



UNIVERSIDAD DEL AZUAY

DEPARTAMENTO DE EDUCACIÓN CONTÍNUA

MAESTRÍA EN ADMINISTRACIÓN DE EMPRESAS, MBA

**“PROPUESTA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE
GESTIÓN DEL MANTENIMIENTO ELÉCTRICO EN LA EMPRESA
ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A.”**

Trabajo previo a la obtención del título de Magíster en Administración de Empresas

Autores:

Carlos Delgado Garzón

Iván Piedra Martínez

Director:

Ing. Jacinto Guillén García

Cuenca – Ecuador

2009

DEDICATORIA:

A mi esposa e hijos por su comprensión y apoyo permanentes.

Carlos

A mi esposa e hijo por su ayuda, comprensión y apoyo permanente.

Iván

AGRADECIMIENTO:

Expresamos nuestro agradecimiento a la Universidad del Azuay , al Departamento de Educación Continua y a su colectivo de Directivos y profesores por prepararnos para contribuir al desarrollo del país.

A los Directivos y personal de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C. A., nuestro agradecimiento por su valioso apoyo y colaboración en la elaboración del presente trabajo.

RESUMEN

Debido a la situación actual del sector eléctrico ecuatoriano, se hace indispensable que las empresas eléctricas optimicen la gestión de sus recursos, de manera que permita su funcionalidad, confiabilidad y disponibilidad en la entrega del servicio eléctrico en forma oportuna y con calidad a sus clientes, y así obtener mayor rentabilidad, productividad, calidad y rendimiento sobre la inversión, con una aplicación correcta y a un costo competitivo. Se identifican las variables asociadas a las actividades del mantenimiento, que servirán para estandarizar los procedimientos, identificar los puntos críticos, analizarlos y se proponen indicadores que lleven a una mejora continua, así como un plan estratégico a corto y mediano plazo.

ABSTRACT

Due to the current situation of the Ecuadorian electricity sector, it is essential that the companies will optimize the management of its resources, with the end that guarantee functionality, reliability and availability in the delivery of electric service in a timely and quality to its customers and obtain higher profitability, productivity, quality and return on investment, with an application and a competitive cost. Variables associated with the activities of maintenance are defined, which serve to standardize procedures, to identify critical points, analyze them and propose indicators that lead to continuous improvement and a strategic plan for short and medium term.

**PROPUESTA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE GESTIÓN
DEL MANTENIMIENTO ELÉCTRICO EN LA EMPRESA ELÉCTRICA
REGIONAL CENTRO SUR C.A.** _____ **1**

CAPITULO I _____ **5**

1 MARCO TEÓRICO _____ **5**

1.1 FILOSOFIA DEL MANTENIMIENTO _____ **5**

1.2 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS _____ **6**

1.2.1 Definiciones administrativas _____ 7

1.2.2 Definiciones económicas _____ 11

1.2.3 Definiciones legales _____ 14

1.2.4 Definiciones técnicas _____ 19

1.2.5 Definiciones varias _____ 23

1.3 DESCRIPCIÓN DE INDICADORES _____ **25**

1.3.1 Frecuencia Media de Interrupción del Sistema (FMIK): _____ 25

1.3.2 Tiempo Total de Interrupción del Sistema (TTIK): _____ 26

1.3.3 Duración Media de las Interrupciones (Ds): _____ 26

1.3.4 Tiempo medio de atención de reclamos (T.M.A.): _____ 27

CAPITULO II _____ **28**

2 SITUACIÓN NACIONAL _____ **28**

2.1 Política de electrificación _____ **28**

2.1.1 Régimen de las empresas de generación, transmisión y distribución. _____ 28

2.1.2 Valor Agregado de Distribución (VAD).- _____ 28

2.1.3 Obligaciones del distribuidor.- _____ 29

2.1.4 Evaluación del servicio.- _____ 29

2.2 ANTECEDENTES DE LA CENTROSUR C.A.- _____ **30**

2.2.1 ESTRUCTURA ACTUAL DEL SISTEMA DE MANTENIMIENTO _____ 31

2.2.2 ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO _____ 32

2.2.3 MANTENIMIENTO CORRECTIVO _____ 32

2.2.4 MANTENIMIENTO PREVENTIVO _____ 35

2.2.5 Mantenimiento predictivo. _____ 37

2.2.6 Termografía: _____ 38

2.2.7 Análisis de aceite: _____ 38

2.3 EL PROCESO DE MANTENIMIENTO _____ **39**

2.3.1 Diagnóstico: _____ 39

2.3.2 Planificación: _____ 40

2.3.3 Ejecución: Consta de cinco actividades: _____ 40

2.3.4 Reporte: _____ 41

2.4 ESTADÍSTICAS GENERALES DE MANTENIMIENTO _____ **42**

2.4.1 Activos de mantenimiento de la DIDIS _____ 42

2.4.2 Comportamiento de indicadores de calidad del servicio técnico _____ 43

2.4.3 Costos asociados al mantenimiento _____ 46

CAPITULO III _____ **55**

3 ESTRATEGIAS DE MEJORAMIENTO _____ **55**

3.1 ESTRATEGIAS E INDICADORES DE MANTENIMIENTO _____ **55**

3.2 PROPÓSITO _____ **56**

3.3 OBJETIVOS _____ **56**

3.4 VALORES _____ **56**

3.5 POLÍTICAS _____ **57**

3.6 ANALISIS FODA	57
3.6.1 Fortalezas	57
3.6.2 Oportunidades	58
3.6.3 Debilidades	58
3.6.4 Amenazas	59
3.7 ESTRATEGIAS	59
3.8 PLANES DE ACCIÓN: FODA Vs. Estrategias	60
3.9 DESARROLLO DEL PLAN DE ACCIÓN: Se proponen las acciones a cumplir, fechas y responsables de cada estrategia planteada	63
3.10 INDICADORES PARA LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE ACCIÓN: Se propone los siguientes indicadores de seguimiento:	68
3.11 INDICADORES DE GESTION DEL MANTENIMIENTO	73
3.12 INDICADORES DE MANTENIMIENTO EN ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN	76
CAPITULO IV	79
4 EL SISTEMA DE GESTIÓN DE MANTENIMIENTO	79
4.1 VALORACIÓN DE LOS ACTIVOS DE LA CENTROSUR.	79
4.2 COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.	79
4.3 COSTOS DE MANTENIMIENTO.	80
4.4 PÉRDIDAS DE ENERGÍA DEL SISTEMA.	80
4.5 ANALISIS FINANCIERO DEL PROYECTO	81
4.6 ESTRUCTURA	85
4.7 PRESENTACION DE RESULTADOS	87
CAPITULO V	96
5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	96
BIBLIOGRAFIA	103
ANEXOS	105
ANEXO 1	105
DESCRIPCIÓN DE LA CENTROSUR C.A.	105
PLAN ESTRATÉGICO DE LA CENTROSUR 2006 - 2008	106
Misión	106
Visión	106
Valores	106
Objetivos	107
Políticas	107
ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL	108
PROCESOS PRINCIPALES DE LA CENTROSUR	110

TEMA

PROPUESTA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE GESTIÓN DEL MANTENIMIENTO ELÉCTRICO EN LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A.

INTRODUCCION

Se pretende con este trabajo, realizar un aporte que contribuya a la mejora de la gestión técnica, administrativa y económica en el área del mantenimiento eléctrico en las redes de distribución a nivel de media tensión de la Dirección de Distribución de la CENTROSUR, lo cual redundará en el beneficio a los accionistas, clientes, colaboradores y medio ambiente, dentro de su área de concesión.

JUSTIFICACIÓN DEL TEMA

Debido a la situación de crisis que se encuentra atravesando el sector eléctrico ecuatoriano, se hace indispensable que las empresas eléctricas optimicen la gestión de sus recursos, para lo cual se hace necesario que el gerenciamiento de los activos tengan un manejo tal que garanticen su funcionalidad, confiabilidad y una disponibilidad en la entrega del servicio eléctrico en forma oportuna y con calidad a sus clientes, lo cual permitirá tener mayor rentabilidad, productividad, calidad y rendimiento sobre la inversión.

El mantenimiento es una disciplina integradora que garantiza la disponibilidad, funcionalidad y conservación del equipamiento, siempre que se aplique correctamente, a un costo competitivo. En la actualidad, el mantenimiento está destinado a ser uno de los pilares fundamentales de toda empresa que se respete y que considere ser competitiva. Dentro de las diversas formas de conceptualizar el mantenimiento, la que al parecer presenta más actualidad, y al mismo tiempo resulta más abarcadora, es aquella que lo define como “el conjunto de actividades dirigidas a garantizar, al menor costo posible, la máxima disponibilidad del equipamiento para la producción; visto esto a través de la prevención de la ocurrencia de fallos y de la

identificación y señalamiento de las causas del funcionamiento deficiente del equipamiento”¹.

Es necesario tener una visión más amplia de lo que es el mantenimiento, es decir se requiere pasar de un enfoque netamente técnico a uno que involucre al aspecto administrativo, de tal manera de posibilitar una gestión integral de esta función, enmarcado dentro del plan estratégico de la Empresa.

El proceso de mantenimiento de equipos y redes de distribución, tiene gran incidencia en los índices de confiabilidad, continuidad y calidad del suministro de energía eléctrica, convirtiéndose además en una fuente de ahorro económico, que incide en los resultados finales de la gestión empresarial, en el costo de venta de la energía y en la imagen institucional.

La Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. (CENTROSUR), a través de sus Direcciones de Distribución (DIDIS), Morona Santiago (DIMS) y Comercialización (DICO), canalizan las labores de mantenimiento de su sistema eléctrico, partiendo de las subestaciones de reducción, líneas de subtransmisión, redes de distribución y sus sistemas de medición de energía, por lo que se hace necesario contar con la implementación de un sistema de gestión de esta actividad.

La planificación estratégica de la CENTROSUR considera dentro de su misión, el “satisfacer las expectativas de sus clientes actuales y potenciales, cumpliendo con estándares de calidad, en forma económica, ética, eficaz y comprometidos con la preservación del medio ambiente”, así como entre sus principales objetivos “mejorar la rentabilidad y el flujo de caja” y “mejorar continuamente el servicio al cliente actual y potencial”; por lo que se hace necesario que la gestión del mantenimiento esté alineada con estos propósitos, lo que nos llevará a la mejora continua.

Adicionalmente se hace necesario alinearse con las tendencias y exigencias que los procesos globalizadores imponen a las empresas de servicio, así como con las regulaciones y políticas de los entes reguladores, enmarcadas en los objetivos de

¹ Tavares, 2000

modernización y eficiencia del sector energético, lo cual lleva a evaluar la actual gestión del mantenimiento y plantear alternativas para su optimización.

El mantenimiento toma un valor estratégico al aumentar el grado de sistematización de los procesos, a través de la aplicación de herramientas informáticas y una mayor automatización de las instalaciones, de tal manera de lograr que la cadena productiva mantenga su confiabilidad y continuidad, pues la interrupciones del suministro de energía eléctrica produce pérdidas económicas a la Empresa y al usuario, deterioro de su imagen institucional y a futuro penalizaciones por la compensaciones que se debe realizar a los usuarios conforme a la normatividad y leyes vigentes en el país.

Se debe considerar que la función de mantenimiento va más allá de las acciones correctivas, pues su verdadero valor viene dado cuando se minimizan este tipo de acciones, como consecuencia de un modelo de gestión planificado y sistemático, dentro del marco de la planeación estratégica y la competitividad exigida por el mercado.

ALCANCE

La gestión del mantenimiento debe estar alineada con la planeación estratégica de la CENTROSUR, enmarcada dentro de las políticas, metas y objetivos de la Empresa, y ser concebida como un proceso de mejora continua, en la cual se tenga una participación activa e integral de manera sistémica de todas las áreas de la empresa, pues la gestión de mantenimiento no puede seguirse considerando como un proceso aislado con responsabilidad únicamente del área técnica sino debe ser parte de la gestión técnica, administrativa y económica de toda la Compañía.

Se buscará identificar las variables asociadas a las actividades del mantenimiento, que servirán para estandarizar los procedimientos, identificar los puntos críticos, analizarlos y proponer indicadores que lleven a una mejora continua.

Para implementar una adecuada gestión del proceso de mantenimiento en la CENTROSUR, se propondrá un plan estratégico a corto y mediano plazo con sus

respectivas estrategias, planes de acción, indicadores, fechas de ejecución y responsables.

Adicionalmente se propondrán las recomendaciones generales para la puesta en marcha de este proyecto.

CAPITULO I

1 MARCO TEÓRICO

1.1 FILOSOFIA DEL MANTENIMIENTO

Actualmente el concepto de mantenimiento no significa reparar equipos o sistemas, sino mantenerlos operables de acuerdo a los requerimientos de la organización, para lo cual se debe trabajar básicamente en la prevención de fallas y de esta forma reducir los riesgos de salidas intempestivas de equipos o sistemas.

La filosofía actual tiende al denominado Mantenimiento de Clase Mundial, que agrupa una serie de tendencias como el denominado mantenimiento productivo total, el mantenimiento centrado en la confiabilidad y el concepto de la gerencia del riesgo, todo esto alineado con las estrategias propias de cada organización.

El mantenimiento debe estar alineado con el incremento del valor de la institución, para lo cual se hace necesario un nuevo manejo presupuestario y financiero, de tal forma de que esta actividad no sea vista solo como un costo, sino por el contrario ser una fuente que contribuye al incremento de ingresos, a través de un mejor aprovechamiento y optimización de los activos.

El mantenimiento debe estar alineado con la filosofía de la calidad institucional, a fin de obtener una adecuada organización de sus procesos, los cuales además deben estar alineados con sus proveedores, contratistas y clientes tanto internos como externos.

En el aspecto organizacional, la función de mantenimiento debe lograr un involucramiento de todos los miembros de la compañía, a fin de conseguir conjuntamente los objetivos corporativos. Debe adicionalmente ayudar a lograr cambios culturales internos como resultado del empoderamiento de las actividades de mantenimiento que realice el personal de operación y la satisfacción e incremento de la autoestima del personal encargado de esta área.

La actividad del mantenimiento debe generar una cadena de valor alineada con los objetivos institucionales; por lo que debería involucrar la gestión de la ingeniería de mantenimiento, la integración de la planificación de los procesos estratégicos del mantenimiento, la programación que integra las actividades, suministro de materiales e insumos, disponibilidad de personal y contratistas; la ejecución de las actividades de una manera eficiente, eficaz, segura y respetando el medio ambiente; y finalmente el monitoreo y gestión que es donde se realiza la retroalimentación para verificar el cumplimiento de objetivos por medio de indicadores de desempeño.

Los procesos de mantenimiento deberán ser soportados a través de uso de tecnologías modernas y adecuadas a la situación de la organización, con proveedores calificados y personal capacitado de manera adecuada y permanente, según las necesidades de los procesos institucionales.

1.2 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS

Esta propuesta considerará los aspectos administrativo, económico, legal y técnico. En lo administrativo se considerará la planeación estratégica de la CENTROSUR y su sistema de gestión a través de los indicadores de desempeño del proceso. En lo económico se considerará los costos de mantenimiento que influyen en el valor agregado de distribución (VAD) que es uno de los componentes de la tarifa final al usuario. En lo legal nos soportaremos en lo dispuesto en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, los reglamentos y regulaciones emitidas por el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC). En lo técnico nos basaremos en las prácticas, teorías y procedimientos de mantenimiento utilizados en el sector eléctrico y en la CENTROSUR.

Existen aspectos generales que influyen en la decisión de enfocar la administración del mantenimiento, como son: Sistemas de información a nivel empresarial, entorno de la empresa, procesos, materiales, ambiente laboral, edad de los equipos y de las instalaciones, factor de utilización de los equipos, tipos de servicios y clientes, tecnología usada, costo de las interrupciones, sistema de comunicaciones y transporte, preparación del personal, tercerización de servicios entre otros y que serán considerados en la propuesta a realizarse.

1.2.1 Definiciones administrativas

La CENTROSUR, basa su gestión administrativa en la planeación estratégica, dentro de la cual se está dando atención a los procesos de la gestión de la calidad, la evaluación de los indicadores de gestión y un especial cuidado a los temas de la seguridad industrial y medio ambiente; razones por las que el presente trabajo tomará en consideración los conceptos relacionados con estas herramientas de gestión.

- **Planificación estratégica:** Proceso que se desarrolla previa a la realización de acciones y que se anticipa a la toma de decisiones, previendo el futuro a través de la orientación, dirección y proyección organizacional mediante la fijación de objetivos, políticas y estrategias para su consecución, relacionando a la organización con el medio ambiente, sus recursos y capacidades.

