluciones propuestas, se considera un tiempo de vida útil del proyecto de 20 años, y la tasa de descuento del 8.17%, la misma que está establecida por el Banco Central del Ecuador.

Con las consideraciones anteriores, procedemos a encontrar y calcular algunos parámetros financieros que son herramientas necesarias para la toma de decisiones de un proyecto.

**Ahorro:** De acuerdo al balance de pérdidas de energía, presentado en la tabla 3.10, y considerando un valor de 0.089 el kW/h, el ahorro anual que se obtiene con las medidas propuestas es de \$10.981,59 anuales.



Tabla 3.13 Valor de ahorro anual

ELEMENTO	CONDICIÓN ACTUAL	CONDICIÓN PROPUESTA
PÉRDIDAS EN LÍNEAS	63.339,88	52.018,76
PÉRDIDAS EN CABLES	3.247,88	3.017,63
PÉRDIDAS EN TRANSFORMADORES	77.754,46	78.324,25
<b>PÉRDIDAS TOTALES</b>	<b>144.342,22</b>	<b>133.360,63</b>

<b>AHORRO</b>	<b>10.981,59</b>	<b>U.S.D.</b>
---------------	------------------	---------------

**Costo de inversión:** Se refiere al valor que representa la implementación de las medidas correctivas, las mismas que se resumen en el cuadro siguiente.

Tabla 3.14 Costo de inversión de las medidas propuestas

**VALORACIÓN POR CAMBIO DE CONDUCTOR Y RECONFIGURACIÓN DEL ALIMENTADOR**

ITEM	DENOMINACIÓN	CAMBIO DE CONDUCTOR ALIM. 0523 TRAMO TRES CRUCES - LEONHUAYCO	RECONFIGURACIÓN ALIM. 0523 TRAMO MOLLETURO - HIERBA BUENA	PRESUPUESTO TOTAL
1	MATERIALES	11.302,65	46.000,02	57.302,67
2	MANO DE OBRA	7.053,57	9.986,45	17.040,02
3	TRANSPORTE	987,50	1.398,11	2.385,61
4	ESTUDIOS	967,19	2.869,23	3.836,42
5	IVA (12%)	846,43	1.198,37	2.044,80
<b>TOTAL</b>		<b>\$ 21.157,34</b>	<b>\$ 61.452,18</b>	<b>\$ 82.609,52</b>

**VALORACIÓN POR INTERVENCIÓN EN EL ALIMENTADOR POR BALANCE DE CARGA**

ITEM	NUMERO DE INTERVENCIONES	COSTO UNITARIO HORA GRUPO	HORAS NECESARIAS POR INTERVENCIÓN	PRESUPUESTO TOTAL
1	9	57,42	2,00	1.033,56
<b>TOTAL</b>		<b>\$ 57,42</b>	<b>\$ 2,00</b>	<b>\$ 1.033,56</b>

**VALOR TOTAL DE LA INTERVENCIÓN EN EL ALIMENTADOR**

VALOR 1	VALOR 2	VALOR TOTAL
82.609,52	1.033,56	<b>83.643,08</b>

Del cuadro anterior se desprende que el costo de inversión del presente proyecto es de \$ 83.643,08.



**Valor Presente (VP):** Para el cálculo de este valor aplicamos la fórmula 3.12

$$VP = VA * \left[ \frac{(1 + i)^n - 1}{i * (1 + i)^n} \right]$$

$$VP = 10.981,59 * \left[ \frac{(1 + 0,0817)^{20} - 1}{0.0817 * (1 + 0.0817)^{20}} \right]$$

$$VP = \$ 106.468,38$$

**Valor Presente neto (VPN):** Para encontrar este valor, aplicamos la fórmula 3.13.

$$VPN = VP - CI$$

$$VPN = 106.468,38 - 83.643,08$$

$$VPN = \$ 22.825,30$$

**Tasa interna de Retorno (TIR):** Para hallar la TIR hacemos uso de la fórmula del VAN, sólo que en vez de hallar el VAN (el cual reemplazamos por 0), estaríamos hallando la tasa de descuento:

$$0 = VA * \left[ \frac{(1 + i)^n - 1}{i * (1 + i)^n} \right] - CI$$



$$0 = 10.981,59 * \left[ \frac{(1 + TIR)^{20} - 1}{TIR * (1 + TIR)^{20}} \right] - 83.643,08$$

$$TIR = 11,69 \%$$

La tasa interna de retorno (TIR) es mayor que la tasa referencial de 8.17 %, por lo tanto el proyecto es cada vez más rentable

**Relación beneficio – costo (B/C):** Para encontrar esta relación usamos la fórmula 3.15

$$B/C = (VP/CI)$$

$$B/C = (106.468,38/83.643,08)$$

$$\frac{B}{C} = 1,27$$

Observamos que la relación beneficio / costo es mayor que uno por lo tanto el proyecto es rentable.

### 3.9 CONCLUSIONES DEL CAPITULO

En este capítulo, se han descrito, las características de funcionamiento del alimentador 0523, así como su historial de interrupciones y causas, luego del análisis de los problemas detectados, se procede por medio de simulación digital, a modelar las condiciones actuales que nos servirán de base para buscar alternativas de solución que a su vez sean técnicamente aplicables y económicamente rentables.

La técnica utilizada para la reducción de pérdidas es el balance de fases y la



reconfiguración del alimentador.

De acuerdo a los resultados obtenidos se puede concluir que esta metodología es muy eficiente e impacta positivamente en la operación del sistema.

Luego se realiza un análisis económico de la metodología propuesta y se puede indicar que ésta es de fácil implementación y presentan excelentes resultados para este tipo de problemas.



## CAPÍTULO IV

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 4.1 CONCLUSIONES

- En este trabajo se desarrolló una metodología para la reducción de las pérdidas técnicas en sistemas de distribución, la cual se basa en la reconfiguración de alimentadores primarios y el balance de fases, y para su solución se emplean las técnicas de modelación y simulación mediante el paquete informático denominado CYMDIST, obteniendo resultados alentadores sobre esta metodología.
- Al resolver el problema de reconfiguración y de balance de fases en un alimentador primario, se obtienen mejoras significativas en el nivel de voltaje
- La metodología de optimización de alimentadores primarios mediante la reconfiguración y balance de fases, son de fácil implementación y presentan excelentes resultados para este tipo de problemas.
- La implantación y la puesta en práctica de esta metodología son económicamente viables ya que no requiere de grandes inversiones en relación con los beneficios a obtener.

#### 4.2 RECOMENDACIONES:

- Se debe emprender con el balance de cargas y la reconfiguración propuesto en el presente estudio ya que una vez realizada esta acción, y aplicando los cambios de configuración recomendados, el factor de desequilibrio que se registra actualmente, baja del 19,56% al 0,11%, así mismo el valor de la corriente que circula por el neutro, disminuye de



69,68 A. a 1,86 A.

- Por motivos de mantenimiento y para mejorar la confiabilidad del alimentador se recomienda cambiar los tramos monofásicos de M.V. que al momento se encuentran construidos con conductor 4 AWG tipo ACSR, ya que este tipo de conductor está en desuso en la CENTROSUR, además que ayudará a mejorar los índices de caída de voltaje en los puntos aguas abajo de estos tramos.
- Se recomienda realizar mediciones de voltaje en los puntos críticos luego de las modificaciones que se realicen en el alimentador, con la finalidad de corroborar los resultados que se desean alcanzar.
- Realizar periódicamente el monitoreo de las corrientes a lo largo del alimentador mediante la utilización de equipos registradores de carga portátiles como los *Varcorder*, que permiten ajustar los resultados de los estudios.
- Realizar estudios para la modificación topológica de tramos del alimentador para construirlos siguiendo en lo posible el eje de vía, lo que permitirá disminuir los tiempos de atención de reclamos y por lo tanto se logrará disminuir los costos de mantenimiento.
- Se recomienda realizar el estudio de coordinación de protecciones del alimentador para mejorar la confiabilidad, instalando equipos de protección y maniobra que permitan minimizar las interrupciones generales, ya que de esta manera mejorará considerablemente la confiabilidad del alimentador, lo que se verá reflejado en los índices FMIK y TTIK.
- Como soporte se debe mantener actualizada la base de datos de la red, con su topología, características de los elementos, con los registros de



carga en diferentes partes de la red, lo cual permitirá conocer el comportamiento de su carga, para de esta manera poder aplicar los correctivos en forma oportuna.

- Finalmente, es importante dar un seguimiento al sistema eléctrico de distribución, ya que se trata de un sistema dinámico que está constituido por una gran cantidad de elementos y están en constante crecimiento.



## BIBLIOGRAFÍA

1. MENDOZA LAMEDA Franklin Antonio, "Diseño Multiobjetivo y Multietapa de Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica Aplicando Algoritmos Evolutivos" Tesis Doctoral, Universidad de Zaragoza, España, abril de 2010
2. TÉLLEZ GUTIÉRREZ Sandra Milena, "Comportamiento de conductores eléctricos usados en líneas de transmisión ante esfuerzos electromecánicos y térmicos combinados" Tesis de Magister en Ingeniería Eléctrica, Universidad Nacional de Colombia, 2011
3. POSADA TÉLLEZ Norberto, "Planeación a corto plazo de la expansión de redes de distribución eléctrica aéreas minimizando pérdidas técnicas" Tesis de Maestro en Ciencias con especialidad en Ingeniería Eléctrica, Instituto Politécnico Nacional, México D.F., 2003
4. MARTÍN Mario Luis – RAMATI Orlando Héctor, "Pérdidas de energía en la distribución", CIER.
5. ARIAS Jorge - GALLEGO Ramón - ESCOBAR Antonio, "Nuevo índice de estabilidad de tensión para mejorar la operación en redes radiales de distribución", Paper, Universidad Tecnológica de Pereira, Colombia, agosto de 2009
6. GARCES Alejandro - GALLEGO Ramón - GALVIS Juan, "Solución al problema de balance de fases y reconfiguración de alimentadores primarios bajo un modelamiento trifásico usando Simulated Annealing", Paper, Universidad Tecnológica de Pereira, Colombia, mayo de 2006
7. CAÑAR OLMEDO Santiago "Cálculo detallado de pérdidas en sistemas Eléctricos de Distribución, aplicado al alimentador Universidad, perteneciente a la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S. A." Tesis de Ingeniero Eléctrico, Escuela Politécnica Nacional, Quito 2007
8. YEBRA MORÓN Juan Antonio, "Sistemas Eléctricos de Distribución", Editorial Reverté, México 2009
9. CENTROSUR, "Diagnóstico Técnico del Sistema de Distribución", Cuenca, enero 2012
10. AILLÓN SÁNCHEZ Claudia; "Desarrollo de la metodología EEQ S. A., para el cálculo de pérdidas técnicas en alimentadores primarios, y aplicación al primario 04D de la subestación Chimbacalle", Tesis de Ingeniero Eléctrico, Escuela Politécnica Nacional, Quito 2010.
11. EGEA ELJACH, Luis Antonio; "Casos estudios típicos en los sistemas de distribución de energía eléctrica", Tesis de Ingeniero Electricista,



Universidad Nacional de Colombia, sede Medellín, 2009

12. CONELEC, Regulación N° 004/01, “Calidad del servicio Eléctrico de Distribución” Ecuador 2001
  13. HARPER, Enríquez, “ABC de la calidad de Energía Eléctrica”, Limusa, México, 1999
  14. FERNANDEZ DE CÓRDOVA Santiago - LARRIVA Fabián, “Estudio de la Automatización de alimentadores primarios de la Empresa Eléctrica Regional Centro sur C. A. mediante el uso de reconectores. Análisis Técnico – Económico”, Tesis de Ingeniero Eléctrico, Universidad Politécnica Salesiana, Cuenca Ecuador, 2007
  15. TIPAN, Santiago, “Automatización e integración al sistema SCADA de los alimentadores A1/1 y A1/2 de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A.” Tesis de Ingeniero Eléctrico, Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2009.
  16. PAMPIN VERGARA Gabriela - SARMIENTO URUCHURTU Héctor, “Localización y determinación de pasos de capacitores en derivación para líneas de distribución”, Boletín IIE, 2001
  17. FREIRE VILLACÍS Byron, “Análisis técnico de la operación del Alimentador N°2 de la S/E Otavalo, de la Empresa Eléctrica Emelnorte S. A.”, Tesis de Ingeniero Eléctrico, Escuela Politécnica Nacional, Quito 2012.
  18. CÁRDENAS Ramiro, HERRERA Cristian, “Modelo técnico económico para el cálculo de costos de pérdidas en la EEQSA” Tesis de Ingeniero Eléctrico, Escuela Politécnica Nacional, Quito 2011.
  19. LUZURIAGA Miguel, “Manual de procedimiento para la operación de transferencia de carga entre alimentadores” Tesis de Ingeniero Eléctrico, Universidad Politécnica salesiana, Cuenca, Ecuador, 2009
- <http://www.centrosur.com.ec>
  - <http://www.conelec.gob.ec>
  - <http://www.celec.com.ec>
  - <http://www.transelectric.com.ec>
  - <http://www.cyme.com>
  - <http://www.sensorlink.com>



## ANEXOS

### Anexo 1.1 GLOSARIO DE TÉRMINOS

Puesto que el presente trabajo está enmarcado dentro del Sistema Eléctrico Ecuatoriano, es necesario definir los términos que se utilizarán, con el fin de que las definiciones estén claras y nos permitan resumir las actividades de manera clara y objetiva.

En este numeral se definen los términos técnicos empleados de acuerdo al uso que se les ha dado en los diferentes capítulos de este trabajo:

<b>Alimentadores Primarios</b>	Son los encargados de llevar la energía eléctrica desde las subestaciones de potencia hasta los transformadores de distribución.
<b>Alto Voltaje</b>	Nivel de voltaje superior a 40 kV., y asociado con la Transmisión y Subtransmisión.
<b>Bajo Voltaje</b>	Instalaciones y equipos del sistema de Distribución que operan a voltajes inferiores a los 600 voltios.
<b>Carga Instalada</b>	Corresponde a la suma aritmética de las potencias de todos los equipos que existen en una instalación.
<b>Cliente Regulado</b>	Es aquel cuya facturación por el suministro de energía se rige a lo dispuesto en el pliego tarifario elaborado por el CONELEC.
<b>Cliente No Regulado</b>	Es aquel cuya facturación por el suministro de energía obedece a un contrato a término realizado entre la empresa que suministra la energía y la que la recibe.
<b>Clientes Finales</b>	Suma de los clientes regulados y los no regulados.
<b>Demanda</b>	Es la potencia requerida por un sistema eléctrico o parte de él, promediada en un intervalo de tiempo.
<b>Empresa Distribuidora</b>	Persona jurídica titular de una concesión o que por mandato expreso de la ley asume la obligación de prestar el servicio público de suministro de energía eléctrica a los consumidores finales, dentro de su área de concesión o de servicio.



<b>Empresa Generadora</b>	Persona jurídica titular de una concesión o permiso para la explotación económica de una o varias centrales de generación eléctrica de cualquier tipo y que entrega su producción total o parcialmente en uno o varios puntos, en el Sistema Nacional de Transmisión, en un sistema aislado de transporte o en una red de distribución.
<b>Empresa Transmisora</b>	Empresa titular de la concesión para la prestación del servicio de transmisión y la transformación del voltaje vinculado a dicho servicio de transmisión, desde el punto de entrega por una generadora o una autogeneradora, hasta el punto de recepción por una distribuidora o un gran consumidor.
<b>Energía Bruta</b>	Es la energía total producida por una unidad de generación.
<b>Energía facturada</b>	Es la energía facturada por las empresas Eléctricas a sus clientes regulados y no regulados, la unidad de medida es el kWh o MWh.
<b>Energía No Renovable</b>	Es un término genérico referido a aquellas fuentes de energía que se encuentran en la naturaleza en una cantidad limitada y que, una vez consumidas en su totalidad, no pueden sustituirse.
<b>Energía Neta</b>	Es igual a la energía bruta menos el consumo de auxiliares de unidades de generación
<b>Energía Renovable</b>	Se denomina así a la energía que se obtiene de fuentes naturales virtualmente inagotables, unas por la inmensa cantidad de energía que contienen, y otras porque son capaces de regenerarse por medios naturales. En esta Estadística se han considerado como Energía Renovable a las fuentes Hidroeléctrica, Solar y Eólica.
<b>Energía Hidráulica</b>	Se denomina energía hidráulica o energía hídrica a aquella que se obtiene del aprovechamiento de las energías cinética y potencial de la corriente de ríos, saltos de agua o mareas.
<b>Energía Eólica</b>	La energía eólica es la energía cuyo origen proviene del movimiento de masa de aire es decir del viento.



<p><b>Energía Térmica</b></p>	<p>Se denomina energía térmica a la energía liberada en forma de calor. Puede ser obtenida de la naturaleza o del sol a partir de la <b>energía térmica</b>, mediante una reacción exotérmica, como la combustión de algún combustible; por una reacción nuclear de fisión o de fusión; mediante energía eléctrica por efecto Joule o por efecto termoeléctrico; o por rozamiento, como residuo de otros procesos mecánicos o químicos. Asimismo, es posible aprovechar energía de la naturaleza que se encuentra en forma de energía térmica, como la energía geotérmica o la energía solar fotovoltaica.</p>
<p><b>Energía Solar</b></p>	<p>Aquella que proviene del aprovechamiento directo de la radiación del sol, y de la cual se obtiene calor y electricidad. El calor se adquiere mediante colectores térmicos, y la electricidad a través de paneles fotovoltaicos.</p>
<p><b>Factor de Carga</b></p>	<p>Es la relación entre la energía disponible en un periodo de tiempo (<math>E_d</math>) y la demanda máxima (<math>D_m</math>) multiplicada por las horas totales de ese periodo (horas). Este resultado se multiplica por cien para expresarlo en porcentaje.  <math>F_c = (E_d(\text{kWh}) / (D_m(\text{kW}) * \text{horas})) * 100</math>.</p>
<p><b>Generación Hidroeléctrica</b></p>	<p>Es aquella que utiliza el agua como recurso primario, para producir electricidad.</p>
<p><b>Generación Térmica</b></p>	<p>Es aquella que utiliza combustible tal como Diesel 2, Fuel Oil (Búnker), Gas, entre otros, para producir electricidad.</p>
<p><b>Línea de Transmisión</b></p>	<p>Es la línea que forma parte del Sistema Nacional de Transmisión, opera a un voltaje superior a 90 KV.</p>
<p><b>Medio Voltaje</b></p>	<p>Instalaciones y equipos del sistema de distribución, que operan a voltajes entre 600 voltios y 40 kV.</p>
<p><b>Pérdidas Técnicas</b></p>	<p>Las pérdidas técnicas se valorarán a través de las simulaciones de los sistemas de transmisión y distribución, a fin de precisar el porcentaje de ellas para cada nivel de servicio: transmisión, subtransmisión, medio voltaje y bajo voltaje.</p>