Proporciona la oportunidad de ajustarse permanentemente a los sucesos y acciones del entorno, además permite mejorar la calidad de los procesos y de los productos y sirve de guía para una proyección del futuro.

Es un proceso dinámico que involucra a todos los miembros de una organización, a fin de anticipar qué hacer, por qué hacerlo, quién lo va a hacer, cuándo lo va a hacer, cómo hacerlo, dónde hacerlo y para qué hacerlo.

La estrategia, por tanto se convierte en un marco fundamental para asegurar la continuidad vital de la organización y al mismo tiempo facilita su necesaria adaptación al entorno cambiante. Por lo tanto la esencia de la estrategia consiste en una intencionada gestión de cambio hacia el logro de ventajas competitivas en cada negocio que se encuentra comprometida la empresa; siendo el último objetivo de la estrategia el beneficio de todos los que tienen intereses en ella.

- **Sistema de gestión de la calidad:** Es un sistema de gestión para dirigir y controlar una organización con respecto a la calidad, con el fin de comprobar la idoneidad y la eficacia del sistema de gestión de la calidad, así como evaluar en donde puede realizarse la mejora continua, se requiere definir los datos

necesarios, recopilarlos y analizarlos para tomar decisiones y emprender acciones apropiadas. La mejora no solo incluye el aprovechamiento de las oportunidades correspondientes, sino también la toma de acciones correctivas y preventivas.

La implementación del sistema de la gestión de la calidad es una de las estrategias que se ha planteado la CENTROSUR para el período 2006 – 2008².

La calidad tiene como objetivo fundamental, satisfacer las necesidades de los clientes de la Empresa, a través del máximo aprovechamiento de la confiabilidad de los servicios que se prestan, el cumplimiento de los requisitos propuestos y la minimización de los reclamos por disconformidades del servicio.

Los propósitos de la calidad son la permanente atención de satisfacer las necesidades de los clientes al menor costo, con la total entrega del potencial humano de cada trabajador.

La CENTROSUR tiene entre sus principales principios la mejora continua así como también el establecimiento de nuevas metas y su afán de lograrlas con la mayor eficacia y eficiencia posibles.

Los principios de calidad se encuentran soportados por los valores corporativos de sus empleados y directivos, como son honestidad, responsabilidad, deseos de hacer bien las cosas entre otros, todo lo cual se encuentra ligado con los valores culturales de sus clientes.

Adicionalmente se encuentra empeñada en la documentación de sus procesos y se basa la toma de decisiones en función de información de tipo cuantitativo.

- **Cuadro de mando integral:** Es una herramienta que proporciona a los ejecutivos de una organización un panorama que traduce la visión y estrategia de una empresa, en un conjunto coherente de indicadores para medir su actuación. Esta herramienta considera la medición financiera como un componente crítico

² Norma ISO 9000- 2000, numeral 3.2.3 (Términos relativos a la gestión) y Plan estratégico de la CENTROSUR

de la actuación gerencial, pero realiza un conjunto de mediciones más generales e integradas, que vinculan al cliente actual, los procesos internos, los empleados y la actuación de los sistemas con el éxito financiero a largo plazo.³

El mantenimiento ha evolucionado y está rompiendo con las barreras del pasado. Actualmente, los directivos del mantenimiento de las empresas tienen que pensar que el mantenimiento de activos es una inversión y no un gasto. Esta evolución que está ocurriendo en el mundo del mantenimiento ha hecho notar la necesidad de una mejora sustancial y sostenida de los resultados operacionales y financieros de las empresas, lo que ha llevado a la progresiva búsqueda y aplicación de nuevas y más eficientes técnicas y prácticas gerenciales de planificación y medición del desempeño del negocio. Estas herramientas deben permitir, por un lado, identificar cuáles son las estrategias que se deben seguir para alcanzar la visión de empresa (un alto desempeño), y por el otro, expresar dichas estrategias en objetivos específicos cuyo logro sea medible a través de un conjunto de indicadores de desempeño técnicos y económicos a mediano plazo. Entre los elementos que surgen de esta evolución está la orientación hacia una visión sistémica de la importancia del negocio en mantenimiento, identificando los roles y necesidades de cada uno de los actores involucrados, lo que conlleva el redireccionamiento de los esquemas de evaluación de resultados y definición de estrategias de indicadores técnicos y financieros para medir los resultados del negocio.

Las mediciones son importantes: “Si no puedes medirlo no puedes gerenciarlo”, por lo que su trato debe ser cuidadoso y permanente, ya que el sistema de medición influye en el comportamiento del personal y de la organización.

Los indicadores técnicos y financieros nos dicen algo pero no todo sobre la historia de las acciones pasadas y nos proporcionan una guía adecuada para las acciones que hay que realizar hoy en día y después para crear un valor futuro.

³Publicación del Instituto de Desarrollo Empresarial código CT-A- 019-VA-1, capítulo 2

- **Seguridad y salud en el trabajo⁴:** Es la ciencia, técnica y arte multidisciplinario que se ocupa de la valoración de las condiciones de trabajo y la prevención de riesgos operacionales a favor del bienestar físico, mental y social de los trabajadores, potenciando el crecimiento económico y la productividad de la organización.

Las empresas que tienen éxito en lograr altos estándares en seguridad y salud en el trabajo se caracterizan en sus operaciones por tener una política clara, la cual contribuye a su desempeño económico, a la vez que permite cumplir con sus responsabilidades respecto a personas y medio ambiente, de forma que satisface plenamente sus valores empresariales y las exigencias legales, cumpliendo con sus accionistas, trabajadores, clientes y con la sociedad.

Conforme lo establece el Art. 441 del Código de Trabajo, el Art. 93 del Reglamento de Seguridad e Higiene del Trabajo, del Instituto Ecuatoriano de Seguridad Social, el Art. 1 y el Art.11, numeral octavo del Reglamento de Seguridad y Salud de los Trabajadores y Mejoramiento del Medio Ambiente de Trabajo, la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. expidió el Reglamento Interno de Seguridad e Higiene Industrial, en el que se establecen las medidas de prevención de los riesgos laborales, a fin de proteger al elemento humano y el patrimonio material de la Empresa.

- **Gestión Ambiental:** Conjunto de políticas, normas, actividades operativas y administrativas de planeamiento, financiamiento y control estrechamente vinculadas, que deben ser ejecutadas por el Estado y la sociedad para garantizar el desarrollo sustentable y una óptima calidad de vida⁵.

Los riesgos ambientales constituyen, hoy por hoy, una nueva preocupación que debe estar presente en las decisiones de los empresarios y en los programas de gestión e imagen empresarial.

⁴ Instituto Ecuatoriano de Seguridad Social. Sistema de administración de la seguridad y salud en el trabajo. Quito. 2005

⁵ Ley de gestión ambiental. Registro oficial 245 del 30 de julio de 1999

En los últimos años es cuando la energía y el Medio Ambiente han comenzado a ocupar un lugar importante en la opinión pública nacional e internacional, que cada vez se siente más sensibilizada por los temas ambientales. Esta creciente preocupación resulta consecuencia lógica de la toma de conciencia de que todas las alternativas energéticas deberán ir asociadas a una mejor calidad de vida.

La CENTROSUR tiene el reto de enfrentar una serie de desafíos relacionados con los cambios en los estilos de gestión, la satisfacción de los clientes y así mismo, la preservación del medio ambiente. De ahí que la implantación en la EMPRESA de un sistema de gestión ambiental eficaz, contribuye a mejorar su competitividad en el marco socio-económico actual.

Las empresas de generación y distribución no venden solo energía eléctrica, sino calidad de vida, que se ve reflejada en la satisfacción del cliente. Por ello el nuevo enfoque condicionado por la problemática medioambiental obliga, a su vez, a una consideración cada vez más profunda y amplia, desarrollando su actividad en armonía con el Medio Ambiente.

1.2.2 Definiciones económicas

La realización de cualquier tarea de mantenimiento está asociada con unos costos, tanto en los recursos usados en el mantenimiento como en el costo por no tener disponible el sistema para su normal operación, sin embargo estimamos que el mantenimiento no debe ser considerado únicamente como un generador de gastos, sino mas bien como una inversión.

La CENTROSUR es una empresa cuya principal actividad es la distribución de energía eléctrica, uno de los componentes del costo del Kilowatio hora es el valor agregado de distribución, y por tanto está vinculado directamente con la gestión del mantenimiento.

- **Valor Agregado de Distribución (VAD)**⁶: Corresponde al costo propio de la actividad de distribución de una empresa eficiente, sobre la base de procedimientos internacionalmente aceptados, que tenga características de operación similares a las de la concesionaria de distribución de la cual se trate.

Para calcular el valor agregado de distribución se tomará en cuenta las siguientes normas:

- a) Costos asociados al consumidor, independientemente de su demanda de potencia y energía;
 - b) Pérdidas técnicas medias de potencia y energía;
 - c) Costos de inversión, operación **y mantenimiento** asociados a la distribución en la empresa de referencia por unidad de potencia suministrada; y,
 - d) Costos de expansión, mejoramiento, operación **y mantenimiento** de sistemas de alumbrado público que utilicen energía eléctrica.
- **Tarifa de la Energía**⁷: Los precios sujetos a la regulación se denominan tarifas y corresponden a:
 - a) Las transferencias de potencia y energía entre generadores, que resulten de la operación a mínimo costo del Sistema Nacional Interconectado, cuando ellas no estén contempladas en contratos a plazo.
 - b) Las transferencias de potencia y energía de generadores a distribuidores.
 - c) Las tarifas de transmisión, que compensen el uso de las líneas de transmisión, subestaciones de transformación y demás elementos constitutivos del sistema de transmisión.
 - d) El peaje por el uso, por parte de terceros, del sistema de distribución, el cual será igual al Valor Agregado de Distribución (VAD) aprobado por el CONELEC menos los costos asociados al cliente.
 - **Costos Atribuibles al Servicio**⁸: Los costos para la determinación de las tarifas comprenderán, de conformidad con la ley, los precios referenciales de

⁶ Artículo No 56 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico

⁷ Ley del Régimen del Sector Eléctrico

⁸ Codificación del Reglamento de tarifas eléctricas. R.O. No. 598 del 17/06/02

generación, los costos medios del sistema de transmisión y el Valor Agregado de Distribución (VAD) de empresas eficientes.

Componentes del Costo del Servicio. - Son componentes del costo del servicio:

- a) Los costos de energía que corresponden a los costos variables para la producción de energía activa que incluyen: el suministro de combustible, o el valor del agua del embalse que está proveyendo la energía marginal y los gastos de operación y mantenimiento asociados; considerando un mercado abastecido;
 - b) El costo por restricción técnica del sistema, que corresponde al costo de la energía producida para mantener las condiciones del suministro del servicio en los niveles de calidad establecidos en la ley y sus reglamentos;
 - c) Los costos de capacidad, se refieren a los costos de inversión relacionados con los bienes destinados a la generación, transmisión o distribución, incluyendo el suministro, montaje, operación y mantenimiento;
 - d) Los costos de pérdidas atribuibles al proceso en los niveles admisibles aceptados por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC. Las pérdidas consideradas en la fijación de tarifas son Pérdidas Técnicas y Pérdidas No Técnicas;
 - e) Los costos de comercialización, que corresponden a las obligaciones inherentes al proceso de comercialización entre el distribuidor y el consumidor final así como los servicios de medición prestados a los grandes consumidores; y,
 - f) Los costos de administración, que son aquellos que se atribuyen a la gestión general de la empresa.
-
- **Costos fijos y variables⁹:** Los costos fijos son aquellos que se producen sin tener en cuenta el número de tareas de mantenimiento realizadas (por ejemplo costos de instalaciones), se supone que los costos fijos deberían mantenerse constantes, aunque a veces se ven influenciados por factores externos. Los costos variables

⁹ Mantenimiento por Jezdimir Knezevic, página 29...

son aquellos que dependen de la cantidad de labores realizadas, a la cantidad de material y mano de obra utilizada.

- **Costos directos, indirectos, y generales¹⁰:** Los costos directos son aquellos que pueden atribuirse claramente a cada tarea. Los costos directos de materiales y mano de obra se los conoce usualmente como costos de producción. Los costos indirectos, son los que difícilmente se pueden asignar a cada tarea (por ejemplo el costo por consumo telefónico). Los costos generales son todos aquellos distintos de los costos directos de material y mano de obra.

La contabilidad de costos asigna una cantidad proporcional de los costos globales a los servicios realizados. Los costos globales no pueden asignarse como cargas directas a ninguna actividad en particular, y por lo tanto deben distribuirse con alguna regla establecida.

- **Costo de oportunidad¹¹:** Es el costo que acarrea por no efectuar el mantenimiento y es directamente proporcional al producto del tiempo que el sistema pasa en estado de falla y la tasa de ingresos por hora que percibe el usuario por la utilización del producto.
- **Presupuesto¹²:** Son programas de inversiones y gastos que pretenden ajustarse a un comportamiento diseñado para un periodo determinado de tiempo

1.2.3 Definiciones legales

En el aspecto legal las Empresas Eléctricas se rigen por la Ley del Régimen del Sector Eléctrico y sus reglamentos.

Especial importancia tiene el cumplimiento de las regulaciones de calidad de servicio que debe recibir el usuario, ya que en la actualidad se establecen sanciones y multas por el incumplimiento de ciertos parámetros que están tipificados en la Ley, como

¹⁰ Mantenimiento por Jezdimir Knezevic, página 30...

¹¹ Mantenimiento por Jezdimir Knezevic, página 31...

¹² Costos de Mantenimiento por Carlos Pérez Jaramillo, página 60...

son entre otros, la Frecuencia media de interrupción (FMIK) y el Tiempo medio de interrupción (TTIK), los cuales actualmente se los reporta al ente regulador y en un corto plazo en caso de incumplimiento van a ser sujetas de multas y penalizaciones las Empresas Distribuidoras, lo cual afectará a su gestión administrativa.

- **Definición legal de la Energía Eléctrica¹³:** Para los efectos legales y contractuales se declara la energía eléctrica un bien estratégico, con los alcances para efecto de los problemas económicos del artículo 604 del Código Civil y las disposiciones pertinentes de la Ley de Seguridad Nacional.

Las personas naturales o jurídicas que, con el propósito de obtener provecho para sí o para otro, utilizaren fraudulentamente cualquier método, dispositivo o mecanismo clandestino o no, para alterar los sistemas o aparatos de control, medida o registro de provisión de energía eléctrica; o efectúen conexiones directas, destruyeren, perforaren o manipularen las instalaciones de acceso a los servicios públicos de energía eléctrica, en perjuicio de las empresas distribuidoras....., serán sancionados por el delito de hurto o robo, según corresponda, tipificados en el Código Penal.

- **Régimen de las empresas de generación, transmisión y distribución¹⁴:** La generación, transmisión o distribución de energía eléctrica será realizada por compañías autorizadas, y establecidas en el país, de conformidad con la Ley del Régimen del Sector Eléctrico y la Ley de Compañías.
- **Del mercado eléctrico mayorista¹⁵:** El mercado eléctrico mayorista (MEM) estará constituido por los generadores, distribuidores y grandes consumidores incorporados al Sistema Nacional Interconectado.

Las transacciones que podrán celebrarse en este mercado son únicamente ventas en el mercado ocasional o contratos a plazo. El mercado eléctrico mayorista abarcará la totalidad de las transacciones de suministro eléctrico que se celebren entre

¹³ Ley de Régimen del Sector Eléctrico. Registro Oficial No. 43 de 10 octubre de 1996 y sus reformas

¹⁴ Ley de Régimen del Sector Eléctrico. Registro Oficial No. 43 de 10 octubre de 1996 y sus reformas

¹⁵ Ley de Régimen del Sector Eléctrico. Registro Oficial No. 43 de 10 octubre de 1996 y sus reformas

generadores; entre generadores y distribuidores; y, entre generadores y grandes consumidores. Igualmente se incluirán las transacciones de exportación o importación de energía y potencia.

- **Protección de los derechos del usuario¹⁶:** En caso de que las empresas concesionarias de distribución, consideren que las tarifas fijadas por el CONELEC causan perjuicio a sus legítimos derechos o intereses, podrán recurrir ante la justicia ordinaria, reclamando la indemnización correspondiente.

Por su parte el usuario final podrá emprender las acciones legales ante la justicia ordinaria, que considere más apropiada a efectos de reclamar el resarcimiento de los daños y perjuicios que fueren ocasionados por el deficiente servicio de suministro estable de energía, alteraciones de voltaje en más o en menos y tarifas que excedan los valores legalmente aprobados de conformidad con la Ley.

- **Regulación 004/01 calidad del servicio eléctrico¹⁷:** El objetivo de la Regulación es establecer los niveles de calidad de la prestación del servicio eléctrico de distribución y los procedimientos de evaluación a ser observados por parte de las Empresas Distribuidoras.

Las Empresas Distribuidoras tienen la responsabilidad de prestar el servicio eléctrico a los Consumidores ubicados en su zona de Concesión, dentro de los niveles de calidad establecidos, en virtud de lo que señala la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, los Reglamentos aplicables, el Contrato de Concesión y las Regulaciones correspondientes.

- **Reglamento sustitutivo del reglamento de suministro del servicio de electricidad¹⁸:** Este reglamento contiene las normas generales que deben observarse para la prestación del servicio eléctrico de distribución y

¹⁶ Ley de Régimen del Sector Eléctrico. Registro Oficial No. 43 de 10 octubre de 1996 y sus reformas

¹⁷ Regulación No. CONELEC –004/01 del 23-05-01

¹⁸ Reglamento sustitutivo del reglamento de suministro del servicio de electricidad. R. O. No. 150 de 22-11-05

comercialización; y, regula las relaciones entre el distribuidor y el consumidor, tanto en los aspectos técnicos como en los comerciales.

Las disposiciones del reglamento serán complementadas con regulaciones aprobadas por el CONELEC y por instructivos y procedimientos dictados por los distribuidores de conformidad con este reglamento, para facilitar su aplicación.

Para el caso de urbanizaciones y lotizaciones, la construcción de las redes de distribución eléctrica será de responsabilidad del urbanizador o constructor, en tanto que la operación y mantenimiento de las mismas, estarán a cargo del distribuidor.

- **REGLAMENTO DE CONCESIONES** ¹⁹: Entre los requisitos del contrato de concesión, tenemos los siguientes:
 - Naturaleza, descripción de actividades permitidas y objeto.
 - Plazo de duración del contrato de concesión.
 - Condiciones para el caso de renovación o prórroga.
 - Area geográfica de prestación del servicio y en su caso la exclusividad regulada del concesionario.
 - Derechos y deberes del concesionario; incluyendo las normas para implementar y mantener el servicio de manera continua, eficiente e ininterrumpida; su plan de expansión; modernización, mantenimiento y cumplimiento con normas y disposiciones ambientales.
 - Las características técnicas y parámetros de calidad del servicio cuando sea pertinente.
 - Garantías del fiel cumplimiento del contrato de concesión, incluyendo las de los períodos de construcción y operación.
 - Obligaciones específicas frente a los derechos de los clientes, usuarios finales y otros concesionarios.

¹⁹ Reglamento de concesiones, permisos y licencias para la prestación del servicio de energía eléctrica. R.O. No. 290 del 03 de abril de 1998

El artículo 68 establece las obligaciones de cumplimiento directo: Los titulares de los contratos de concesión, permisos y licencias deberán ejercer los derechos y cumplir sus obligaciones consignadas en sus respectivos títulos por sí mismos. El cumplimiento de las obligaciones adquiridas incluye llevar a cabo la construcción, operación, mantenimiento y todas las actividades por sí mismos y bajo su propio costo, sin asistencia financiera o compensación por parte del Estado, excepto en los casos expresamente establecidos en la Ley o en el reglamento.

En el evento que se utilicen subcontratistas la responsabilidad será directa y solidaria del titular del contrato de concesión, permiso o licencia.

El artículo 78 establece los Seguros del distribuidor: El distribuidor deberá mantener vigente durante todo el término de vigencia de su contrato de concesión, una póliza de seguro mediante la cual cubra todos los riesgos de daños a terceros durante la construcción, la operación y el mantenimiento, de sus instalaciones. Dicha póliza deberá estar conforme con las pólizas comerciales utilizadas para la industria y de aceptación a nivel internacional. Los montos y coberturas, en cada caso, deberán ser establecidos en el contrato.

El artículo 105 establece sanciones particulares para empresas distribuidoras, entre las principales causas tenemos:

- a) Incumplimiento en la ejecución del proyecto, o en mantener los sistemas y equipos en los niveles de calidad estipulados en el contrato de concesión;
- b) Retrasos en la ejecución de los trabajos de mantenimiento necesarios o requeridos de conformidad con los lineamientos y calendarios previamente aprobados;
- c) Interrupción total o parcial del servicio, sin previa autorización de CONELEC.

1.2.4 Definiciones técnicas

La gestión del mantenimiento busca mantener la continuidad del servicio, con calidad y cumpliendo con los parámetros establecidos, para lo cual se debe aplicar técnicas que nos indican cuales equipos están en riesgo de daño, anticipándose al hecho de tener que realizar acciones correctivas, así mismo se deberán realizar procesos que ayuden a minimizar los tiempos de suspensión, todo esto optimizando recursos materiales y humanos de manera de tener el menor costo posible de reparación. A continuación definiremos algunos términos técnicos que utilizaremos en el presente trabajo.

- **Sistema:** Conjunto de subsistemas, unidades funcionales, equipos, máquinas o elementos interrelacionados y entre los que existe una cierta cohesión y unidad de propósito.²⁰

El concepto de "*sistema*" nos resultara útil como herramienta conceptual y de análisis, porque permitirá visualizar a la institución, como un "todo" heterogéneo de seres humanos, equipos, procesos ordenados y en interacción recurrente. Una característica esencial de una totalidad es la "sinergia".

Como un sistema es un todo inseparable, resulta "que un sistema no es la simple suma de sus partes, sino que la interrelación de dos o más partes resulta en una cualidad emergente que no se explica por las partes consideradas separadamente".

La "entropía/negentropía" o el orden del sistema: La "entropía" implica la tendencia natural de un sistema a entrar en un proceso de desorden interno, y "negentropía" vendría a ser lo contrario: la presión ejercida por alguien o por algo para conservar el orden interno del sistema.

²⁰ Diccionario de términos de mantenimiento, confiabilidad y calidad CIEER versión 2004, pagina 82

Los sistemas pueden ser cerrados o abiertos. En los primeros nada entra ni nada sale de ellos. Todo ocurre dentro del sistema y nada se comunica con su exterior. En cambio los sistemas abiertos requieren de su entorno para existir.

- **Mantenimiento:** Conjunto de actividades técnicas y administrativas, cuya finalidad es conservar o restituir a un ítem, las condiciones que le permitan realizar una función. Comprende todas las acciones necesarias para que un ítem sea conservado o restaurado de modo de poder permanecer de acuerdo con una condición especificada.²¹

- **Confiabilidad:** Capacidad de un ítem de desempeñar una función requerida, durante un intervalo de tiempo.²²

- **Mantenibilidad:** Es la característica inherente de un elemento, asociada a su capacidad de ser recuperado para el servicio cuando se realiza la tarea de mantenimiento especificada, según se requiera.²³

- **Fiabilidad:** Es la característica inherente de un elemento relativa a su capacidad para mantener la funcionabilidad, cuando se usa como está especificado.²⁴

- **Proceso de mantenimiento:** El conjunto de tareas de mantenimiento llevadas a cabo por el usuario, a fin de mantener la funcionabilidad de un sistema durante su utilización.

- **Niveles del mantenimiento:** Los niveles de mantenimiento se pueden definir en función de las actividades realizadas por las áreas involucradas, por lo que podemos realizar la siguiente clasificación:

- Nivel operacional: Corresponde a las áreas de control y administración de los procesos.

²¹ Diccionario de términos de mantenimiento, confiabilidad y calidad CIEER versión 2004, pagina 55

²² Diccionario de términos de mantenimiento, confiabilidad y calidad CIEER versión 2004, pagina 18

²³ Glosario de libro Mantenibilidad por Jezdimir Knezevic, página 205

²⁴ Glosario de libro Mantenibilidad por Jezdimir Knezevic, página 204

- Nivel de campo: Comprende a los grupos de trabajo y la supervisión.
 - Nivel de taller: Son las labores que se realizan en un lugar específico que involucra producción, armado y reparaciones de partes o equipos.
 - Nivel de tercerización: Se le debe considerar como otro nivel que ayuda a mejorar la gestión de mantenimiento, a través de la utilización de recursos externos o contratistas, que brindan servicios especializados, para lo cual se deben tener definidos los aspectos legales y de control que normen las relaciones mutuas.
- **Tipos de mantenimiento:** Dependiendo del enfoque, ubicación, manejo de elementos y características, se realizan los siguientes tipos de mantenimiento.
 - **Correctivo:** Consiste en el reacondicionamiento o sustitución de partes en un equipo una vez que han fallado, es la reparación de la falla (falla funcional), ocurre de urgencia o emergencia.
 - **Preventivo:** Consiste en reacondicionar o sustituir a intervalos regulares o de acuerdo a criterios preestablecidos en un equipo o en sus componentes, independientemente de su estado en ese momento.
 - **Predictivo:** Es todo aquel que permite garantizar una calidad de servicio deseada, de un ítem sobre la base de la aplicación sistemática de técnicas de análisis utilizándose medios de supervisión o de muestreo, para reducir al mínimo el mantenimiento preventivo y disminuir el mantenimiento correctivo. No es necesario el desarme del equipo o sus partes, se hace por inspección o a través de mediciones y controles de sus parámetros de funcionamiento.
 - **Mantenimiento Detectivo o Búsqueda de Fallas:** Consiste en la inspección de las funciones ocultas, a intervalos regulares, para ver si han fallado y reacondicionarlas en caso de falla (falla funcional), por medio de las técnicas tales como son: análisis de vibraciones, mediciones eléctricas voltaje, amperaje, resistencia, ultrasonidos, medición de espesores, termografías, etc.
 - **Mantenimiento Productivo TOTAL (TPM):** Tiene como objetivo principal realizar el mantenimiento de los equipos, con la participación

del personal de producción, dentro de un proceso de mejora continua y una gestión de calidad total. Considera que no existe nadie mejor que el operador para conocer el funcionamiento de un equipo que le fuera confiado.

Cuando se implementa este tipo de mantenimiento en una empresa, constituye un complemento a la gestión de la calidad total, dado que todo el personal se involucra en esta filosofía participando activamente para mejorar la disponibilidad operacional y el rendimiento del sistema de una manera global.

- **Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM):** Es un procedimiento sistemático y estructurado para determinar los requerimientos de mantenimiento de los activos en su contexto de operación.

Consiste en analizar las funciones de los activos, ver cuales son sus posibles fallas, luego preguntarse por los modos o causas de fallas, estudiar sus efectos y analizar sus consecuencias.

A partir de la evaluación de las consecuencias es que se determinan las estrategias mas adecuadas al contexto de operación, siendo exigido que no sólo sean técnicamente factibles, sino económicamente viables.

Las consecuencias en el RCM son clasificadas en cuatro categorías:

1. Fallas ocultas
2. Seguridad y medio ambiente
3. Operacionales
4. No operacionales

- **Mantenimiento asistido por computador:** La gestión del mantenimiento ha evolucionado en forma dinámica y permanente, hacer mantenimiento implica estar acorde con nuevos desarrollos tecnológicos, las cuales han generado procesos evolutivos en torno a la generación de técnicas y estrategias del mantenimiento, centradas no solo en la intervención a los equipos, sino en una verdadera gestión que aborde desde la perspectiva

gerencial a una acertada relación con el trabajo administrativo, técnico y operativo del área de mantenimiento.

Ello requiere la aplicación de procesos de mantenimiento que mediante el uso de herramientas informáticas, faciliten la toma de decisiones a través del suministro de información sobre aspectos técnicos y económicos, planes de mantenimiento, control de trabajos, diagnóstico de condición de equipos y estadísticas de comportamiento y falla.

- **Tercerización:** Es la tendencia que permite a las organizaciones, concentrar su gestión técnica y administrativa en las áreas propias del negocio, delegando a terceros tareas que no son la esencia del negocio.

Es una alternativa para el proceso de mantenimiento, siempre y cuando se lleve a acabo con conocimiento de causa, con un análisis detallado y con una activa participación de todos los departamentos y del personal de la compañía, basada en una metodología que responda a normativas y parámetros estandarizados. Esta modalidad de administración debe permitir que la empresa eleve su competitividad, rentabilidad y productividad, mejorando la eficacia y la eficiencia en sus procesos de mantenimiento.

1.2.5 Definiciones varias

A continuación se incluyen algunas definiciones que serán utilizadas a lo largo del presente trabajo:

- **Acometida:** Es la instalación comprendida entre el punto de entrega de la electricidad al consumidor y la red pública del distribuidor.
- **CENACE:** Centro Nacional de Control de Energía.
- **CONELEC:** Consejo Nacional de Electricidad.
- **Consumidor:** Cualquier persona natural o jurídica capaz de contratar, que habite o utilice un inmueble que recibe el servicio eléctrico debidamente autorizado por el distribuidor dentro de su área de concesión. Incluye al consumidor final y al gran consumidor.

- **Distribuidor:** Empresa eléctrica titular de una concesión que asume, dentro de su área de concesión, la obligación de prestar el servicio público de suministro de electricidad a los consumidores.
- **Fuerza mayor o caso fortuito:** Es el imprevisto al que no es posible resistir, tal como lo establece el artículo 30 del Código Civil.
- **Gran consumidor:** Consumidor cuyas características de consumo le facultan para acordar libremente con un generador o con un distribuidor el suministro y precio de energía eléctrica para consumo propio.
- **Niveles de voltaje:** Se determinan los siguientes niveles de voltaje:
 - Bajo voltaje: inferior a 0,6 KV.
 - Medio voltaje: entre 0,6 y 40 KV.
 - Alto voltaje: mayor a 40 KV.
- **Reglamento General:** Es el Reglamento Sustitutivo del Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, expedido mediante Decreto Ejecutivo 754 publicado en el Suplemento del Registro Oficial 182 del 28 de octubre de 1997 y sus reformas del año 2005
- **Regulaciones:** Son las normativas que expide el CONELEC con el objeto de hacer aplicables las disposiciones que se señalan en algunos de los artículos del reglamento.
- **Servicio:** La utilización de la electricidad por parte del consumidor.
- **Sistema de medición:** Son los componentes necesarios para la medición o registro de energía activa y reactiva y demandas máximas o de otros parámetros involucrados en el servicio. Incluyen las cajas y accesorios de sujeción, protección física de la acometida y del (de los) medidor(es), cables de conexión y equipos de protección, transformadores de instrumentos y equipo de control horario.
- **Sujetos regulados:**
 - El CONELEC, en representación del Estado Ecuatoriano, como entidad de regulación y control.
 - Los distribuidores, encargados de la prestación del servicio eléctrico.
 - Los consumidores, receptores del servicio eléctrico.
- **TQM:** Gestión total de la calidad

- **TPM:** Mantenimiento productivo total
- **RCM:** Mantenimiento centrado en la confiabilidad
- **LCC:** Costo del ciclo de vida
- **FMEA:** Análisis del modo de falla y sus efectos
- **CMMS:** Sistema de gestión de mantenimiento por computadora
- **KV:** Kilovoltios (1 KV = 1000 voltios)

1.3 DESCRIPCIÓN DE INDICADORES

Los indicadores que permiten realizar un seguimiento del mantenimiento preventivo y correctivo de la Centrosur se definen como:

1.3.1 Frecuencia Media de Interrupción del Sistema (FMIK):

Representa el número de interrupciones que afectaron a la potencia media instalada del sistema en análisis, durante un período de tiempo establecido. El cálculo de este indicador está dado por la fórmula:

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

Donde:

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

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

KVAinst: Cantidad de kVA nominales instalados.

1.3.2 Tiempo Total de Interrupción del Sistema (TTIK):

Representa el tiempo equivalente en el cual toda la potencia del sistema en estudio se vio interrumpida durante un período considerado. El cálculo de este indicador está dado por la fórmula:

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

Donde:

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.

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

kVAinst: Cantidad de kVA nominales instalados.

Tfs_i : Tiempo de fuera de servicio, para la interrupción "i"

R_d : Red de distribución global

1.3.3 Duración Media de las Interrupciones (Ds):

Representa la duración media de las interrupciones del sistema en estudio durante un período de control considerado.

$$Ds = \sum_i (Ki * dic)$$

Donde:

dic : Duración individual de la interrupción "i" al Sistema "c" en horas

Ki : Factor de ponderación de las interrupciones

Ki = 1.0 para interrupciones no programadas

Ki = 0.5 para interrupciones programadas por el Distribuidor, para el mantenimiento o ampliación de las redes; siempre que hayan sido notificadas a los Consumidores con una anticipación mínima de 48 horas, con horas precisas de inicio y culminación de trabajos.

Si bien el ente regulador no exige aún la aplicación de este indicador, la Centrosur lo esta calculando para fines estadísticos y de mejora.

Según la Regulación No CONELC –004/01, en lo referente a la Calidad del Servicio Técnico, dispone que los índices se los evalúe sobre la base de la frecuencia y la duración total de cada Interrupción.