<b>Pérdidas No Técnicas</b>	Las pérdidas no técnicas resultarán de la diferencia entre las pérdidas totales menos las pérdidas técnicas. El límite admisible aceptado es de hasta el 2% máximo, el mismo que será fijado por el CONELEC previo correspondiente análisis técnico.
<b>Potencia</b>	Es la rapidez con respecto al tiempo de transferir o transformar energía.
<b>Potencia eléctrica</b>	Es la cantidad de energía entregada o absorbida por un elemento en un tiempo determinado.
<b>Potencia Efectiva</b>	Es la potencia máxima que se puede obtener de una unidad generadora bajo condiciones normales de operación.
<b>Potencia Instalada o Nominal</b>	Potencia especificada en la placa de cada unidad generadora.
<b>Potencia Disponible</b>	Potencia efectiva del generador que está operable y puede estar o no considerada en el despacho de carga del Sistema Nacional Interconectado.
<b>Régimen Tarifario</b>	Conjunto de reglas relativas a la determinación de las tarifas que se cobran por la prestación del servicio de electricidad en aquellas actividades sujetas a regulación.
<b>Sistema de Distribución</b>	Conjunto de instalaciones para la distribución de energía, conformado por líneas de subtransmisión, subestaciones, alimentadores primarios, transformadores de distribución, redes secundarias, acometidas y medidores de energía eléctrica en una determinada región.
<b>Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.)</b>	Es el sistema integrado por los elementos del Sistema Eléctrico conectados entre sí, el cual permite la producción y transferencia de energía eléctrica entre centros de generación, centros de consumo y nodos de interconexión internacional, dirigido a la prestación del servicio público de suministro de electricidad.
<b>Subestación</b>	Es un conjunto de equipos de conexión y protección, conductores y barras, transformadores y otros equipos auxiliares, cuya función es transmitir y/o distribuir energía eléctrica.



<b>Subestación de Seccionamiento</b>	Las subestaciones son elementos del sistema eléctrico de potencia que nos permiten seccionar o aislar una parte o partes del SEP
<b>Transformador</b>	Es una máquina eléctrica que permite aumentar o disminuir el voltaje en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo la frecuencia.
<b>Transmisión</b>	Es el transporte de energía eléctrica de alto voltaje por medio de líneas interconectadas y subestaciones de transmisión, que no tienen cargas intermedias.
<b>Voltaje en Barras</b>	Es la determinación de voltajes en las barras de una subestación

## Anexo 1.2 GLOSARIO DE SIGLAS

En esta sección se define el significado de las siglas empleadas en este trabajo, así como también se presentan algunas equivalencias de magnitudes eléctricas:

<b>CAF</b>	Corporación Andina de Fomento.
<b>CELEC</b>	Corporación Eléctrica del Ecuador, conformada por la fusión de las ex empresas generadoras Electroguayas, Hidroagoyán, Hidropaute, Termo El Oro y Termopichincha y la Transmisora Transelectric.
<b>CENACE</b>	Centro Nacional de Control de Energía.- Corporación civil de derecho privado, sin fines de lucro, a cargo de la administración de las transacciones técnicas y financieras del MEM.
<b>CONELC</b>	Consejo Nacional de Electricidad.- Organismo de desarrollo público encargado de la planificación, regulación y control del sector eléctrico.



<b>FERUM</b>	Fondo de Electrificación Rural y Urbano-Marginal.- Regulado a través del Art. 62 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, en el que se identifican los recursos con los que cuenta este Fondo, la planificación y manejo de los proyectos, la coordinación interinstitucional y el sistema de administración de estos recursos.
<b>GWh</b>	Gigavatio hora (GWh) es una medida de energía eléctrica equivalente a la potencia suministrada por un gigavatio en una hora.
<b>kV</b>	kV significa mil voltios.
<b>LRSE</b>	Ley de Régimen del Sector Eléctrico.- Contiene las normas referidas a la estructura del sector eléctrico y de su funcionamiento, relacionadas con Generación, Distribución, Mercado Eléctrico Mayorista, Transmisión, Ambiental, Grandes Consumidores, Transacciones Internacionales,
<b>LS/T</b>	Línea de Subtransmisión.
<b>OLADE</b>	Organización Latinoamericana de Energía.- Organización política de cooperación y apoyo técnico para la integración energética regional y subregional.
<b>MEER</b>	Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.-
<b>MEM</b>	Mercado Eléctrico Mayorista.
<b>MVA</b>	Unidad de potencia aparente expresada en Megavoltamperios, VA x 10 <sup>6</sup> .
<b>MVARh</b>	Megavoltamperios Reactivos hora. Unidad de energía reactiva expresada en Megavares hora, VARh x 10 <sup>6</sup> .
<b>MWh</b>	Megavatios hora. Unidad de medida de la energía eléctrica, es decir la potencia que se ha consumido o se ha generado en un determinado tiempo, Wh x 10 <sup>6</sup> .
<b>PLANREP</b>	Plan Nacional de Control y Reducción de Pérdidas de energía eléctrica; es un plan de ejecución obligatoria para todas Empresas Eléctricas del País. El PLANREP permitirá cumplir con la Meta Nro. 6.1 del Objetivo Nro. 12 contenido en el Plan Nacional del Buen Vivir.



<b>R/S</b>	Red Secundaria, Red eléctrica de bajo voltaje que permite la interconexión entre transformadores de distribución y los clientes.
<b>S/E</b>	Subestación Eléctrica.
<b>SISDAT</b>	Sistematización de datos del Sector Eléctrico.- Sistema que permite centralizar toda la información del sector eléctrico requerida por el CONELEC por parte de los agentes, para que pueda ser utilizada y analizada por entidades, agentes y público en general.
<b>S.N.I.</b>	Sistema Nacional Interconectado.- Es el sistema integrado por los elementos del Sistema Eléctrico conectados entre sí el cual permite la producción y transferencia de energía eléctrica entre centros de generación y centros de consumo.
<b>S.N.T.</b>	Sistema Nacional de Transmisión.- Es el sistema de transmisión de energía eléctrica o medio de conexión entre los consumidores y los centros de generación.
<b>T/D</b>	Transformador de Distribución.
<b>v</b>	Voltio, es la unidad de fuerza que impulsa a las cargas eléctricas a que puedan moverse a través de un conductor.
<b>VA</b>	Voltamperios.- El voltamperio es la unidad de la potencia aparente de una corriente eléctrica.
<b>WATT (W)</b>	El vatio o watt (símbolo W, unidad que recibe su nombre de James Watt por sus contribuciones al desarrollo de la máquina de vapor), es la unidad de potencia eléctrica del Sistema



Anexo 2.1

**PÉRDIDAS DE ENERGÍA ACUMULADAS DE LOS ÚLTIMOS 12 MESES - TOTAL SISTEMA**

Porcentajes respecto a la energía total del sistema (incluido todos los G. Consumidores en el área de concesión)

Mes	Disponible (MWh)	Pérdidas Distribuidor (MWh)	Pérdidas Distribuidor (%)	ALTA TENSION		MEDIA TENSION						BAJA TENSION											
				Lines ST		Subestaciones		Alim. Primarios		No Técnicas		Transformadores		Secundarios		A Público		Acometidas		Medidores		No Técnicas	
				MWh	%	(MWh)	(%)	(MWh)	(%)	(MWh)	(%)	(MWh)	(%)	(MWh)	(%)	(MWh)	(%)	(MWh)	(%)	(MWh)	(%)	(MWh)	(%)
Feb-11	794.758	59.225	7.50%	4.993	0.62%	3.273	0.41%	7.600	0.95%	550	0.07%	13.529	1.74%	10.595	1.35%	1.020	0.14%	1.402	0.18%	2.820	0.37%	11.889	1.51%
Mar-11	798.034	57.025	7.10%	4.932	0.61%	3.284	0.41%	7.597	0.95%	552	0.07%	13.211	1.75%	10.625	1.35%	1.094	0.14%	1.405	0.18%	2.815	0.37%	10.740	1.37%
Abr-11	800.302	57.680	7.21%	4.923	0.62%	3.285	0.41%	7.544	0.94%	554	0.07%	13.261	1.74%	10.668	1.35%	1.114	0.14%	1.409	0.18%	2.825	0.37%	11.217	1.42%
May-11	804.632	58.034	7.21%	4.915	0.61%	3.212	0.41%	7.623	0.95%	559	0.07%	14.008	1.74%	10.727	1.35%	1.123	0.14%	1.464	0.19%	2.834	0.36%	11.340	1.41%
Jun-11	809.020	57.457	7.10%	4.891	0.60%	3.208	0.41%	7.720	0.95%	565	0.07%	14.055	1.74%	10.791	1.35%	1.127	0.14%	1.469	0.19%	2.843	0.36%	10.500	1.30%
Jul-11	815.349	58.949	7.12%	5.004	0.61%	3.265	0.41%	7.775	0.95%	571	0.07%	14.143	1.75%	10.800	1.35%	1.137	0.14%	1.503	0.19%	2.852	0.36%	10.765	1.32%
Ago-11	822.369	57.025	6.94%	4.964	0.61%	3.264	0.41%	7.851	0.95%	576	0.07%	14.233	1.75%	10.851	1.35%	1.151	0.14%	1.530	0.19%	2.862	0.36%	9.515	1.16%
Sep-11	828.034	57.244	6.91%	5.120	0.62%	3.264	0.41%	7.826	0.95%	580	0.07%	14.356	1.75%	11.003	1.35%	1.161	0.14%	1.513	0.19%	2.871	0.36%	9.189	1.11%
Oct-11	831.822	57.127	6.87%	5.204	0.62%	3.402	0.41%	7.949	0.96%	583	0.07%	14.486	1.74%	11.079	1.35%	1.164	0.14%	1.518	0.19%	2.882	0.36%	8.794	1.06%
Nov-11	835.332	58.022	6.93%	4.975	0.60%	3.404	0.41%	7.964	0.96%	588	0.07%	14.552	1.74%	11.122	1.35%	1.167	0.14%	1.523	0.19%	2.891	0.36%	7.779	0.93%
Dic-11	838.875	58.680	6.99%	5.074	0.60%	3.419	0.41%	7.990	0.96%	590	0.07%	14.622	1.74%	11.170	1.35%	1.171	0.14%	1.529	0.19%	3.001	0.36%	8.094	0.98%
Ene-12	843.893	58.822	6.97%	5.181	0.61%	3.437	0.41%	8.120	0.96%	594	0.07%	14.735	1.75%	11.232	1.35%	1.176	0.14%	1.534	0.19%	3.011	0.36%	7.583	0.90%