Cumpliendo lo establecido en la subetapa 1, los índices están calculados para la Empresa en su conjunto y a nivel de alimentador de media tensión. Los valores límites admisibles para la subetapa 1 se representan en la Tabla 1.1

Límites de los Índices de Calidad

Indice	Lim. FMIK	Lim. TTIK
Red	4	8
Alim. Urbano	5	10
Alim. Rural	6	18

Tabla 1.1

El tiempo para la atención de los reclamos que implican actividades de mantenimiento correctivo emergente, actualmente es medido a través del siguiente indicador:

1.3.4 Tiempo medio de atención de reclamos (T.M.A.):

Este índice es utilizado para medir el tiempo promedio empleado entre las fechas en la que se realiza un reclamo y la atención del mismo, se consideran los reclamos urbanos, rurales y de alumbrado público.

CAPITULO II

2 SITUACIÓN NACIONAL²⁵

2.1 Política de electrificación

Corresponde al Presidente de la República, a través del Ministerio de Energía y Minas, la formulación y coordinación de la política nacional del sector eléctrico, así como la elaboración del Plan Maestro de Energía del país.

Para el desarrollo y ejecución de la política del sector eléctrico, el Estado actúa a través del Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, ente que se encarga de elaborar los planes para el desarrollo de la energía eléctrica y ejerce además todas las actividades de regulación y control definidas por la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE).

2.1.1 Régimen de las empresas de generación, transmisión y distribución.

La generación, transmisión o distribución de energía eléctrica es realizada por compañías autorizadas y establecidas en el país, de conformidad con la LRSE y la Ley de Compañías.

La distribución es realizada por empresas conformadas como sociedades anónimas para satisfacer, en los términos de su contrato de concesión, toda demanda de servicios de electricidad que les sea requerida. El CONELEC otorga la concesión de distribución, manteniendo un solo distribuidor por cada una de las áreas geográficas fijadas en el Plan Maestro de Electricidad. En el contrato de concesión se establecen los mecanismos de control de los niveles de calidad de servicio, tanto en lo técnico como en lo comercial, y de identificación de las mejoras de cobertura.

2.1.2 Valor Agregado de Distribución (VAD).-

El valor agregado de distribución, corresponde al costo propio de la actividad de distribución de una empresa eficiente, sobre la base de procedimientos

²⁵ Ley de Régimen del Sector Eléctrico y sus reformas 2006

internacionalmente aceptados, que tenga características de operación similares a las de la concesionaria de distribución de la cual se trate.

Para calcular el valor agregado de distribución se toma en cuenta las siguientes normas:

- a) Costos asociados al consumidor, independientemente de su demanda de potencia y energía;
- b) Pérdidas técnicas medias de potencia y energía;
- c) Costos de inversión, operación y mantenimiento asociados a la distribución en la empresa de referencia por unidad de potencia suministrada; y,
- d) Costos de expansión, mejoramiento, operación y mantenimiento de sistemas de alumbrado público que utilicen energía eléctrica.

2.1.3 Obligaciones del distribuidor.-

El distribuidor está obligado a cumplir con las disposiciones que establece la Constitución Política de la República, la Ley Orgánica de Defensa del Consumidor, la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, su Reglamento General, el Reglamento de Concesiones, Permisos y Licencias para la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica, las regulaciones dictadas por el CONELEC y las obligaciones establecidas en el contrato de concesión.

El distribuidor asume la responsabilidad de prestar el servicio a los consumidores ubicados en su zona de concesión, de acuerdo a estas normas y mantener el suministro de energía y la atención al consumidor, dentro de los límites de calidad previstos en la regulación correspondiente.

2.1.4 Evaluación del servicio.-

Los distribuidores deben proporcionar el servicio dentro de los niveles de calidad exigidos en la regulación pertinente, para lo cual adecuarán sus instalaciones, organización, estructura y procedimientos técnicos y comerciales.

La evaluación de la prestación del servicio se efectúa considerando los siguientes aspectos:

a) Calidad del producto:

- Nivel de voltaje.
- Perturbaciones.
- Factor de potencia;

b) Calidad del servicio técnico:

- Frecuencia de interrupciones.
- Duración de interrupciones; y,

c) Calidad del servicio comercial:

- Atención de solicitudes de servicio.
- Atención y solución de reclamos.
- Errores en medición y facturación.

2.2 ANTECEDENTES DE LA CENTROSUR C.A.²⁶

La Compañía Anónima Civil y Mercantil “Empresa Eléctrica Miraflores S.A.”, se constituyó, el 18 de febrero de 1950, siendo sus accionistas el Municipio de Cuenca y la Corporación de Fomento. Esta empresa asumió la responsabilidad de satisfacer las necesidades energéticas de Azuay y Cañar. En septiembre de 1963, ingresó el INECEL como nuevo accionista y se procedió a sustituir la denominación de Empresa Eléctrica Miraflores S.A. por Empresa Eléctrica Cuenca S.A. En julio de 1979 se cambió la denominación a “Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.”, cuya zona asignada comprende las provincias de Azuay, Cañar y Morona Santiago. En 1998 se llevó adelante el proceso de escisión en una empresa de generación y otra de distribución y comercialización, impuesto por la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, reformando el Objeto Social de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A., que pasó a ser una compañía dedicada en forma exclusiva a la distribución y comercialización de energía.

²⁶ Memorias de la CENTROSUR

En la actualidad se ha dado énfasis en la aplicación de la gestión administrativa, basada en normas modernas de administración empresarial y a la planeación estratégica organizacional.

2.2.1 ESTRUCTURA ACTUAL DEL SISTEMA DE MANTENIMIENTO

En los gráficos 2.1 y 2.2 se muestra la organización de la Dirección de Distribución (DIDIS) y de la Dirección de Morona Santiago (DIMS), que son las Direcciones encargadas del mantenimiento dentro del área de concesión de la CENTROSUR

Dirección de Distribución

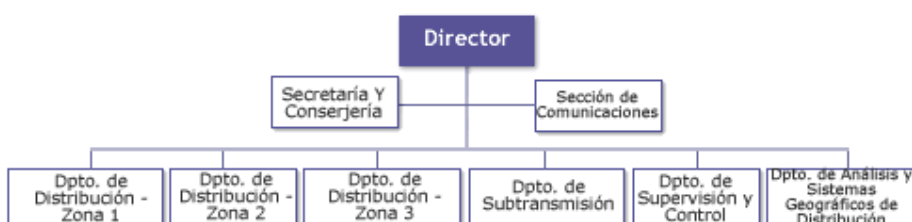


Gráfico 2.1

Dirección de Morona Santiago (DIMS)



Gráfico 2.2

En el caso de la matriz, el área de concesión está dividida en tres zonas geográficas para el mantenimiento y la operación en media y baja tensión, que es donde enfocaremos el presente trabajo. A su vez cada Zona tiene a cargo una parte del cantón Cuenca y de algunas agencias de los otros cantones de las provincias de Azuay y Cañar. Las actividades de mantenimiento de Subestaciones y Líneas de alta tensión están bajo la responsabilidad del departamento de Subtransmisión. El mantenimiento correctivo básico en media, baja tensión y alumbrado público lo

realiza el departamento de Supervisión y Control. Similar situación se da en la Dirección de Morona Santiago.

Todas las actividades de mantenimiento son registradas en formularios impresos que se entregan al personal de ejecución, información que luego es procesada en una base de datos a cargo del departamento de Análisis y Registro (SIGADE). Se cuenta con el soporte de la sección de comunicaciones a través de sistema de Radio comunicación y una red WAN propia de la CENTROSUR.

2.2.2 ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO

El mantenimiento en la CENTROSUR se divide básicamente en actividades de mantenimiento correctivo, preventivo y predictivo, las cuales se las realiza con líneas energizadas o desenergizadas en media y baja tensión.

2.2.3 MANTENIMIENTO CORRECTIVO

El mantenimiento correctivo en media y baja tensión implican las reparaciones rutinarias que se presentan diariamente por parte de los usuarios, y que se las realizan con personal propio. Este tipo de solicitudes son recibidas en el Call Center, al cual se accede vía telefónica, las 24 horas del día durante todo el año.

Las actividades principales que se realizan en mantenimiento correctivo consisten en cambios de fusibles, seccionadores, tirafusibles, pararrayos, reposición de postes chocados, cambio de conectores y acometidas, ajustes de partes de estaciones de transformación, reparación de redes arrancadas, reparación de alumbrado público, entre otros. Estas actividades se las realizan generalmente con líneas desenergizadas.

El tiempo para la atención de los reclamos que implican actividades de mantenimiento correctivo emergente, actualmente es medido a través del siguiente indicador:

Tiempo medio de atención de reclamos (T.M.A.): Este índice es utilizado para medir el tiempo promedio empleado entre las fechas en la que se realiza un reclamo

y la atención del mismo, se consideran los reclamos urbanos, rurales y de alumbrado público.

En las Tablas 2.1 y 2.2 se muestra el registro histórico del Tiempo medio de atención de reclamos (T.M.A) de los años 2006 y 2007 respectivamente.

Datos Históricos del año 2006.

TIEMPO MEDIO DE ATENCION DE RECLAMOS (T.M.A) AÑO 2006						
MES	Cantidad reclamos urbanos	T.M.A.	Cantidad reclamos rurales	T.M.A.	Cantidad reclamos A.Público	T.M.A.
Enero	744	2,70	519	6,18	515	10,35
Febrero	695	2,55	518	6,54	371	10,35
Marzo	797	3,35	521	6,82	450	14,12
Abril	746	2,97	558	6,43	476	16,26
Mayo	785	3,06	526	7,14	508	12,12
Junio	617	2,34	435	4,66	480	10,4
Julio	643	2,45	553	5,92	524	8,09
Agosto	720	1,77	518	4,17	364	5,37
Septiembre	619	2,23	513	4,88	373	8,84
Octubre	652	2,57	626	6,04	448	9,01
Noviembre	660	2,34	470	4,84	455	8,24
Diciembre	798	2,68	526	6,29	464	15,74
Año 2006	8476	2,55 (promedio)	6.283	5,75 (promedio)	5.428	10,28 (promedio)

Tabla 2.1

Datos Históricos del año 2007

TIEMPO MEDIO DE ATENCION DE RECLAMOS (T.M.A.) AÑO 2007						
MES	Cantidad reclamos urbanos	T.M.A.	Cantidad reclamos rurales	T.M.A.	Cantidad reclamos A.Público	T.M.A.
Enero	696	2,12	526	4,15	476	9,16
Febrero	614	2,82	529	6,76	385	9,35
Marzo	694	1,93	480	4,23	434	8,58
Abril	709	2,25	487	4,34	419	11,61
Mayo	683	2,12	486	4,33	474	6,72
Junio	700	2,47	474	5,97	456	9,03
Julio	693	2,08	528	3,72	476	8,13
Agosto	639	2,12	527	4,68	428	8,52
Septiembre	604	2,25	479	4,11	437	10,23
Octubre	779	2,52	622	5,07	496	14,70
Noviembre	703	2,28	640	5,08	479	12,57
Diciembre	694	2,63	594	5,88	409	12,47
Año 2007	8208	2,30 (promedio)	6.372	4,86 (promedio)	5.369	10,09 (promedio)

Tabla 2.2

Se puede observar que el tiempo promedio de atención de reclamos urbanos entre el año 2006 y 2007 ha disminuido de 2.55 horas a 2.30 horas. Para el caso de los reclamos rurales el tiempo promedio de atención a variado de 5.75 horas a 4.86 horas y el tiempo de atención media de reclamos de alumbrado público ha pasado de 10.28 horas a 10.09 horas.

En el gráfico 2.3 se muestra el comportamiento del tiempo de atención de reclamos urbanos, durante los años 2006 y 2007.

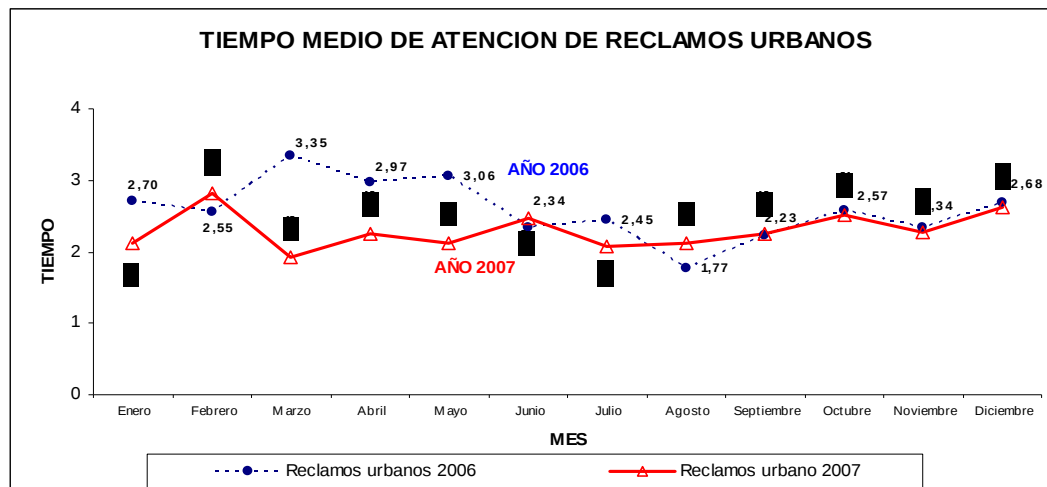


Gráfico 2.3

En los gráficos 2.4 y 2.5 se observa las curvas de los reclamos rurales y de alumbrado público, notándose una mejora en el año 2007 con referencia a los valores obtenidos durante el año 2006.

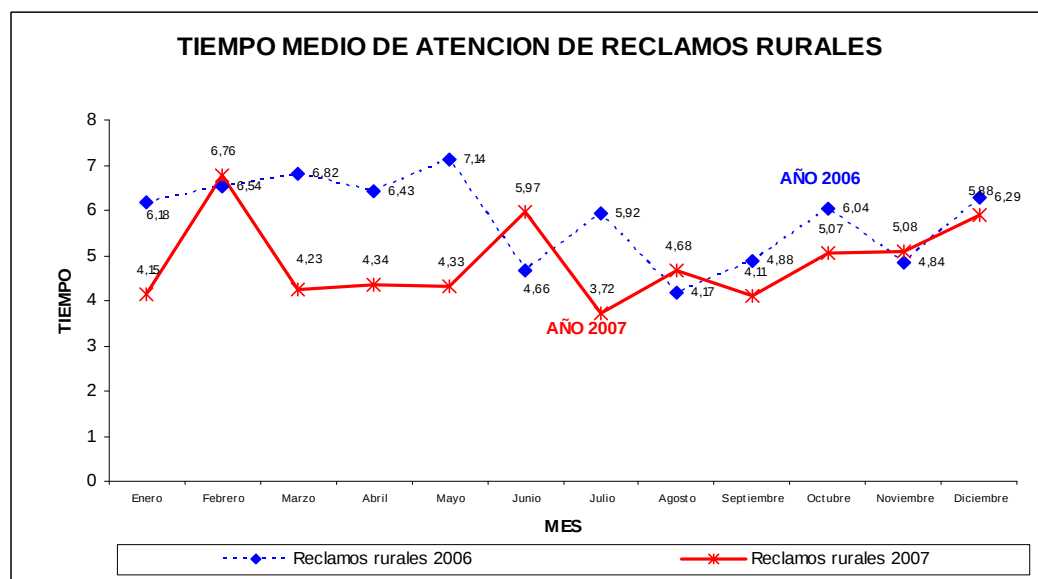


Gráfico 2.4

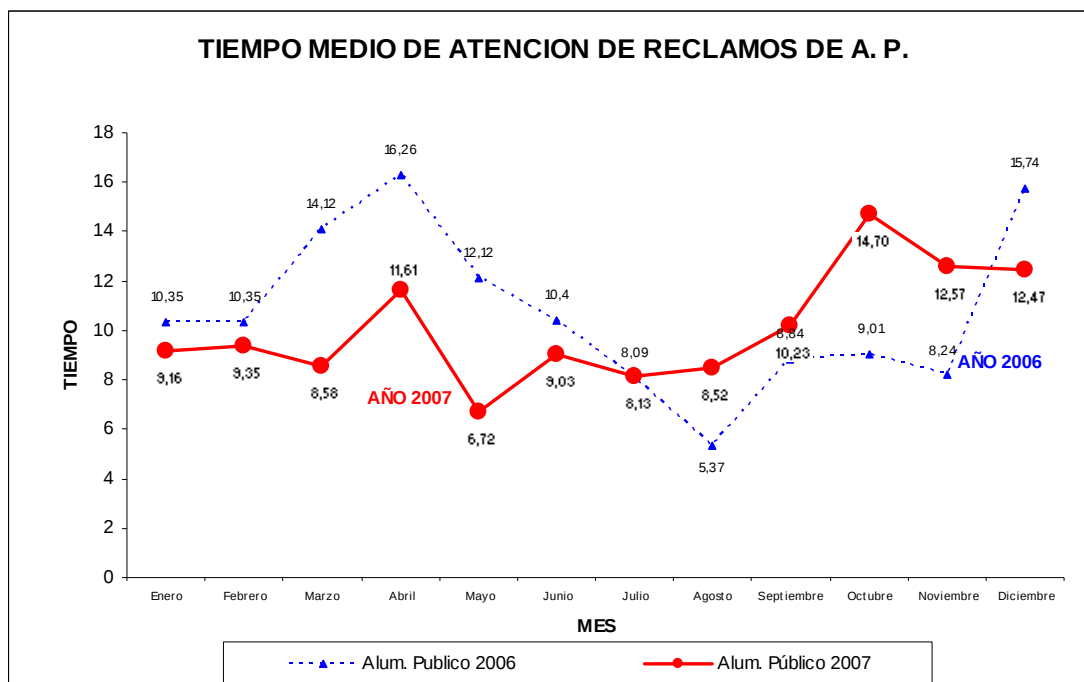


Gráfico 2.5.