Anexo 2.2

**PÉRDIDAS MENSUALES DE ENERGÍA - TOTAL SISTEMA**

Porcentajes respecto a la energía total del sistema (incluido todos los G. Consumidores en el área de concesión)

Año	Mes	ALTA TENSION			MEDIA TENSION					BAJA TENSION														
		Disponible (MWh)	Pérdidas Distribuidor (MWh)	Pérdidas Distribuidor (%)	Subestaciones		Alim.Primarios		No Técnicas		Transformadores		Secundarios		A Público		Acuerdas		Medidores		No Técnicas			
					MWh	(%)	MWh	(%)	MWh	(%)	MWh	(%)	MWh	(%)	MWh	(%)	MWh	(%)	MWh	(%)	MWh	(%)	MWh	(%)
2011	Enero	63.602,03	2.557,01	4,02%	300	0,61%	250	0,30%	560	0,69%	44	0,07%	1.089	1,73%	651	1,34%	65	0,13%	115,51	0,18%	226,84	0,36%	-1.072,56	-1,65%
2011	Febrero	66.510,72	6.511,06	9,79%	363	0,54%	279	0,42%	663	0,69%	48	0,07%	1.217	1,75%	624	1,33%	66	0,14%	128,27	0,19%	251,89	0,38%	2.541,86	3,83%
2011	Marzo	66.000,14	4.962,63	7,52%	458	0,71%	280	0,42%	623	0,61%	47	0,07%	1.167	1,74%	614	1,33%	66	0,14%	124,46	0,18%	244,40	0,36%	671,43	1,02%
2011	Abril	72.028,13	6.362,08	8,83%	465	0,65%	291	0,43%	717	1,00%	51	0,07%	1.205	1,72%	668	1,33%	64	0,13%	128,00	0,18%	253,19	0,36%	2.156,46	3,00%
2011	Mayo	66.794,84	3.546,83	5,31%	475	0,69%	279	0,39%	711	1,02%	50	0,07%	1.220	1,73%	631	1,33%	66	0,14%	125,33	0,18%	246,12	0,36%	-670,00	-0,82%
2011	Junio	71.612,44	5.471,92	7,64%	546	0,76%	263	0,38%	660	0,67%	52	0,07%	1.260	1,76%	660	1,33%	109	0,18%	126,00	0,18%	265,10	0,38%	1.194,59	1,67%
2011	Julio	70.940,14	3.610,36	5,11%	325	0,46%	260	0,41%	700	1,00%	51	0,07%	1.267	1,76%	641	1,33%	109	0,18%	126,33	0,18%	255,94	0,36%	-467,05	-0,66%
2011	Agosto	66.855,89	3.520,66	5,28%	415	0,61%	294	0,42%	674	0,69%	50	0,07%	1.228	1,75%	631	1,33%	105	0,18%	126,54	0,18%	246,51	0,36%	-500,62	-0,77%
2011	Septiembre	72.267,74	5.868,14	8,12%	380	0,54%	310	0,43%	667	0,69%	51	0,07%	1.266	1,75%	660	1,33%	66	0,14%	131,59	0,18%	258,41	0,36%	1.820,94	2,53%
2011	Octubre	70.152,32	2.167,85	3,11%	320	0,46%	288	0,41%	675	0,69%	50	0,07%	1.224	1,75%	630	1,33%	64	0,13%	127,66	0,18%	250,74	0,36%	-1.262,67	-1,81%
2011	Noviembre	72.162,70	7.194,50	9,96%	464	0,65%	266	0,41%	669	0,69%	50	0,07%	1.263	1,75%	660	1,33%	67	0,13%	132,27	0,18%	259,76	0,36%	2.663,15	4,11%
2012	Diciembre	73.416,71	4.666,80	6,36%	546	0,75%	266	0,38%	712	0,67%	52	0,07%	1.260	1,74%	661	1,34%	66	0,14%	132,70	0,18%	260,00	0,36%	344,61	0,47%

Acum	Disponible	Consumo	Pérdidas Totales	Técnicas	No Técnicas
MWh	843.662,62	787.040,46	56.622,16	48.425,02	8.197,13
%	100,00%	93,29%	6,71%	5,74%	0,97%



Anexo 3.1

		 <b>Ministerio de Electricidad y Energía Renovable</b>		Av. Eloy Alfaro No. 29-50 y 9 de Octubre Edificio Correos del Ecuador 2do piso P.O. Box, 5930-2-3376000 FAX: 593-2-3 976000 ext. 1235 RUC: 1769135980001 www.meer.gov.ec Quito - Ecuador	
<b>SECCIÓN 3: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE MATERIALES Y EQUIPOS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN</b>					
<b>POSTE CIRCULAR DE HORMIGÓN ARMADO</b>			<b>REVISIÓN: 04</b> <b>FECHA: 2011-10-10</b> <b>ESPECIFICACIONES</b>		
<b>ITEM</b>	<b>DESCRIPCION</b>				
<b>1</b>	<b>MATERIAL Y FABRICACION</b>				
1.1	Tipo		Circular alivianado (hueco)		
1.2	Normas de fabricación		NTE INEN 1964, 1965, 1966, 1967		
1.3	Tipo de Cemento		Portland 1		
1.4	Agregados		ASTM C33		
1.5	Color de acabado		Natural		
1.6	Resistencia del hormigón f'c		300 kg/cm <sup>2</sup>		
1.7	Recubrimiento mínimo de la armadura				
1.7.1	- Vibrado		2.5 cm		
1.7.2	- Centrifugado		2.0 cm		
1.7.3	- Pretensado		3.0 cm		
1.8	Presentar cálculo estructural y diseño de hormigón		Si		
<b>2</b>	<b>ENSAYOS Y PRUEBAS DE RESISTENCIA</b>				
2.1	Requisitos a cumplir en las pruebas		NTE INEN 1967		
2.2	Punto de aplicación esfuerzo de ensayo, distancia desde la punta en mm		200		
2.3	Factor de Seguridad		2		
2.4	Carga de rotura		Mayor que la carga de rotura de diseño		
2.5	Deformación permanente al 60% carga de rotura de diseño		NOTA 1		
2.6	Flecha en la carga de trabajo (50% carga de rotura de diseño)		NOTA 2		
2.7	Fisuras		NOTA 3		
2.8	Tamaño de la muestra para recepción de postes respecto a las pruebas de flexión y de rotura		De acuerdo a lo establecido en la Norma NTE INEN 1966		
2.9	Equipos		NOTA 4		
<b>3</b>	<b>DIMENSIONES</b>				
3.1	Tolerancia de Fabricación:				
3.1.1	- Longitud (L)		1%, máximo 10 cm		
3.1.2	- Curvatura longitudinal máxima		+/- 0.5% de L		
3.2	Espesor de la Pared		5 - 7 cm		
3.3	Empotramiento en (m)		(L/10)+0.5		
<b>4</b>	<b>DETALLES CONSTRUCTIVOS</b>				
4.1	Acabado del poste:		NOTA 5		
4.2	Señal de Empotramiento - Marca en bajo relieve		Color rojo / longitud mínima de 5 cm.		
4.3	Placa de marcación , deberá contener lo siguiente:				
4.3.1	Ubicación desde la línea de empotramiento		1.8 m		
4.3.2	Nombre del fabricante				
4.3.3	No de Poste del fabricante				
4.3.4	Altura del poste en metros				
4.3.5	Fecha de fabricación				
4.3.6	Carga nominal de rotura en Kg				
4.3.7	Peso del poste en Kg				
4.4	Identificación de la Empresa Contratante y Numeración del poste				
4.4.1	Ubicación desde la punta		3.2 m		
4.4.2	Tamaño de cada carácter (largo x ancho)		7 x 4 cm		
4.4.3	Caracteres en bajorrelieve		color rojo		
4.4.4	Numeración del poste proporcionada por la Contratante		6 dígitos		
4.4.5	Siglas de la Empresa Contratante		Si		
4.5	Orificios para puesta a tierra		Deben estar alineadas con la placa de identificación		
<b>5</b>	<b>CARGA, TRANSPORTE, DESCARGA</b>		NOTA 6		
<b>6</b>	<b>DOCUMENTACIÓN</b>				
6.1	Reportes de ensayos basados en el formulario definido en la Norma INEN 1967		NOTA 7		
6.2	Certificados de calibración de los equipos de medición usados para realizar los reportes de ensayos		NOTA 8		
6.3	Certificado de conformidad con sello de calidad INEN		NTE INEN 1965 (NOTA 9)		
<b>NOTAS:</b>					
1	Menor al 5% de flecha al 60% de carga de rotura				
2	Menor al 4% de longitud útil. Se podrá aceptar hasta el 5% con una penalización del 10% del valor del lote que represente esta prueba, siempre que se cumpla con la carga de rotura				



Anexo 3.1<sup>a</sup>

				<b>Ministerio de Electricidad y Energía Renovable</b>			Av. Eloy Alfaro No. 29-50 y 9 de Octubre Edificio Correos del Ecuador 2do piso PBX. 593-2-3976000 FAX. 593-2-3-976000 ext 1235 RUC. 1768135980001 www.meer.gov.ec Quito - Ecuador		
ESPECIFICACIONES PARTICULARES DE POSTE CIRCULAR DE HORMIGÓN ARMADO								REVISION: 04 FECHA: 2011-10-10	
ITEM	DESCRIPCIÓN TÉCNICA	ALTURA DEL POSTE (m)	CARGA NOMINAL DE ROTURA HORIZONTAL (Kg)	DIAMETRO PUNTA (cm)	DIAMETRO BASE (cm)	VENTANA SUPERIOR RECTANGULAR DE 2.5 X 8 CM PARA PUESTA A TIERRA (m DESDE BASE)	VENTANA INFERIOR RECTANGULAR DE 2.5 X 8 CM PARA PUESTA A TIERRA (m DESDE BASE)	UBICACIÓN MARCA DE EMPOTRAMIENTO DESDE LA BASE (m)	COLOR DE IDENTIFICACIÓN EN PUNTA Y BASE
1	POSTE CIRCULAR DE HORMIGON ARMADO, 9 m x 400 kg	9	400	13 a 16	27 a 32	8,70	1,20	1,40	VERDE
2	POSTE CIRCULAR DE HORMIGON ARMADO, 9 m x 500 kg	9	500	13 a 16	27 a 32	8,70	1,20	1,40	ANARANJADO
3	POSTE CIRCULAR DE HORMIGON ARMADO, 10 m x 400 kg	10	400	13 a 16	28 a 34	9,70	1,30	1,50	VERDE
4	POSTE CIRCULAR DE HORMIGON ARMADO, 10 m x 2 000 kg	10	2 000	13 a 16	28 a 36	8,00	1,30	1,50	VERDE OSCURO
5	POSTE CIRCULAR DE HORMIGON ARMADO, 11 m x 400 kg	11	400	13 a 16	29 a 36	7,20	1,40	1,60	AMARILLO
6	POSTE CIRCULAR DE HORMIGON ARMADO, 11 m x 500 kg	11	500	13 a 16	29 a 36	7,20	1,40	1,60	ROJO
7	POSTE CIRCULAR DE HORMIGON ARMADO, 12 m x 500 kg	12	500	13 a 16	30 a 38	8,00	1,50	1,70	AZUL
8	POSTE CIRCULAR DE HORMIGON ARMADO, 12 m x 2 000 kg	12	2 000	13 a 16	30 a 40	8,00	1,50	1,70	AZUL OSCURO
9	POSTE CIRCULAR DE HORMIGON ARMADO, 14 m x 500 kg	14	500	13 a 16	33 a 42	10,20	1,70	1,90	AZUL CELESTE
10	POSTE CIRCULAR DE HORMIGON ARMADO, 16 m x 800 kg	16	800	13 a 16	36 a 46	11,60	1,90	2,10	BLANCO
11	POSTE CIRCULAR DE HORMIGON ARMADO, 18 m x 1 200 kg	18	1 200	13 a 16	40 a 50	13,40	2,10	2,30	BLANCO

Nota.-

Las alturas normalizadas que deberán usarse en áreas urbanas son: 10 m en *bajo voltaje* y 12 m en *medio voltaje*



Anexo 3.1b

		 <b>Ministerio de Electricidad y Energía Renovable</b>		Av. Eloy Alfaro No. 29-50 y 9 de Octubre Edificio Correos del Ecuador 2do piso PBX: 593-2-3976000 FAX: 593-2-3976000 ext. 1235 RUC: 1768135980001 www.meer.gov.ec Quito - Ecuador	
<b>SECCIÓN 3: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE MATERIALES Y EQUIPOS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN</b>					
POSTE CIRCULAR DE PLÁSTICO REFORZADO CON FIBRA DE VIDRIO				REVISIÓN: 04 FECHA: 2011-10-10	
ITEM	DESCRIPCIÓN			ESPECIFICACIONES	
1	MATERIAL			Plástico Reforzado con Fibra de Vidrio (PRFV)	
1.1	Resina			Pigmentada con protección UV	
1.2	Normas de fabricación y ensayos			ANSI C136.20, ASTM D 4923-01	
1.3	Requisitos generales:				
1.3.1	Forma y tipo			Circular alivianado (hueco)	
1.3.2	Coeficiente de seguridad nominal a la rotura			2	
2	ENSAYOS Y PRUEBAS DE RESISTENCIA				
2.1	Procedimientos para los ensayos			NTE INEN 1967	
2.1.1	Punto de aplicación de la carga (distancia desde la punta en mm)			200	
2.2	Carga de rotura			Mayor que la carga nominal de rotura horizontal	
2.3	Deformación permanente al 60% carga nominal de rotura			Nota 1	
2.4	Flecha en la carga de trabajo (50% carga nominal de rotura)			(Menor al 10% de la longitud útil) ó (Menor o igual al 5,5% de la longitud útil)	
2.5	Resistencia a los rayos UV			ANSI C136.20, ASTM G154	
2.6	Ensayos de autoextinción (velocidad de combustión)			ASTM D4923, ASTM D635	
2.7	Tamaño de la muestra para recepción de postes respecto a las pruebas de deformación permanente, flecha en la carga de trabajo y carga de rotura			De acuerdo a lo establecido en la Norma NTE INEN 1966	
2.8	Equipo			Nota 2	
3	DIMENSIONES				
3.1	Tolerancia de Fabricación:				
3.1.1	Longitud (L)			1%, máximo 10 cm	
3.1.2	Curvatura longitudinal máxima			+/- 0.5% de L	
3.2	Espesor de la Pared			0,5 - 2,0 cm	
3.3	Empotramiento en (m)			(L/10)+0.5	
4	DETALLES CONSTRUCTIVOS				
4.1	Pigmentación de la resina			Gris o Blanco (Nota 3)	
4.2	Recubrimiento del poste:			Nota 4	
4.3	Señal de Empotramiento			Pintada o sobrepuesta en Color rojo / longitud mínima de 5 cm	
4.4	Placa de marcación, deberá contener lo siguiente:				
4.4.1	Ubicación desde la línea de empotramiento			1,8 m	
4.4.2	Nombre del fabricante				
4.4.3	No de Poste del fabricante				
4.4.4	Altura del poste en metros				
4.4.5	Fecha de fabricación				
4.4.6	Carga nominal de rotura en kg				
4.4.7	Peso del poste en kg				
4.5	Identificación de la Empresa Contratante y Numeración del poste				
4.5.1	Ubicación desde la punta			3,2 m	
4.5.2	Tamaño de cada carácter (largo x ancho)			7 x 4 cm	
4.5.3	Numeración del poste proporcionada por la Contratante			6 dígitos	
4.5.4	Siglas de la Empresa Contratante			A petición de la contratante	
4.6	Orificios para puesta a tierra			Deben estar alineadas con la placa de identificación	
5	TRANSPORTE Y DESCARGA			Nota 5	
6	DOCUMENTACIÓN				
6.1	Reportes de ensayos basados en el formulario definido en la Norma INEN 1967			Nota 6	
6.2	Certificados de calibración de los equipos de medición usados para realizar los reportes de ensayos basados en el formulario definido en la Norma INEN 1967			Nota 7	
6.3	Reportes de ensayos de: deformación permanente, flecha en la carga de trabajo, carga de rotura, resistencia a los rayos UV, autoextinción			Nota 8	
6.4	Certificado de conformidad de producto			ASTM D 4923-01 ó ANSI C136.20 (Nota 8)	



				<b>Ministerio de Electricidad y Energía Renovable</b>		Av. Eloy Alfaro No. 29-50 y 9 de Octubre Edificio Correos del Ecuador 2do piso PBX. 593-2-3976000 FAX. 593-2-3 976000 ext. 1235 RUC. 1768135980001 www.meer.gov.ec Quito - Ecuador			
<b>ESPECIFICACIONES PARTICULARES DE POSTE CIRCULAR DE PLÁSTICO REFORZADO CON FIBRA DE VIDRIO</b>								REVISION: 04 FECHA: 2011-10-10	
ITEM	DESCRIPCIÓN TÉCNICA	ALTURA DEL POSTE (m)	CARGA NOMINAL DE ROTURA HORIZONTAL (kg)	DIÁMETRO PUNTA (cm)	DIÁMETRO BASE (cm)	VENTANA SUPERIOR RECTANGULAR DE 2,5 X 8 cm PARA PUESTA A TIERRA (m DESDE BASE)	VENTANA INFERIOR RECTANGULAR DE 2,5 X 8 cm PARA PUESTA A TIERRA (m DESDE BASE)	UBICACIÓN MARCA DE EMPOTRAMIENTO DESDE LA BASE (m)	COLOR DE IDENTIFICACIÓN EN PUNTA Y BASE
1	POSTE CIRCULAR DE PLASTICO REFORZADO CON FIBRA DE VIDRIO, 10 m X 400 kg	10	400	13 a 16	28 a 34	9,70	1,30	1,50	VERDE
2	POSTE CIRCULAR DE PLASTICO REFORZADO CON FIBRA DE VIDRIO, 12 m X 500 kg	12	500	13 a 16	30 a 38	8,00	1,50	1,70	AZUL