2.2.4 MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Son actividades que se las realizan en el sistema de distribución a fin de minimizar las suspensiones de energía.

La mayoría de las actividades de mantenimiento preventivo son realizadas por personal de planta de la CENTROSUR, las cuales consisten en recalibrado de líneas, balanceamiento de fases, mantenimiento de estaciones de transformación de distribución y de potencia, ajuste de protecciones, mantenimiento de equipos de protección y maniobras, modificación de la topología de la red, cambio y aplomado de postería, cambio de conductores, ajuste y sustitución de conectores, mejora de sistemas de puesta a tierra, ajuste y/o cambio de tensores, mantenimiento o sustitución de sistemas de medición y sus componentes, mantenimiento y/o sustitución de luminarias o de sus componentes, actividades que son realizadas en media y baja tensión.

El mantenimiento preventivo es realizado de manera combinada con líneas energizadas y desenergizadas, con una tendencia cada vez mayor a que las

actividades en media tensión sean realizadas sin suspensión de servicio, utilizando el equipo y herramientas diseñadas para trabajar con tensión. La Empresa cuenta en la actualidad con tres grupos equipados y capacitados para labores con tensión. Además cuenta con veinticinco grupos para trabajar en redes desenergizadas, en media y baja tensión.

Registro Histórico de los Indicadores²⁷:

En la tabla 2.3 se muestra el registro de los índices FMIK, TTIK y Ds que se han obtenido durante el año 2006 y el año 2007 y su comportamiento.

Mes	Indices Calidad de Servicio Técnico 2006					Indices Calidad de Servicio Técnico 2007				
	Índice Mensual		Índice Acumulado			Índice Mensual		Índice Acumulado		
	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	Ds	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	Ds
Ene	1.11	0.86	1.11	0.86	0.78	0.41	0.43	0.41	0.43	1.05
Feb	0.86	1.37	1.96	2.24	1.14	0.22	0.29	0.62	0.72	1.16
Mar	0.70	0.99	2.67	3.23	1.21	0.33	0.32	0.96	1.05	1.10
Abr	0.46	0.70	3.13	3.93	1.26	0.32	0.30	1.28	1.34	1.05
May	0.47	0.76	3.59	4.69	1.30	0.32	0.46	1.60	1.81	1.13
Jun	0.52	0.60	4.12	5.29	1.28	0.47	0.54	2.07	2.35	1.14
Jul	0.78	1.82	4.90	7.10	1.45	0.44	0.60	2.51	2.95	1.17
Ago	0.12	0.20	5.02	7.31	1.46	0.21	0.35	2.72	3.30	1.21
Sep	0.24	0.28	5.26	7.58	1.44	0.25	0.19	2.97	3.49	1.18
Oct	0.43	0.27	5.69	7.85	1.38	2.22	1.29	5.19	4.78	0.92
Nov	0.26	0.26	5.95	8.11	1.36	1.22	0.82	6.41	5.60	0.87
Dic	0.62	0.60	6.57	8.71	1.33	0.95	0.67	7.36	6.27	0.85

Tabla 2.3

Se puede observar que en el año 2006 se superaron los valores límites establecidos para FMIK en la regulación, igual situación se da en el año 2007 en el cual tampoco se cumple con lo establecido, como se puede apreciar en el gráfico 2.6.

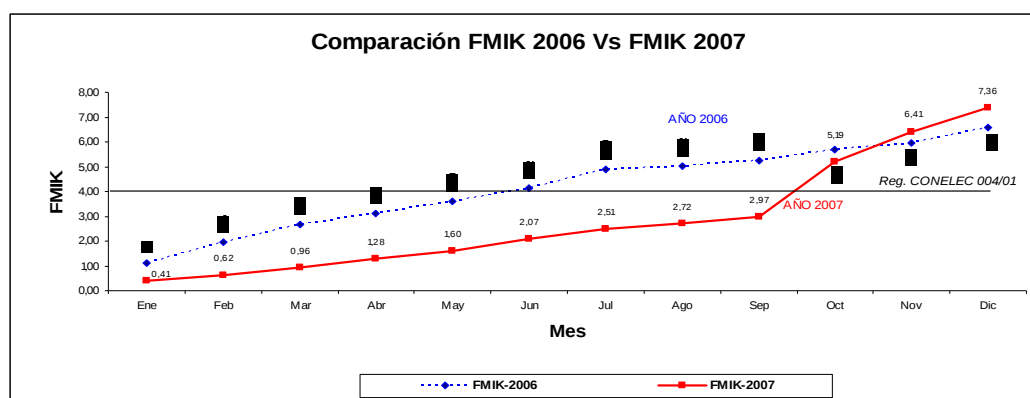


Gráfico 2.6

Para el caso del TTIK se ha cumplido en el año 2007 con el valor establecido por el CONELEC, mejorando la situación que se presentó en el periodo 2006, en el cual

²⁷ Informe de Gestión Dirección de Distribución-diciembre de 2007

los valores superaron a lo establecido por la regulación, según se muestra en el gráfico 2.7.

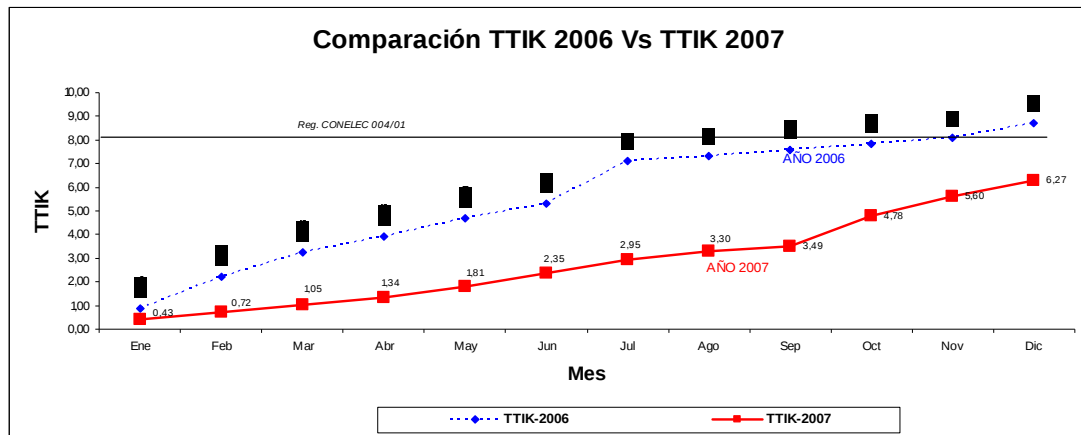


Gráfico 2.7

Para establecer un criterio de comparación en lo sucedido en los años 2006 y 2007 en el comportamiento de la duración media de interrupción (Ds), se han graficado los dos periodos, notándose una mejora en el año 2007 (gráfico 2.8)

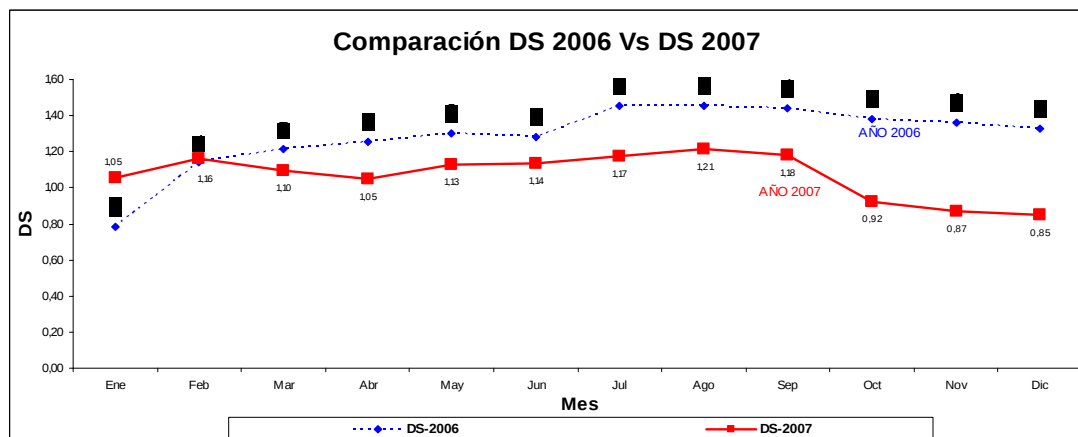


Gráfico 2.8

2.2.5 Mantenimiento predictivo.

Son actividades planificadas de monitoreo de condiciones o parámetros claves, que se realizan en las redes y equipos de media y baja tensión, las mismas que son realizadas visualmente o con equipos especializados de manera de prever las posibles fallas y anticiparse a que suceda una contingencia, a fin de actuar sobre estos equipos

y corregir cualquier desperfecto de manera de minimizar el impacto o paralización de maquinarias o procesos.

Esta actividad se la realiza periódicamente y analiza principalmente agentes que causan la degradación de ciertos parámetros como son: efectos dinámicos, térmicos, químicos, físicos, de partículas y corrosión

Las técnicas usadas en la CENTROSUR son las siguientes:

2.2.6 Termografía:

En distribución se lo ejecuta una o dos veces al año en el cantón Cuenca, en el área urbana, para lo cual se realiza un recorrido en cada alimentador, dándole énfasis en sitios donde estén instalados transformadores, reconectores, capacitores, interruptores y otros equipos, puentes aéreos, empalmes de líneas y estructuras de retención.

En subtransmisión y subestaciones, se lo realiza de forma similar que en distribución, especialmente en los transformadores de potencia y en equipos de corte, maniobra y protección.

Estas actividades se la realiza en la noche cuando se presenta las máximas demandas de carga y consecuentemente se producen los más altos esfuerzos térmicos, detectándose puntos con elevados valores de temperatura debido principalmente a conexiones flojas o fatigas de los materiales.

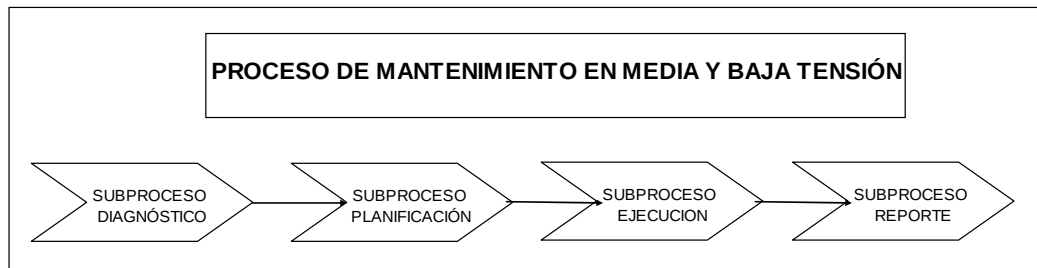
2.2.7 Análisis de aceite:

La empresa dispone de un laboratorio para realizar pruebas y mantenimiento en transformadores de media tensión, se cuenta con un espintoterómetro para análisis de aceite y con un equipo para reciclado, además cuenta con un banco para pruebas de rutina en estos transformadores.

Para los transformadores y equipos de potencia se realizan pruebas de acidez, presencia de partículas, composición química y otros en laboratorios fuera del país con una periodicidad anual, o cuando el caso lo requiera.

2.3 EL PROCESO DE MANTENIMIENTO²⁸

Enmarcados dentro del plan estratégico de la Empresa y como parte de los procesos de la Dirección de Distribución, se tiene el de mantenimiento de las redes de media y baja tensión, el cual se encuentra subdividido en 4 subprocesos, los cuales detallamos a continuación con sus principales actividades:



2.3.1 Diagnóstico:

En base a la información de reclamos, grupos de trabajo o situación del sistema, se analiza la necesidad de realizar o no mantenimiento preventivo en las redes de media o baja tensión. Las actividades que se realizan son:

- Ingreso y análisis de información: Se utiliza para esta actividad el formularios R-33 (Anexo 1).
- Inspección y análisis: Dependiendo de la información ingresada, se realiza de ser el caso, una inspección antes de la planificación del mantenimiento.

²⁸ Manual de Procesos de la CENTROSUR

2.3.2 Planificación:

Previa a la ejecución del trabajo se realizan algunos análisis de manera de afectar lo menos posible a los usuarios y también para establecer la logística necesaria, mediante las siguientes 4 actividades:

- Análisis de la topología, transferencias e información a los usuarios: se realiza una revisión de los planos eléctricos de manera gráfica a través del programa Sigcom²⁹, a fin de ubicar los puntos de seccionamiento y maniobra para realizar el trabajo de mantenimiento. A través de los medios de comunicación y del Call Center de la CENTROSUR, se notifica a los usuarios especiales acerca de las suspensiones de energía programadas.
- Asignación del grupo ejecutor: Dependiendo de la actividad a realizar o de la cantidad de mano de obra requerida, se asigna personal propio de la Empresa o por intermedio de los contratistas calificados que tiene la CENTROSUR.
- Elaboración de egresos de materiales: A través del software Sistema de Inventarios³⁰, se realiza la orden de egreso de materiales y/o equipos necesarios, para lo cual se utiliza el registro R-146 (Anexo 2)
- Elaboración de la orden de trabajo: Una vez definido el personal para la ejecución del trabajo, materiales, equipos, herramientas y medidas de seguridad y medio ambiente, se procede a elaborar la orden de trabajo, utilizando el formulario R-53 (Anexo 3).

2.3.3 Ejecución: Consta de cinco actividades:

- Preparación de materiales, equipos y herramientas: De acuerdo a la actividad a realizar, se prepara la logística necesaria.

²⁹ Sigcom: Software de la CENTROSUR, para almacenamiento de información gráfica de redes de distribución

³⁰ Sistema de Inventarios: Software de la CENTROSUR, para el manejo de materiales, equipos y herramientas

- Informe de maniobras a realizar y zonas afectadas: Previo a la ejecución de los trabajos se informa vía radio o teléfono al Centro de Control de la CENTROSUR las maniobra que se van a realizar en las redes de distribución y el área de influencia a ser intervenida.
- Transferencias de carga: Para minimizar la suspensión de servicio al usuario y en el caso de no ser posible realizar los trabajos con línea energizada, se efectúan las reconfiguraciones de los alimentadores primarios del sistema de media tensión.
- Ejecución: De acuerdo a los procedimientos establecidos y considerando las normas constructivas, seguridad industrial y medio ambiente se proceden a realizar los trabajos de mantenimiento programados.
- Informe de maniobras de reposición y trabajos realizados: Una vez concluidos los trabajos, se procede a dejar al sistema en las condiciones iniciales de operación y se reporta al Centro de Control de la CENTROSUR, sobre la culminación de las actividades realizadas.

2.3.4 Reporte:

Con la finalidad de mantener un registro histórico de las actividades de mantenimiento se procede a:

- Revisión y aprobación del parte de trabajo: Se constata las actividades realizadas, tiempos de ejecución e intervenciones realizadas.
- Revisión de planos y reporte de materiales y mano de obra: Se procede a la actualización de los planos, liquidación de materiales y reporte de información a contabilidad para los registros y valoraciones correspondientes.