Anexo 3.2

		 <b>Ministerio de Electricidad y Energía Renovable</b>		Av. Eloy Alfaro No. 29-50 y 9 de Octubre Edificio Correos del Ecuador 2do piso PBX. 593-2-3976000 FAX. 593-2-3 976000 ext 1235 R.U.C. 1768135980001 www.meer.gov.ec Quito - Ecuador	
SECCIÓN 3: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE MATERIALES Y EQUIPOS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN				REVISIÓN: 03	
				FECHA: 2011-05-26	
AISLADOR TIPO ESPIGA (PIN), DE PORCELANA, CLASE ANSI 56-1, 25 KV					
ITEM	DESCRIPCIÓN	ESPECIFICACIÓN			
1	MATERIAL	Porcelana procesada en humedo			
1.1	Norma de fabricación	ANSI C29.6- 1996			
1.2	Clase	ANSI 56-1			
1.3	Norma del esmaltado	ANSI 70			
2	DISTANCIAS CRÍTICAS				
2.1	Distancia de arco.	178			
2.3	Distancia de fuga.	330			
2.4	Altura mínima del espigo.	152			
3	VALORES MECÁNICOS				
3.1	Resistencia electromecánica	11.1 kN			
4	VALORES ELECTRICOS				
4.1	Tensión máxima de operación	25 kV			
4.2	Tensión de flameo de baja frecuencia en seco.	95 kV			
4.3	Tensión de flameo de baja frecuencia en húmedo.	60 kV			
4.4	Tensión de flameo crítico al impulso positivo.	150 kV			
4.5	Tensión de flameo crítico al impulso negativo.	190 kV			
4.6	Tensión de perforación a baja frecuencia	130 kV			
7	RADIO INFLUENCIA				
7.1	Esmalte anti-radiointerferencia RF.	SI			
7.2	Tensión de prueba RMS a tierra.	15 kV			
7.3	RIV máximo AT a 1000 KHz, $\mu$ V.	100			
8	DETALLES CONSTRUCTIVOS	NOTA 1			
9	ACABADO				
9.1	Color del esmalte	café			
10	ROSCA DEL AISLADOR				
10.1	Diámetro	35 mm			
10.2	Características	NOTA 2			
11	EMBALAJE				
11.1	Empaque del lote				
11.2	Unidades por lote	De acuerdo a solicitud entregada por cada Empresa			
11.3	Peso neto aproximado				
12	DOCUMENTOS Y CERTIFICADOS DE CUMPLIMIENTO OBLIGATORIO:				
12.1	Material utilizado, propiedades eléctricas y mecánicas	NOTA 3			
13	MUESTRAS	De acuerdo a solicitud entregada por cada Empresa			
NOTAS					
1	Los aisladores de porcelana deben fabricarse por proceso húmedo. Toda la superficie expuesta de los aisladores de porcelana debe cubrirse con un vitrificado de tipo compresión duro, liso, brillante e impermeable a la humedad; que le permita, por medio del lavado natural de las aguas lluvias, mantenerse fácilmente libre de polvo o suciedades residuales ocasionadas por la contaminación ambiental. La superficie total del aislador, con excepción de la superficie de quema, deberá estar esmaltada. La superficie total deberá estar libre de imperfecciones. La porcelana utilizada no tiene que presentar porosidades; debiendo ser de alta resistencia dieléctrica, elevada resistencia mecánica, químicamente inerte y elevado punto de fusión.				
2	La rosca debe ser parte del mismo cuerpo del aislador, por ningún concepto puede ser un elemento acoplado.				
3	Los certificados de conformidad de producto o de cumplimiento de normas exigidos en el presente documento, deben ser emitidos por organismos de certificación acreditados, documentación que será avalada por el OAE. Para el caso de los reportes de ensayo, estos deben ser emitidos por los laboratorios acreditados, documentación que será avalada por el OAE. Estos certificados y reportes, serán un requisito que los oferentes presenten para los procesos de adquisición				



Anexo 3.2<sup>a</sup>

		 <b>Ministerio de Electricidad y Energía Renovable</b>		Av. Eloy Alfaro No. 29-50 y 9 de Octubre Edificio Correos del Ecuador 2do piso PBX. 593-2-3976000 FAX. 593-2-3 976000 ext. 1235 RUC. 1768135980001 www.meer.gov.ec Quito - Ecuador	
SECCIÓN 3: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE MATERIALES Y EQUIPOS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN				REVISIÓN: 03	
				FECHA: 2011-05-26	
AISLADOR TIPO SUSPENSIÓN, DE CAUCHO SILICONADO, CLASE ANSI DS-28, 25 kV					
ITEM	DESCRIPCIÓN	ESPECIFICACIÓN			
1	MATERIAL	Polimérico			
1.1	Norma de fabricación	ANSI C29.13-2000			
1.2	Clase	DS-28			
1.3	Tipo de polimérico	NOTA 1			
1.4	Núcleo del aislador	NOTA 2			
1.5	Herrajes utilizados	NOTA 3			
2	DISTANCIAS CRÍTICAS.				
2.1	Distancia de fuga	560 mm			
2.2	Distancia de arco	290 mm			
3	VALORES MECANICOS				
3.1	Carga mecánica nominal (SML).	15736 Lb (70 KN)			
3.2	Carga mecánica de rutina (RTL).	7500 Lb (35 KN)			
3.3	Carga mecánica a la torsión	40 Lb.ft (55 N.m)			
4	VALORES ELECTRICOS				
4.1	Voltaje típico de aplicación	25 kV			
4.2	Tensión de flameo de baja frecuencia en seco.	130 kV			
4.3	Tensión de flameo de baja frecuencia en húmedo.	120 kV			
4.5	Tensión de flameo crítico al impulso positivo.	215 kV			
4.6	Tensión de flameo crítico al impulso negativo.	225 kV			
4.7	Nivel básico de aislamiento	210 kV			
5	RADIO INFLUENCIA				
5.1	Voltaje de prueba (KV).	20			
5.2	RIV máximo a 1000 KHz, $\mu$ V.	10			
6	DIMENSIONES				
6.1	Largo del aislador	430 mm +/- 25%			
7	DETALLES CONSTRUCTIVOS	NOTA 4			
8	ACABADO				
8.1	Galvanizado	en caliente			
8.2	Norma de galvanizado	ASTM A-123			
8.3	Espesor de galvanizado	85 micras			
8.4	Tipo de Conector	Clevis-ojo			
9	EMBALAJE				
9.1	Empaque del lote				
9.2	Unidades por lote	De acuerdo a solicitud entregada por cada Empresa			
9.3	Peso neto aproximado				
10	DOCUMENTOS Y CERTIFICADOS DE CUMPLIMIENTO OBLIGATORIO:				
10.1	Material utilizado, propiedades eléctricas y mecánicas	NOTA 5			
11	MUESTRAS	De acuerdo a solicitud entregada por cada Empresa			
NOTAS:					
1	Los tipos de goma a utilizar serán, HTV: Componente de goma de silicona sólida con vulcanización a elevada temperatura (200 °C aproximadamente) LSR:Componente de goma de silicona líquida que se mezclan y vulcanizan a elevada temperatura (entre 100 y 200 °C). No se aceptarán polímeros de EPDM (Ethylene Pylene Termolyner) o combinaciones de EPDM con silicona. o de otros cauchos orgánicos				
2	El núcleo será de barra poltruida de fibra de vidrio, deberá ser resistente al ataque de ácido e hidrólisis para evitar el ingreso de humedad y provocar su rotura por corrosión, será clase "E" y resina. 100% de impregnación. Libre de huecos y grietas. Diseñada para soportar elevados esfuerzos de flexión.				
3	El tipo de herraje a ser utilizado para los aisladores poliméricos, será en función de la región, una región no salina se usará herraje de hierro, con galvanizado por inmersión en caliente y si son regiones de una alta salinidad se usarán herrajes en aleación de aluminio.				
4	Las campanas serán suaves y libres de imperfecciones; resistentes a la contaminación; buena resistencia a la formación de caminos de descarga superficial de banda seca (tracking) y grietas mayores a 1 mm (Craking), la erosión (es una pérdida de material polimérico por un efecto no conductivo), la temperatura, inflamabilidad y la acción de la radiación ultravioleta, deberán tener características de hidrofobia al agua				