2.4 ESTADISTICAS GENERALES DE MANTENIMIENTO²⁷

2.4.1 Activos de mantenimiento de la DIDIS

La información de la cantidad de red de media, baja tensión, transformadores y líneas de subtransmisión y subestaciones ubicadas en zona urbana y rural, se muestran en las tablas 2.4, 2.5, 2.6 y 2.7:

RED DE MEDIA TENSIÓN					
	Longitud	En el área de concesión		En el área urbana de Cuenca	
		Monofásica	Trifásica	Monofásica	Trifásica
Aérea	6342	4673	1669	134	282
Subterránea	42	2	40	36	1
Total (Km)	6384	4675	1708	170	283

Tabla 2.4

RED DE BAJA TENSIÓN					
	Longitud	En el área de concesión		En el área urbana de Cuenca	
		Monofásica	Trifásica	Monofásica	Trifásica
Aérea	13145	12244	901	960	545
Subterránea	285	179	106	131	99
Total (Km)	13430	12423	1007	1091	644

Tabla 2.5

LINEAS DE SUBTRANSMISIÓN	
22 KV.	23,72 Km.
69 KV.	249,69 Km.
SUBESTACIONES	
22/6.3 KV.	2
69/22 KV.	9

Tabla 2.6

TRANSFORMADORES EN EL AREA DE CONCESIÓN					
	Estaciones de Transformación		Potencia instalada		
	Area concesión	Urbanos	Area concesión	Urbanos	Cámara subter.
Monofásicos	10.248	1.324	150.749	34.327	10.407
Trifásicos	2.419	1.608	233.591	180.096	
Total	12.667	2.932	384340	214.423	10.407
CENTROSUR	10.541 unidades		222.893 KVA		
Particulares	2.126 unidades		161.447 KVA		

Tabla 2.7

2.4.2 Comportamiento de indicadores de calidad del servicio técnico

Realizaremos una comparación entre la potencia (MVA) de los alimentadores urbanos y rurales que están a cargo de la Dirección de Distribución, con los indicadores de la calidad de servicio técnico que son medidos a través del índice de frecuencia de interrupción (FMIK) y el índice duración total de interrupciones (TTIK). Esta comparación la realizaremos en virtud de que los indicadores antes mencionados son calculados en función de la potencia del sistema en general y de cada uno de los alimentadores, según lo que establece la Regulación CONELEC 004/01.

En la tabla 2.8 se presenta el comportamiento de los indicadores de calidad de servicio técnico que tuvieron durante el año 2007 los alimentadores urbanos a cargo de la DIDIS, pudiendo notarse en el gráfico 2.9 que aún no todos ellos cumplen con la regulación en lo referente al FMIK, cuyo valor máximo establecido en la regulación es 5. En el caso del tiempo de duración de las suspensiones de los

²⁷ Informe de Gestión Dirección de Distribución-diciembre de 2007

alimentadores urbanos, los índices de todos los alimentadores se encuentran por debajo del valor de 10, que es el máximo establecido para TTIK en la regulación.

FMIK y TTIK POR ALIMENTADOR URBANO - 2007

ALIMENTADOR URBANO	FMIK	TTIK
101	3,10	6,85
102	3,00	5,83
103	3,20	5,85
104	4,46	8,41
201	4,20	1,88
202	4,11	0,96
203	3,49	1,59
204	3,17	1,94
205	4,42	3,28
322	3,82	3,05
323	6,07	5,99
324	3,32	1,61
325	6,69	4,97
421	7,16	6,34
422	4,22	3,21
423	8,01	5,72
424	4,17	3,17
425	N/D	N/D
426	N/D	N/D
522	3,97	3,61
524	6,71	3,50
526	7,17	6,99

Tabla 2.8

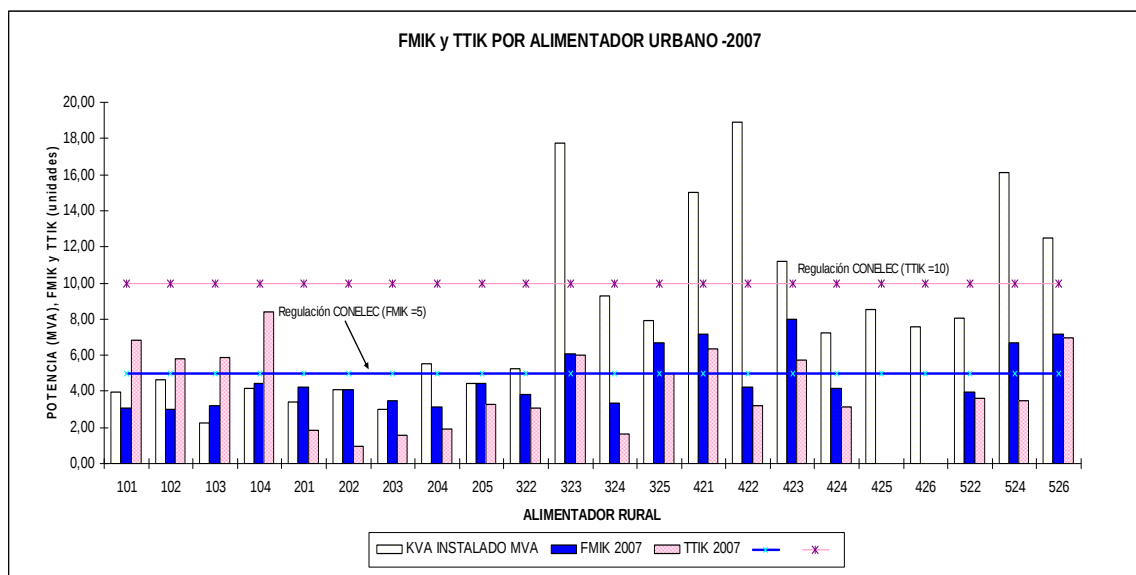


Gráfico 2.9

En la tabla 2.9 y en el gráfico 2.10 se muestra el comportamiento de los indicadores de calidad de servicio técnico que tuvieron los alimentadores rurales durante el año 2007. Para el caso de los alimentadores rurales los valores establecidos por la

regulación para FMIK es 6 y para el TTIK es de 18, observándose un similar comportamiento que para el caso de los alimentadores urbanos.

FMIK y TTIK POR ALIMENTADOR RURAL - 2007

ALIMENTADOR RURAL	FMIK	TTIK
321	6,44	3,71
521	18,98	18,55
523	14,83	13,12
525	5,10	4,75
721	4,27	6,40
722	4,59	6,16
723	2,70	5,30
1221	8,41	9,97
1222	17,18	16,74
1223	11,03	9,12
1421	10,42	5,16
1422	11,52	4,54
1423	7,01	1,44
1521	5,36	5,96
1522	2,10	0,86
1523	4,66	2,21
1821	11,84	8,60
1822	8,14	6,19
1823	15,06	16,62
1824	9,08	5,31

Tabla 2.9

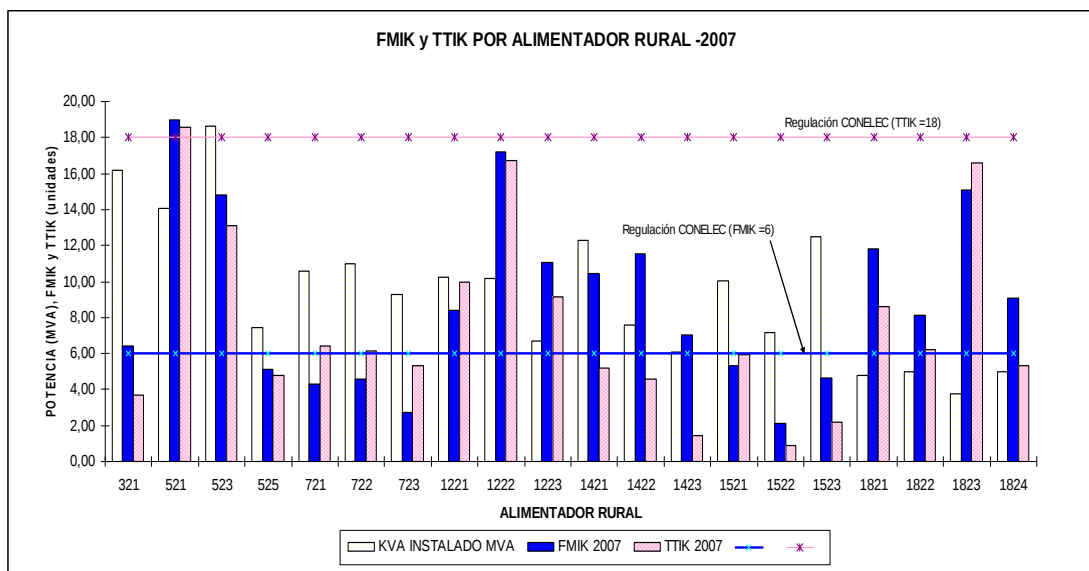


Gráfico 2.10

2.4.3 Costos asociados al mantenimiento²⁷

En la tabla 2.10 se muestran los datos mensuales de los diferentes componentes de costos de mantenimiento de mano de obra, transporte y horas extras que se manejan en la CENTROSUR y que fueron realizados en el año 2007. Se incluye también la cantidad de actividades realizadas y los tiempos utilizados en su ejecución y en el transporte. Estos datos aún no son lo suficientemente depurados y confiables para ser utilizados en proyecciones o análisis de la gestión de mantenimiento, pues se está iniciando la recopilación de información en el tema de este proceso.

COSTOS DE MANTENIMIENTO POR ACTIVIDADES AÑO 2007

	ene-07	feb-07	mar-07	abr-07	may-07	jun-07	jul-07	ago-07	sep-07	oct-07	nov-07	dic-07	TOTAL
CANTIDAD DE ACTIVIDADES	1.629	1.524	1.562	1.468	1.822	1.876	1.784	1.563	1.516	1.559	1.701	1.281	19.285
COSTO DE TRANSPORTE	21.059	20.804	21.613	19.736	23.251	26.077	25.810	22.981	22.638	23.336	23.199	17.146	267.649
COSTO MANO DE OBRA DE MTO.	99.843	86.388	101.939	79.126	101.254	100.334	97.234	88.489	82.716	98.318	91.536	75.678	1.102.856
COSTO DE HORAS EXTRAS	4.976	5.106	5.594	4.955	5.943	6.075	4.910	4.418	5.317	4.887	6.519	6.111	64.812
HORAS DE TRANSPORTE	919	920	957	935	1.058	1.169	1.149	1.079	1.001	1.050	998	733	11.967
HORAS DE MANTENIMIENTO	4.066	3.646	4.232	3.346	4.277	4.182	4.237	3.898	3.592	4.151	3.771	3.065	46.461
TOTAL HORAS + TRANSPORTE	4.985	4.565	5.189	4.281	5.335	5.351	5.385	4.978	4.593	5.201	4.768	3.798	58.428
COSTO TOTAL	125.878	112.297	129.146	103.818	130.448	132.486	127.954	115.888	110.672	126.540	121.254	98.936	1.435.316

Tabla 2.10

En el gráfico 2.11 se muestra la contribución de los costos de mano de obra, transporte y horas extras, utilizados en las actividades de mantenimiento, observándose que el mayor peso corresponde al rubro de mano de obra. Comparando los costos de mano de obra y horas extras versus los costos de transporte se observa que este último rubro representa el 23 % del costo total de mantenimiento, por lo que posteriormente deberá realizarse un análisis más detenido que permita la implementación de una estrategia que ayude a la optimización de recursos.

También será necesario con una información más confiable, analizar la conveniencia de incrementar el número de personal de mantenimiento o la contratación externa para la ejecución de actividades rutinarias (mano de obra no calificada, transporte e izado

²⁷ Informe de Gestión Dirección de Distribución-diciembre de 2007

de postes, obras civiles menores, etc) que no agregan valor al proceso y que pueden significar un mejor uso de los recursos del área de mantenimiento.

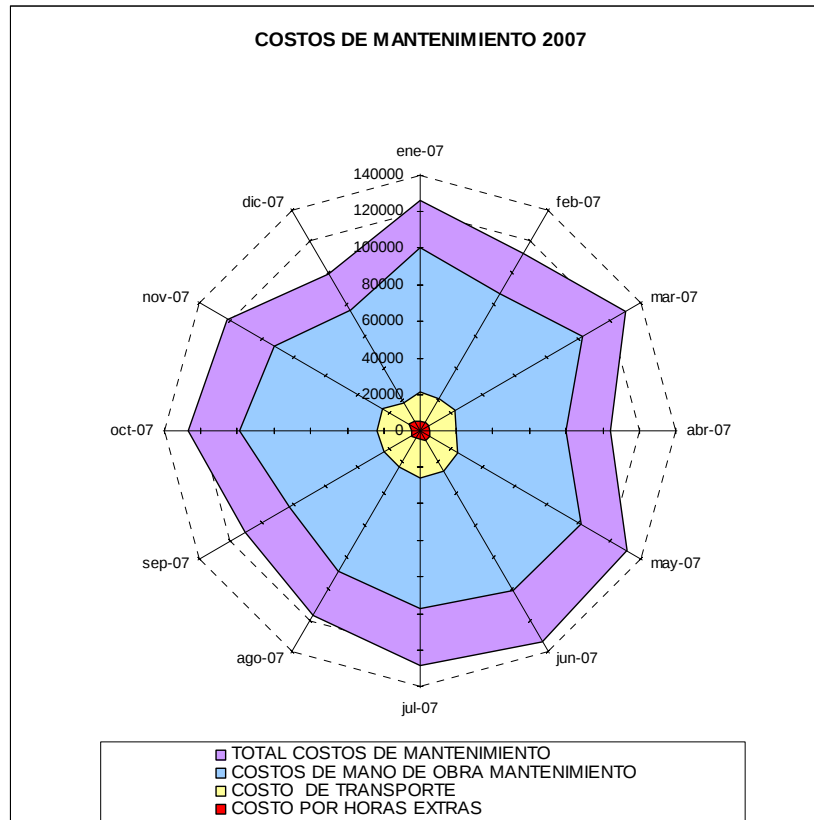


Gráfico 2.11

En el gráfico 2.12, se realiza una comparación de los tiempos que se utilizan en la ejecución del mantenimiento versus el tiempo utilizado en el transporte, notándose que el comportamiento es similar al de los costos. El tiempo de transporte es representativo (aproximadamente un 21 %), debido a que los lugares donde se realizan las actividades de mantenimiento, están ubicadas a distancias considerables del Edificio Matriz de la Empresa, dentro del área de concesión de las provincias del Azuay y Cañar, para el caso de la Dirección de Distribución.

En el caso de la variable tiempo, se encuentra en una etapa inicial de recopilación de información, por lo que será necesario realizar análisis de rendimientos, rutas

óptimas de movilización y la conveniencia de contratar el servicio de movilización tanto de personal como de materiales y equipos.

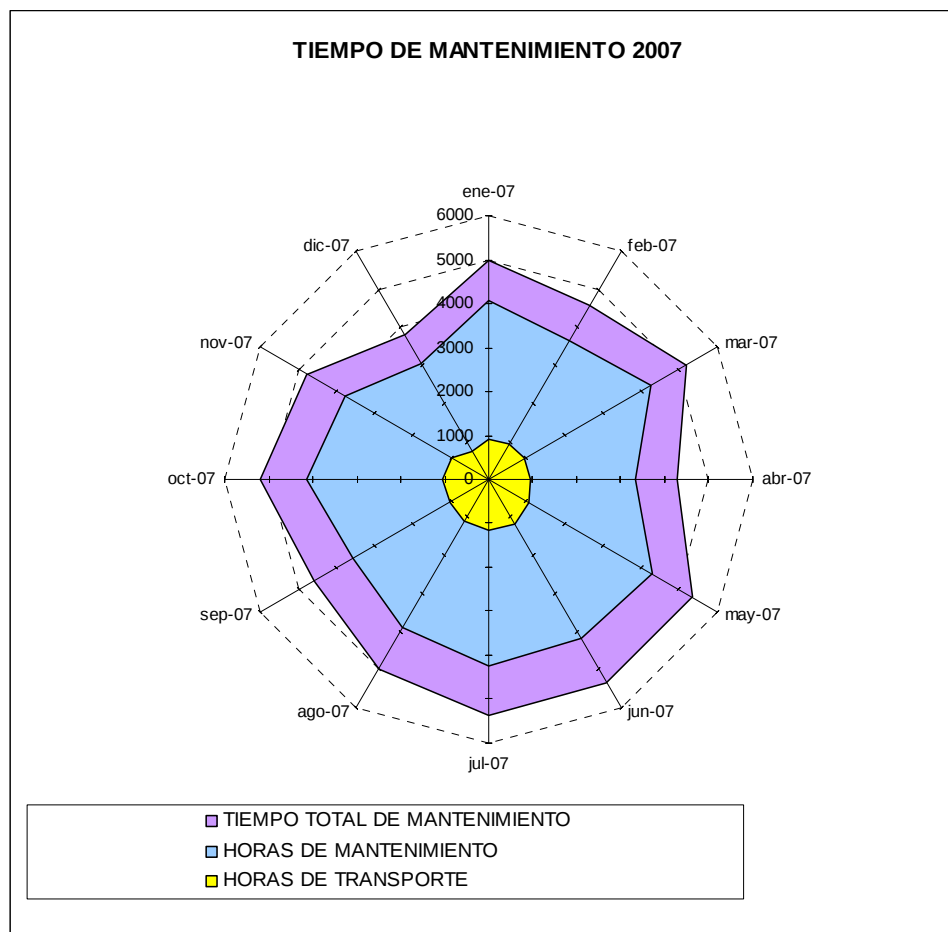


Gráfico 2.12

En la tabla 2.11 y en el gráfico 2.13 se muestran los datos de los costos de mantenimiento incurridos por cada alimentador, en la cual se puede notar que los costos más bajos corresponden a los alimentadores subterráneos que alimentan al centro de la ciudad de Cuenca. Por el contrario los alimentadores que tiene una mayor longitud han sido los que han incurrido en los costos más altos de mantenimiento.

Los valores totales de mantenimiento ascienden aproximadamente, durante el año 2007 a un millón trescientos setenta mil quinientos cuatro dólares, de los cuales doscientos sesenta y siete mil seiscientos cuarenta y nueve dólares corresponden al

rubro de transporte esto es el 20 % de los costos totales, siendo el restante 80 % atribuible a los costos de mano de obra.

COSTOS DE MANTENIMIENTO POR ALIMENTADOR

ALIMENTADORES	Costo Mantenimiento	Costo Transporte	Costo Total
0101	11.332,96	369,69	11.702,65
0102	4.948,54	202,03	5.150,57
0103	6.229,06	204,69	6.433,74
0104	6.537,09	1.140,29	7.677,38
0201	8.526,68	741,03	9.267,71
0202	4.835,04	184,26	5.019,30
0203	6.785,00	189,53	6.974,52
0204	3.066,97	380,01	3.446,98
0205	3.446,80	663,97	4.110,76
0321	37.517,66	12.032,68	49.550,34
0322	10.283,29	1.166,84	11.450,13
0323	32.083,85	8.026,71	40.110,56
0324	13.126,34	3.432,28	16.558,62
0325	23.012,67	2.575,69	25.588,35
0421	10.162,87	2.036,54	12.199,40
0422	9.604,49	2.155,88	11.760,36
0423	34.793,22	4.954,43	39.747,65
0424	3.437,69	409,67	3.847,36
0425	387,66	63,69	451,35
0521	41.567,38	14.105,67	55.673,05
0522	20.711,05	2.030,02	22.741,06
0523	77.870,76	12.904,69	90.775,45
0524	31.838,83	8.948,99	40.787,82
0525	41.581,88	11.116,29	52.698,17
0526	29.284,00	5.349,59	34.633,59
0721	33.958,38	5.277,07	39.235,45
0722	29.101,62	4.678,39	33.780,01
0723	34.450,60	5.767,01	40.217,61
1221	22.453,50	4.079,46	26.532,96
1222	26.845,58	14.282,51	41.128,09
1223	79.837,30	15.433,75	95.271,05
1421	55.697,32	29.257,93	84.955,25
1422	31.449,17	11.949,48	43.398,65
1423	86.374,18	10.568,50	96.942,67
1521	55.604,02	13.233,87	68.837,89
1522	28.580,92	442,11	29.023,03
1523	15.800,85	6.387,52	22.188,36
1821	16.379,91	2.604,24	18.984,15
1822	57.020,04	25.849,30	82.869,34
1823	11.706,43	7.201,13	18.907,56
1824	19.757,37	9.790,92	29.548,29
9999 (TRABAJOS VARIOS)	24.866,66	5.460,91	30.327,57
	1.102.855,62	267.649,19	1.370.504,82

Tabla 2.11

Se puede observar que el mayor gasto de mantenimiento se produce en los alimentadores de las subestaciones 5, 14 y 18, los cuales tienen un alto componente rural, costos que representan más del 50 % del total utilizado en el año 2007.

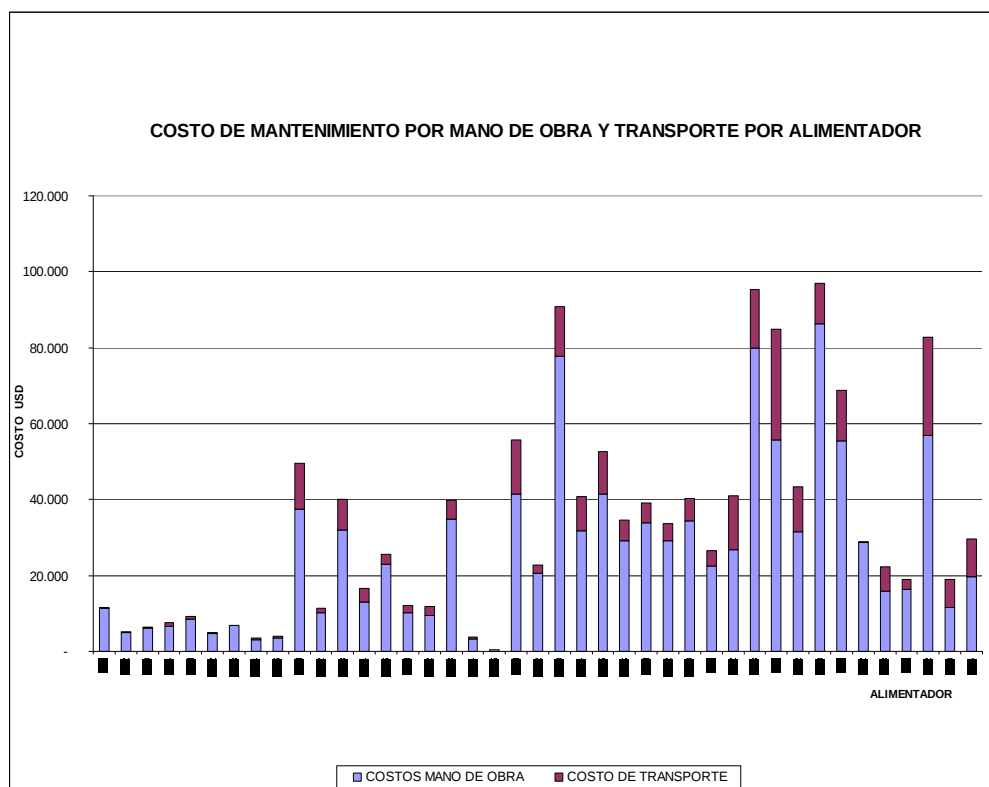


Gráfico 2.13

Se muestra en la tabla 2.12 un desglose de los costos de mantenimiento por actividad y una comparación de los costos que tendría el mantenimiento si fuese realizada la ejecución a través de contratistas versus la realización de las mismas actividades con personal de planta; valiéndonos de los precios unitarios para construcción de obras nuevas que posee la CENTROSUR.

Se estima que existiría un ahorro de aproximadamente el 50 %, mediante la tercerización de los servicios de mantenimiento en redes de media y baja tensión, utilizando los precios unitarios de construcción, sin embargo es necesario establecer las unidades de mantenimiento y sus rendimientos a fin de establecer los precios unitarios para actividades de mantenimiento.

Se debe indicar que se está en la fase inicial de recopilación de la información relacionada con las actividades de mantenimiento, por lo que podría existir a futuro variaciones en los valores que se muestran en la tabla 2.12.

COMPARACION DE COSTOS DE MANTENIMIENTO CON PERSONAL CENTROSUR VS. CONTRATISTA
PERIODO ENERO-DICIEMBRE 2007

Código	Actividad	Horas Transporte	Horas Trabajadas	Costo Mto.	Costo Transporte	Costo Horas Extras	Costo Total	Costo Mto. + Horas extras	Precio Unitario/Hora Contrato	Costo Total Contrato	Diferencia con Grupos Empresa
A-01	CAMBIO PARTES DE LUMINARIA	707	2441	45353	12332	2668	60353	48021	14,17	34591	13430
A-02	INSTALACION / CAMBIO LUMINARIA	155	774	16077	3117	935	20130	17012	14,17	10972	6040
C-01	COORDINACION - PLANIFICACION DE TRABAJO	815	623	16299	19133	967	36399	17266	14,17	8834	8432
C-02	COORDINACION - INGENIERO RESPONSABLE	528	286	5371	10000	314	15685	5685	14,17	4056	1629
C-03	CAPACITACION	86	390	11339	2122	647	14107	11985	14,17	5528	6458
E-01	CAMBIO / MODIFICACION ESTRUCTURA	335	1460	42969	9547	2545	55060	45513	14,17	20687	24826
E-02	CAMBIO / AJUSTE PUENTES MT	211	570	15312	5314	924	21550	16236	14,17	8076	8161
E-03	CAMBIO / AJUSTE TERMINALES	88	147	4547	2450	274	7271	4821	14,17	2087	2735
E-04	CAMBIO / AJUSTE SECCIONADOR	357	866	20076	7203	1188	28467	21264	14,17	12268	8996
E-05	CAMBIO / AJUSTE PARARRAYOS	28	140	4031	845	235	5112	4266	14,17	1990	2277
E-06	CAMBIO / INSTALACION / AJUSTE RECONECTOR	42	117	3076	958	164	4198	3241	14,17	1658	1583
E-07	CAMBIO / INSTALACION / AJUSTE INTERRUPTOR	18	70	1683	418	94	2194	1776	14,17	992	784
E-08	CAMBIO / AJUSTE CONECTORES	164	435	11316	3582	690	15588	12006	14,17	6165	5841
E-09	CAMBIO AISLADORES	57	185	4740	1481	270	6492	5011	14,17	2615	2395
E-10	CAMBIO DE VENTILADORES	0	81	2034	8	108	2150	2143	14,17	1141	1002
E-11	MANTENIMIENTO CABINAS SUBTERRANEAS	10	422	10680	264	639	11583	11319	14,17	5973	5346
F-01	PODA DE ARBOLES	576	2579	64850	14178	3804	82833	68654	7,76	20012	48642
F-02	LIMPIEZA FRANJA DE SERVICIO	109	578	17403	3336	995	21735	18399	7,76	4485	13914
F-03	EXCAVACIONES	131	561	17711	4227	1040	22978	18751	3,94	2210	16541
O-01	MEDICION DE PARAMETROS ELECTRICOS	58	225	5558	1289	334	7182	5893	8,32	1875	4018
O-02	MANOBRAS EN MEDIATENSION	560	877	19307	11183	1157	31647	20464	14,17	12420	8044
O-03	BALANCEO DE FASES	8	97	2602	218	157	2977	2759	14,17	1377	1382
O-04	REVISION ALIMENTADOR PRIMARIO	179	753	20347	4743	1207	26297	21554	14,17	10667	10887
O-05	RECEPCION DE OBRA	176	526	11186	4234	660	16080	11845	14,17	7449	4396
O-06	OTROS (ESPECIFICAR)	1706	8210	143137	27167	8430	178733	151567	14,17	116330	35236
M-01	EJECUCION OBRAS CIVILES MENORES	7	41	1067	203	66	1336	1133	3,94	163	970
P-01	CAMBIO / REUBICACION / MONTAJE POSTE	549	2584	83157	19248	4846	107251	88003	7,87	20334	67670
P-02	APLOMAR POSTE	52	288	7843	1336	458	9637	8301	7,87	2264	6037
P-03	INSTALACION / REUBIC. / RECALIB. TENSOR	129	554	15306	3698	903	19907	16209	7,87	4363	11846
P-04	TRANSPORTE DE POSTE	230	930	31692	7126	1860	40678	33552	7,87	7319	26233
R-01	RECALIBRACION REDES	966	5912	165427	25874	9788	201090	175215	14,17	83771	91444
R-02	AMPLIACION MEDIATENSION	56	298	7613	1370	438	9421	8051	14,17	4222	3829
R-03	AMPLIACION BAJATENSION	175	1022	21040	3369	1202	25610	22241	14,17	14480	7761
R-04	INSTALACION / MODIFIC. ACOMET. SUBT.	54	634	15879	1204	907	17990	16786	14,17	8980	7806
R-05	INSTALACION / MODIFIC. ACOMET. AEREA	635	2346	44891	11383	2609	58884	47500	14,17	33241	14259
S-01	INSPECCION RED SUBTERRANEA	28	246	6544	713	368	7624	6911	4,79	1177	5735
S-02	MANTENIM. TABLEROS METALICOS	11	197	4801	224	304	5329	5106	14,17	2793	2313
S-03	REPOSICION VEREDAS	0	0	0	0	0	0	0	3,88	0	0
S-04	DESALJO MATERIAL SOBRANTE	8	57	1496	275	93	1864	1588	7,76	440	1148
S-05	REPOSICION CABLE SUBTERR. BT / MT	17	233	5855	406	334	6595	6190	14,17	3297	2892
S-06	INSPECCION RED AEREA	275	761	15907	5338	955	22201	16862	4,79	3646	13216
S-07	RETIRO DE MATERIALES DE BODEGA	80	329	9115	2057	519	11692	9635	7,87	2586	7049
S-08	FORRADO DE REDES EN BAJA TENSION	17	62	1669	532	96	2297	1764	14,17	882	883
T-01	INSTALACION / MODIFICACION PUESTA TIERRA	177	1033	24758	4370	1455	30583	26213	14,17	14631	11582
T-02	CAMBIO / REUBIC. / INSTALACION TRANSFORMADOR	187	924	29970	5920	1804	37694	31774	14,17	13097	18677
T-03	CAMBIO BASES / PARTES TRANSFORMADOR	1205	4576	91231	23592	5326	120149	96556	14,17	64847	31709
T-04	CAMBIO / CEBADO ACEITE EN TRANSFORMADOR	2	23	589	61	34	684	623	14,17	332	291
TOTALES				1102856	267649	64812	1435316	1167667		591320	576347
								% Diferencia		51%	49%

Tabla 2.12

En el gráfico 2.14 se muestra las actividades típicas de mantenimiento que son realizadas actualmente por los grupos operativos de la Dirección de Distribución.

Las actividades de mantenimiento que más tiempo se les asigna son la recalibración de redes, cambio de bases y partes de transformadores, cambio-reubicación y montaje de postes, poda de árboles, cambio de partes de luminarias, instalación o modificación de acometidas aéreas y cambio o modificación de estructuras de baja y media tensión, pues son los puntos donde se presentan la mayor parte de fallas operativas.

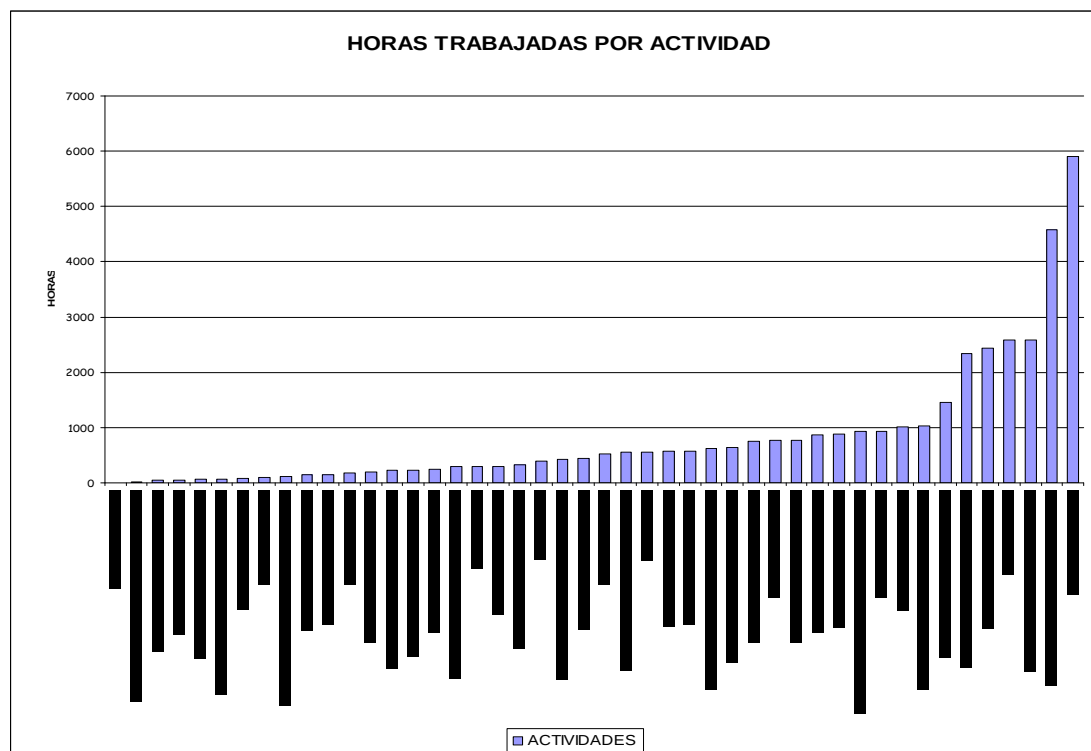


Gráfico 2.14

En las tablas 2.13 y 2.14 se muestra el comportamiento que tuvieron los indicadores de calidad del servicio técnico FMIK y TTIK de los alimentadores urbanos y rurales durante el año 2007, debiéndose considerar que la regulación CONELEC 004/01 diferencia el valor de los índices para los sectores urbanos y rurales (referencia tabla 3.3)

FMIK y TTIK POR ALIMENTADOR URBANO - 2007

ALIMENTADOR URBANO	FMIK	TTIK
101	3,10	6,85
102	3,00	5,83
103	3,20	5,85
104	4,46	8,41
201	4,20	1,88
202	4,11	0,96
203	3,49	1,59
204	3,17	1,94
205	4,42	3,28
322	3,82	3,05
323	6,07	5,99
324	3,32	1,61
325	6,69	4,97
421	7,16	6,34
422	4,22	3,21
423	8,01	5,72
424	4,17	3,17
425	ND	ND
426	ND	ND
522	3,97	3,61
524	6,71	3,50
526	7,17	6,99

Tabla 2.13

FMIK y TTIK POR ALIMENTADOR RURAL - 2007

ALIMENTADOR RURAL	FMIK	TTIK
321	6,44	3,71
521	18,98	18,55
523	14,83	13,12
525	5,10	4,75
721	4,27	6,40
722	4,59	6,16
723	2,70	5,30
1221	8,41	9,97
1222	17,18	16,74
1223	11,03	9,12
1421	10,42	5,16
1422	11,52	4,54
1423	7,01	1,44
1521	5,36	5,96
1522	2,10	0,86
1523	4,66	2,21
1821	11,84	8,60
1822	8,14	6,19
1823	15,06	16,62
1824	9,08	5,31

Tabla 2.14

En el gráfico 2.15 se muestra los valores de los indicadores de calidad de servicio técnico FMIK y TTIK , así como la potencia instalada para los alimentadores urbanos. Se puede observar que la mayoría de ellos cumplen la regulación en lo referente a la frecuencia de interrupción y todos ellos a su vez están bajo el límite de tiempo de interrupción, establecidos en la regulación.