Anexo 3.2b

		 <b>Ministerio de Electricidad y Energía Renovable</b>		Av. Eloy Alfaro No. 29-50 y 9 de Octubre Edificio Correos del Ecuador 2do piso PBX. 593-2-3976000 FAX. 593-2-3 976000 ext 1235 RUC. 1768135980001 www.meer.gov.ec Quito - Ecuador	
SECCIÓN 3: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE MATERIALES Y EQUIPOS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN				REVISIÓN: 03	
				FECHA: 2011-05-26	
AISLADOR TIPO ROLLO, DE PORCELANA, CLASE ANSI 53-2, 0,25 kV					
ITEM	DESCRIPCIÓN	ESPECIFICACIÓN			
1	MATERIAL	Porcelana procesada en humedo			
1.1	Norma de fabricación	ANSI C29.3- 1986			
1.2	Clase	ANSI 53-2			
1.3	Norma del esmaltado	ANSI 70			
2	VALORES MECANICOS				
2.1	Resistencia al cantilever,KN.	13.4 KN			
3	VALORES ELECTRICOS.				
3.1	Tensión máxima de operación	2 kV			
3.2	Tensión de flameo de baja frecuencia en seco.	25 kV			
3.3	Flameo de baja frecuencia en húmedo, vertical.	12 kV			
3.4	Flameo de baja frecuencia en húmedo, horizontal.	15 kV			
4	DETALLES CONSTRUCTIVOS	NOTA 1			
5	ACABADO				
5.1	Color del esmalte	café			
6	EMBALAJE				
6.1	Empaque del lote	De acuerdo a solicitud entregada por cada Empresa			
6.2	Unidades por lote				
6.3	Peso neto aproximado				
7	DOCUMENTOS Y CERTIFICADOS DE CUMPLIMIENTO OBLIGATORIO:				
7.1	Material utilizado, propiedades eléctricas y mecánicas	NOTA 2			
8	MUESTRAS	De acuerdo a solicitud entregada por cada Empresa			
NOTAS:					
1	Los aisladores de porcelana deben fabricarse por proceso húmedo.Toda la superficie expuesta de los aisladores de porcelana debe cubrirse con un vitrificado de tipo compresión duro, liso, brillante e impermeable a la humedad; que le permita, por medio del lavado natural de las aguas lluvias, mantenerse fácilmente libre de polvo o suciedades residuales ocasionadas por la contaminación ambiental. La superficie total del aislador, con excepción de la superficie de quema, deberá estar esmaltada. La superficie total deberá estar libre de imperfecciones.La porcelana utilizada no tiene que presentar porosidades; debiendo ser de alta resistencia dieléctrica, elevada resistencia mecánica, químicamente inerte y elevado punto de fusión.				
2	Los certificados de conformidad de producto o de cumplimiento de normas exigidos en el presente documento, deben ser emitidos por organismos de certificación acreditados, documentación que será avalada por el OAE. Para el caso de los reportes de ensayo, estos deben ser emitidos por los laboratorios acreditados, documentación que será avalada por el OAE. Estos certificados y reportes, serán un requisito que los oferentes presenten para los procesos de adquisición.				



Anexo 3.3

  <b>Ministerio de Electricidad y Energía Renovable</b>					
Av. Eloy Alfaro No. 29-50 y 9 de Octubre Edificio Correos del Ecuador 2do piso PBX. 593-2-3976000 FAX. 593-2-3 976000 ext 1235 RUC. 1768135980001 www.meer.gov.ec Quito - Ecuador					
<b>ESPECIFICACIONES PARTICULARES DEL CONDUCTOR                  DESNUDO CABLEADO ALUMINIO ACERO ACSR 6/1, 7 HILOS</b>					
ITEM	DESCRIPCIÓN TÉCNICA	CALIBRE DEL CONDUCTOR (AWG)	Mínima Capacidad de corriente (A)	Área de sección transversal nominal (mm <sup>2</sup> )	Tensión mínima de ruptura (Kg)
1	CONDUCTOR DESNUDO CABLEADO ALUMINIO ACERO ACSR 6/1, 4 AWG, 7 HILOS	4	140	24,71	830
2	CONDUCTOR DESNUDO CABLEADO ALUMINIO ACERO ACSR 6/1, 2 AWG, 7 HILOS	2	184	29,22	1 265
3	CONDUCTOR DESNUDO CABLEADO ALUMINIO ACERO ACSR 6/1, 1/0 AWG, 7 HILOS	1/0	242	62,38	1 940
4	CONDUCTOR DESNUDO CABLEADO ALUMINIO ACERO ACSR 6/1, 2/0 AWG, 7 HILOS	2/0	276	78,64	2 425
5	CONDUCTOR DESNUDO CABLEADO ALUMINIO ACERO ACSR 6/1, 3/0 AWG, 7 HILOS	3/0	315	99,23	3 030
6	CONDUCTOR DESNUDO CABLEADO ALUMINIO ACERO ACSR 6/1, 4/0 AWG, 7 HILOS	4/0	383	107,2	1 810



**Anexo 3.4**

**REGISTRADOR DE CARGA**



Model Number: 6-910-3

Kit Components: 3 Varcorders, IrDA Serial Cable, Softlink Software, Soft Carrying Case

Range of Operation

Voltage: 69kV

Current: 1 to 2000A

Sensor Opening: Up to 1.3 in (up to 3.3cm)

Resolution

Amps 1 to 99.9A: 0.1A

Amps 100 to 2000 A: 1A

Power Factor +.80 to -.80: .01

Accuracy:  $\pm 1\% \pm 2$  counts

Frequency: 60 Hz (57 to 63 Hz) or 50 Hz (47 to 53 Hz) Models Available

Mechanical

Weight: 1.5 lbs. (.68kg)

Dimensions: 9.75 in x 4.75 in x 3 (24.77 cm x 12.07 cm x 7.62 cm)

Operating Temperature: -4 to +140 degrees F (-20 to +60 degrees C)

Hotstick mounting: Shotgun Style Hotstick

Battery: 9 volt alkaline

Software Requirements

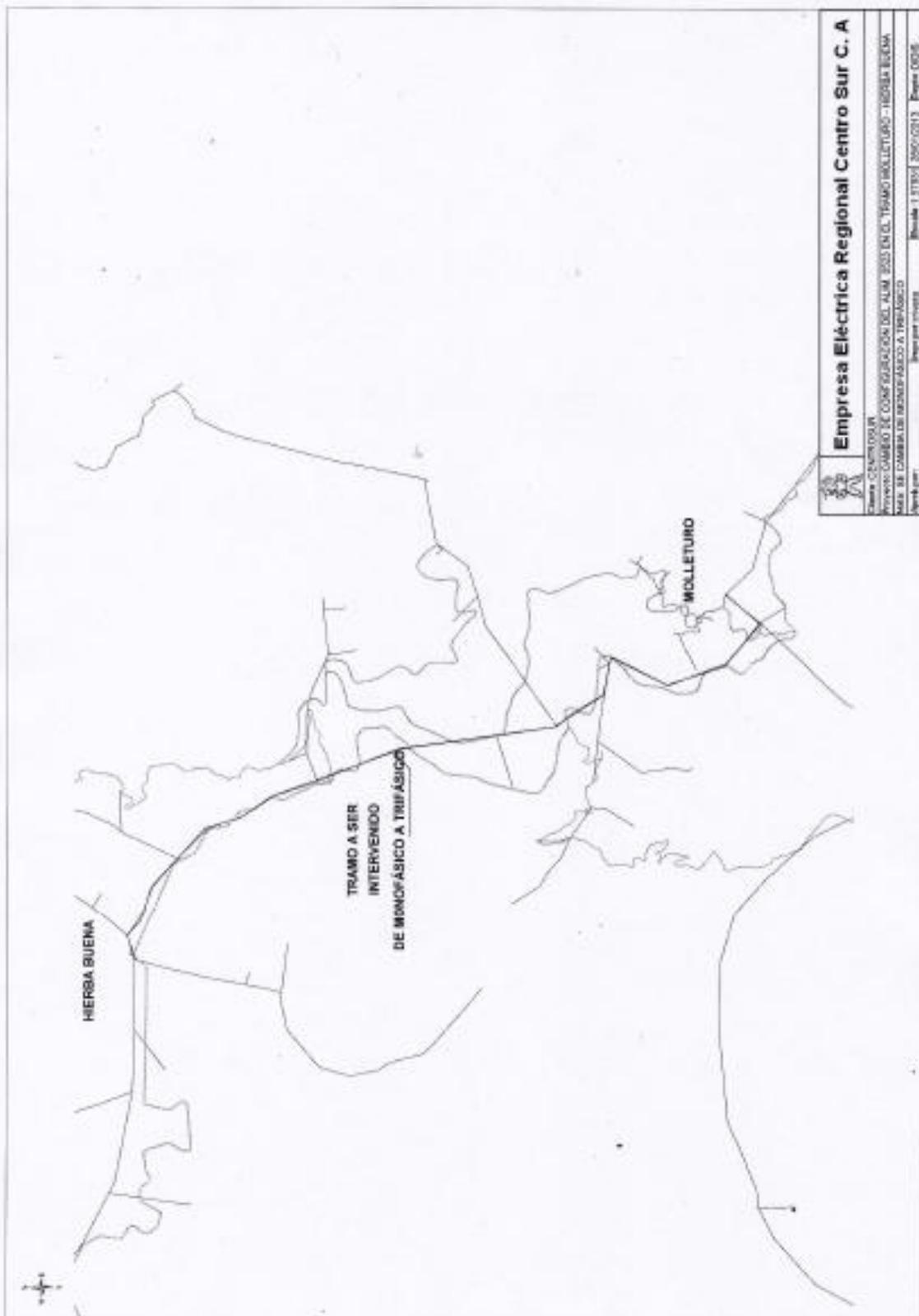
Processor: 100 Mhz or Higher (200 Mhz or Higher Recommended)

RAM: 32 MB, 64 Recommended

Drive Space: 15 MB to load software, 10 MB of Operating Space



### Anexo 3.5 Reconfiguración tramo: Molleturo – Hierba Buena





**Anexo 3.6 Resumen presupuestario Reconfiguración tramo Molleturo – Hierba Buena**



Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C. A.  
Cuenca - Ecuador

**INFORMACION ECONOMICA DEL PROYECTO PRES. INVERSIONES**

**1. CARACTERISTICAS GENERALES**

PROYECTO: **B 06445** RECONFIGURACIÓN ALIM 0523 / MOLLETURO  
 PROVINCIA: AZUAY  
 CANTON: CUENCA  
 PARROQUIA: MOLLETURO  
 TIPO DE OBRA: MEJORA CUENTA PRESUPUESTARIA:

**2. PARAMETROS DE CALCULO**

#Ord.	Sec	Fecha Vigencia	
Precio Materiales	17	1	01/08/2009
Precio Mano de Obra	37		01/02/2011
Cientes: Nuevos	0		FD 1,14
Antiguos	0		FDT 1,000

<b>COSTO TOTAL DEL PROYECTO SIN ESTUDIOS:</b>	<b>58.582,94</b>	<b>CON ESTUDIOS:</b>	<b>61.452,17</b>
---	------------------	----------------------	------------------

**3. RESUMEN PRESUPUESTARIO MATERIALES EN USD**

Material Nuevo .....	39.834,38	10, % IMPREVISTOS ...	4.489,17
Material Eq. Medición	0,00	15, % ADMINISTRACION	R 733,76
Material Reutilizados...	0,00		
Material Reingresados.	5.057,28		
<b>SUBTOTAL MATERIALES</b>	<b>44.891,66</b>	<b>TOTAL MATERIALES .</b>	<b>46.000,02</b>

**4. RESUMEN PRESUPUESTARIO MANO DE OBRA EN USD**

MONTAJE		DESMONTAJE		DESMONTAJE-MONTAJE	
Por MOC	8.247,41	Por MOC	1.739,04	Por MOC	0,00
Por MONC	0,00	Por MONC	0,00	Por MONC	0,00
Medidores	0,00				
<b>Total Mont. **</b>	<b>8.247,41</b>	<b>Total Desm. **</b>	<b>1.739,04</b>	<b>Total MonDes **</b>	<b>0,00</b>

**5. TRANSPORTE**

A Sitio	1.154,64	<b>Total por Transp</b>	1.398,11
A Bodega	243,47		

**6. RESUMEN TOTAL EN USD**

Costo Total Proyecto Mat+MO+Tansp.	57.384,57	Impuestos SIDE:	0,0
12 % IVA **	1.198,37		
<b>Costo Total Proyecto con IVA +SIDE</b>	<b>58.582,94</b>		
<b>COSTO POR CLIENTE TOTALES</b>	<b>58.582,94</b>	<b>MONC por Usuario</b>	<b>0,00</b>

**7. ESTUDIOS** 5, % ESTUDIOS .. 2.899,23

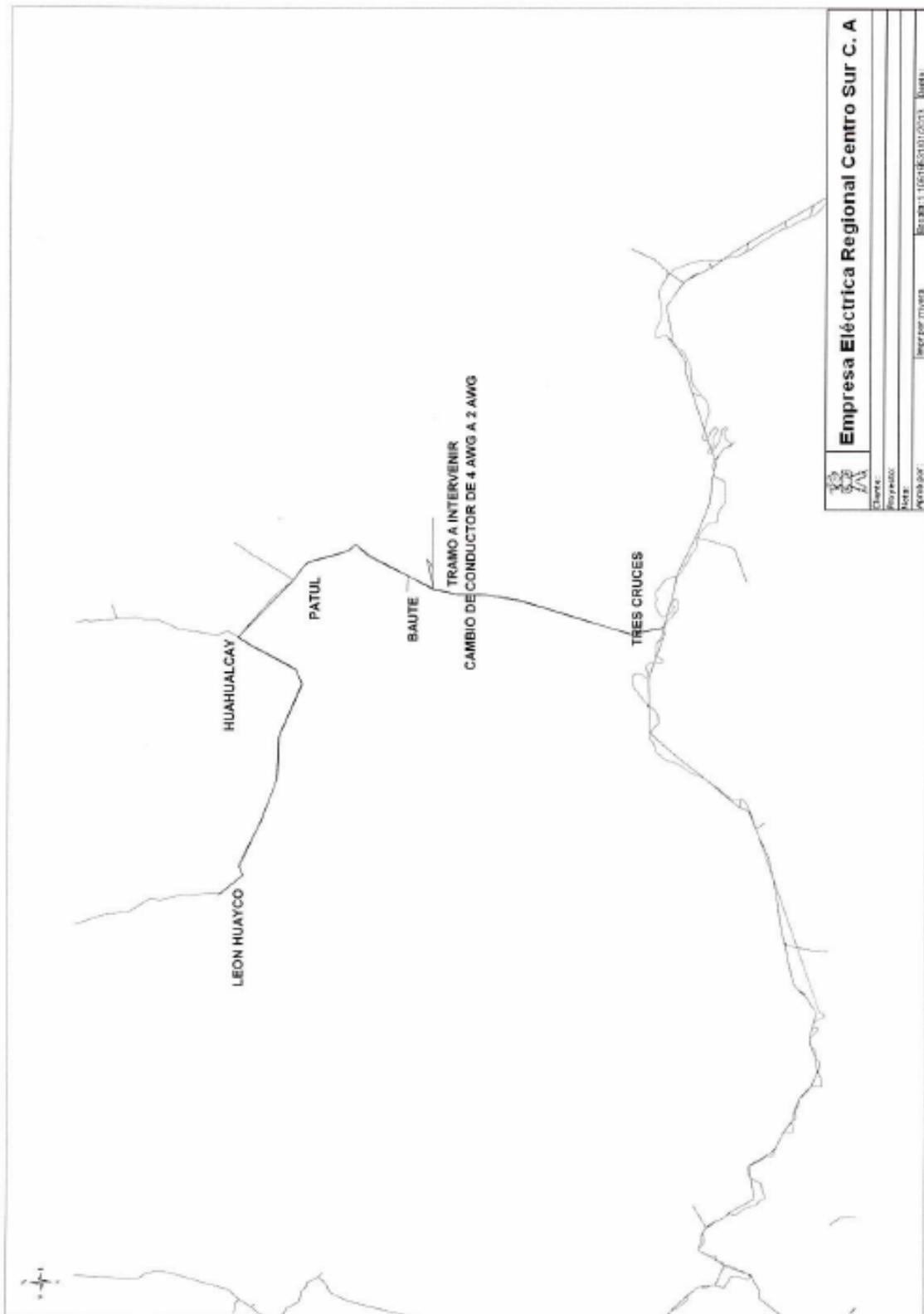
**8. GARANTIAS, ACOMETIDAS Y MEDIDORES EN USD** Precio Unitario sin IVA Precio Total con IVA

Garantía de Consumo	0,00	0,00
---------------------	------	------

\*\* Items a los que se aplica el IVA  
 Nota: Los precios unitarios y tasas, pueden cambiar sin previo aviso.



### Anexo 3.7 Cambio de conductor Tres Cruces – Leonhuayco





Anexo 3.8 Resumen presupuestario del cambio de conductor Tres Cruces – Leonhuayco



Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C. A.  
Cuenca - Ecuador

**INFORMACION ECONOMICA DEL PROYECTO PRES. INVERSIONES**

1. CARACTERISTICAS GENERALES

2. PARAMETROS DE CALCULO

PROYECTO:	B 06446 CAMBIO DE CONDUCTOR ALIM 05233 CRUCES	#Crd.	Sec	Fecha Vigencia	
PROVINCIA:	AZUAY	Precio Materiales	17	1	01/06/2009
CANTON:	CUENCA	Precio Mano de Obra	37		01/02/2011
PARROQUIA:	MOLLETURO	Clientes: Nuevos	0		FD 1,14
TIPO DE OBRA:	MEJORA CUENTA PRESUPUESTARIA:	Antiguos	0		FDT 1,000

<b>COSTO TOTAL DEL PROYECTO SIN ESTUDIOS:</b>	<b>20.190,15</b>	<b>CON ESTUDIOS:</b>	<b>21.157,34</b>
---	------------------	----------------------	------------------

3. RESUMEN PRESUPUESTARIO MATERIALES EN USD

Material Nuevo .....	13.227,00	10. % IMPREVISTOS ...	2.020,18
Material Eq. Medición	0,00	15. % ADMINISTRACION.	3.030,27
Material Reciclados	0,00		
Material Reingresados.	6.974,80		
<b>SUBTOTAL MATERIALES</b>	<b>20.201,80</b>	<b>TOTAL MATERIALES. .</b>	<b>11.302,65</b>

4. RESUMEN PRESUPUESTARIO MANO DE OBRA EN USD

MONTAJE		DESMONTAJE		DESMONTAJE-MONTAJE	
Por MOC	4.176,83	Por MDC	2.876,74	Por MOC	0,00
Por MONC	0,00	Por MENC	0,00	Por MONC	0,00
Medidores	0,00				
<b>Total Mont. **</b>	<b>4.176,83</b>	<b>Total Desm. **</b>	<b>2.876,74</b>	<b>Total MonDes **</b>	<b>0,00</b>

5. TRANSPORTE

A Sitio	584,76	<b>Total por Transp</b>	587,50
A Bodega	402,74		

6. RESUMEN TOTAL EN USD

Costo Total Proyecto Mat+MO+Tansp.	19.343,72	Impuestos SIDE:	0,0
12 % IVA **	846,43		
<b>Costo Total Proyecto con IVA +SIDE</b>	<b>20.190,15</b>		
<b>COSTO POR CLIENTE TOTALES</b>	<b>20.190,15</b>	MONC por Usuario	0,00

7. ESTUDIOS 5. % ESTUDIOS .. 967,19

8. GARANTIAS, ACOMETIDAS Y MEDIDORES EN USD

	Precio Unitario sin IVA	Precio Total con IVA
Garantía de Consumo	0,00	0,00

\*\* Items a los que se aplica el IVA  
Nota: Los precios unitarios y tasas, pueden cambiar sin previo aviso.