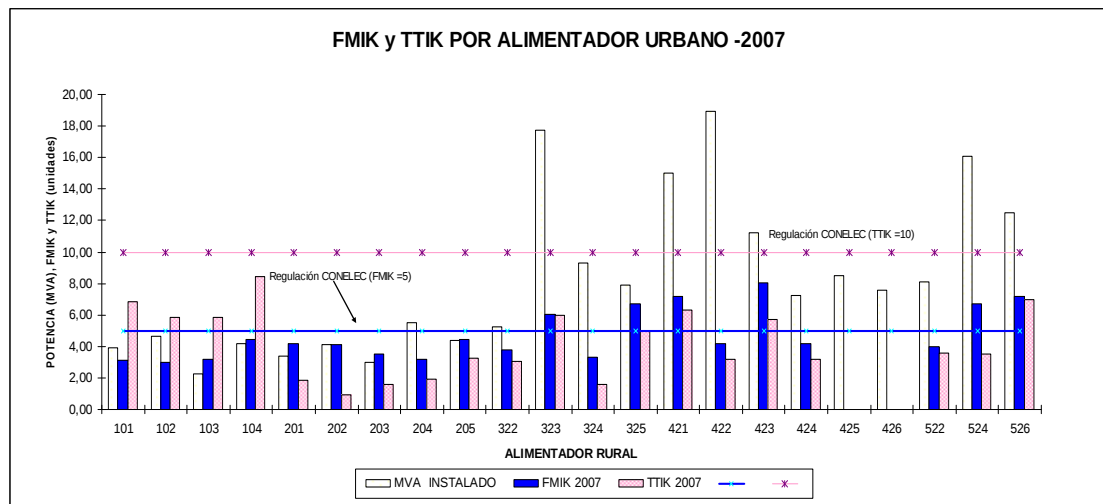


Gráfico 2.15

En el caso de los alimentadores rurales, se presenta un comportamiento similar al que presentan los alimentadores urbanos en cuanto al cumplimiento de los índices de calidad de servicio técnico (gráfico 2.16).

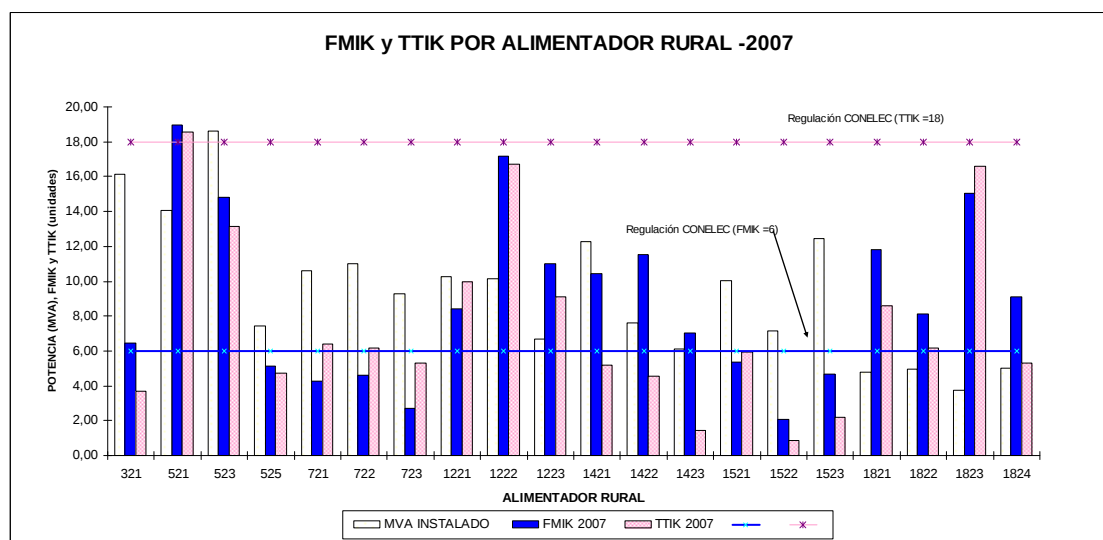


Gráfico 2.16

En los dos gráficos siguientes 2.17 y 2.18 se muestra el comportamiento del costo por KVA instalado y la longitud por MVA instalado versus los indicadores de calidad de servicio técnico FMIK y TTIK, del año 2007, tanto para alimentadores urbanos como para rurales.

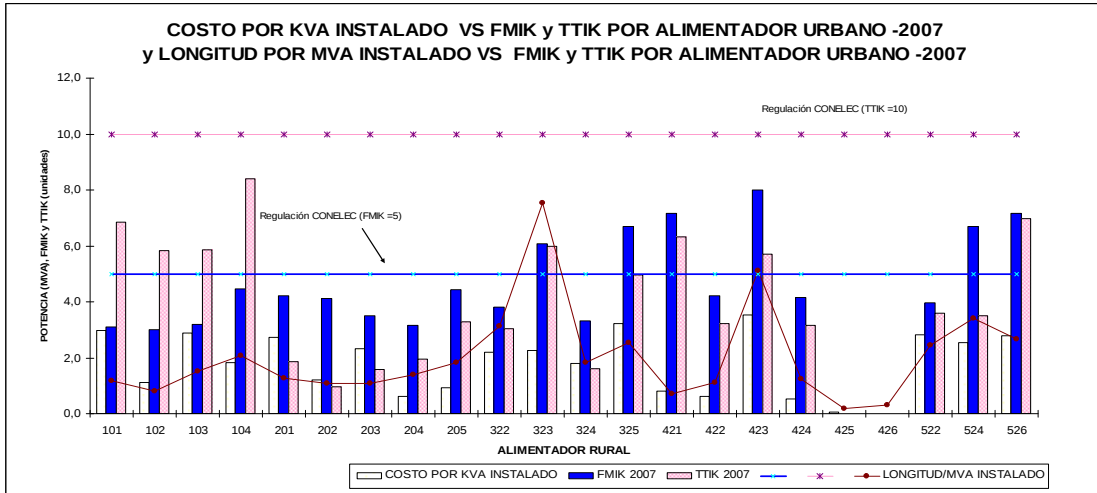


Gráfico 2.17

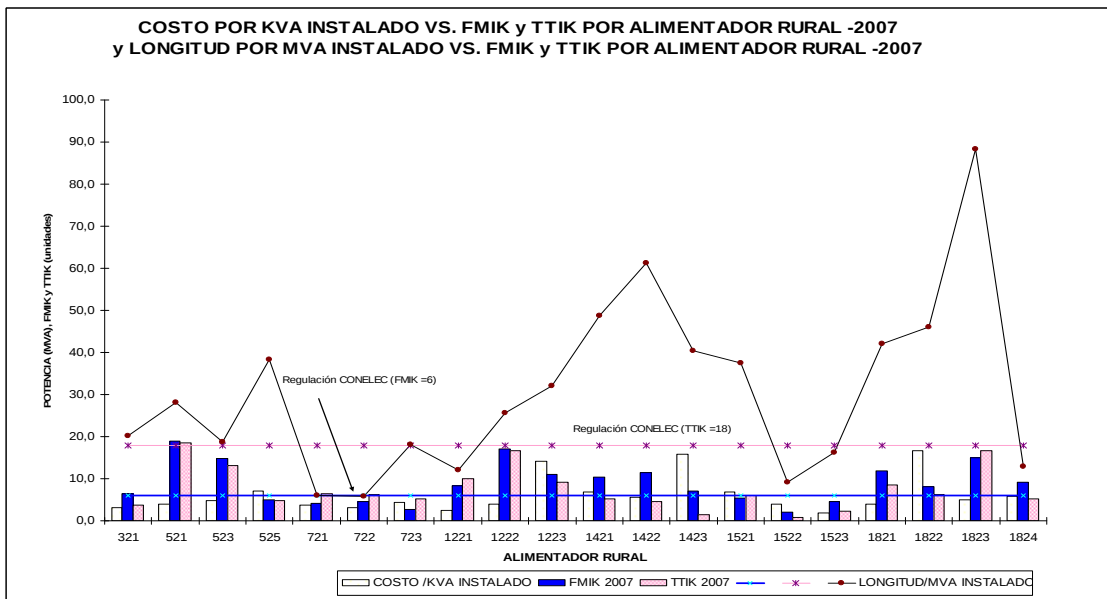


Gráfico 2.18

Se puede observar que el mayor costo de mantenimiento en función de la longitud y potencia instalada se da en los alimentadores rurales, lo que amerita buscar una estrategia que permita mejorar este indicador.

CAPITULO III

3 ESTRATEGIAS DE MEJORAMIENTO

3.1 ESTRATEGIAS E INDICADORES DE MANTENIMIENTO

En este capítulo se propondrán los lineamientos generales para establecer formalmente las estrategias para la implementación de la gestión del mantenimiento a nivel de media y baja tensión para la Dirección de Distribución de la CENTROSUR. Con la finalidad de poder monitorear que el mantenimiento se enmarque dentro del proceso de mejora continua, se propondrán indicadores que permitan detectar y controlar las actividades que se realizan en dicha área.

Se presenta de una manera gráfica el esquema del ciclo de la estrategia que se utilizara para el presente trabajo

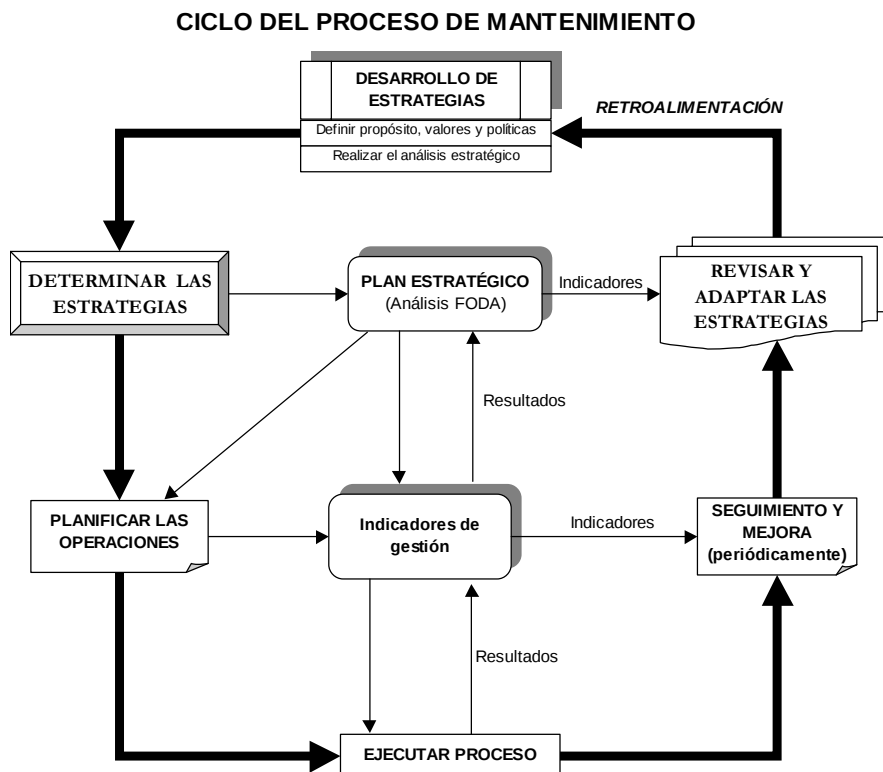


Gráfico 3.1

Las estrategias y los indicadores de gestión del área de mantenimiento estarán en concordancia con la misión, visión, objetivos institucionales, valores, políticas y estrategias de la CENTROSUR, contempladas en su filosofía corporativa.

3.2 PROPÓSITO

El proceso propenderá a la gestión del mantenimiento de los activos de media y baja tensión de la CENTROSUR, con efectividad y eficiencia, de manera que se posibilite el brindar un servicio de suministro de energía eléctrica con calidad, confiabilidad y continuidad a nuestros clientes, apoyados en un sistema informático y en armonía con la preservación del medio ambiente.

3.3 OBJETIVOS

Se proponen los siguientes objetivos para el área de mantenimiento de la CENTROSUR:

1. Implantar indicadores de gestión, relacionados con el mantenimiento.
2. Impulsar y mantener un sistema informático de la gestión del mantenimiento.
3. Gestionar los recursos de mantenimiento de forma eficiente.
4. Impulsar el desarrollo integral del personal de mantenimiento.
5. Impulsar la innovación de procedimientos de mantenimiento.

3.4 VALORES

Los valores que se han identificado y deben ser potenciados en el personal de mantenimiento de la CENTROSUR son:

- Trabajo en equipo.
- Responsabilidad.
- Solidaridad.
- Respeto a las personas y al medio ambiente.
- Creatividad y aprendizaje continuo.

3.5 POLÍTICAS

Las políticas para el área de mantenimiento que se proponen son:

- Salvaguardar la seguridad de la ciudadanía y del personal de la Empresa.
- Facilitar la operación del sistema de distribución, subtransmisión y alumbrado público.
- Trabajar coordinadamente con el área de operación .
- Preservar la buena imagen de la CENTROSUR.
- Minimizar el impacto ambiental.
- Impulsar el mantenimiento con líneas energizadas.
- Documentar y registrar todo lo relacionado con los trabajos de mantenimiento.
- Establecer costos de mantenimiento y precios unitarios.
- Optimizar los recursos de mantenimiento.
- Implantar la aplicación y uso de nuevas técnicas, tecnologías y herramientas.
- Planificar el proceso de mantenimiento.
- Realizar el análisis causa - raíz de las fallas de mantenimiento.
- Medir la gestión del mantenimiento a través de indicadores.

3.6 ANALISIS FODA

Con la finalidad de conocer la situación actual del área de mantenimiento, se procede a realizar un análisis FODA, el mismo que luego se enlazará con las estrategias propuestas para esta área:

3.6.1 Fortalezas

- Personal con buena preparación académica.
- Personal comprometido con el servicio.
- Personal ético, responsable y honesto.
- Personal proactivo al cambio y a la mejora continua.
- Personal con experiencia.
- El sistema de subtransmisión y distribución se encuentra en buenas condiciones.
- Equipamiento actual adecuado.
- Buena solvencia económica de la CENTROSUR.

- Clientes cuidan los bienes de la Empresa.
- Disponer de datos estadísticos.

3.6.2 Oportunidades

- Implementar más grupos para trabajos en líneas energizadas.
- Implementación de nuevas tecnologías.
- Capacitación en nuevas técnicas de mantenimiento.
- Tercerización de servicios especializados de mantenimiento.
- Mejora de los indicadores de servicio (TTIK , FMIK y TMAR).
- Trabajar por procesos.
- Automatización del Sistema eléctrico.
- Procesamiento de datos estadísticos.
- Brindar servicio de asesoría y mantenimiento a otras empresas.
- Elaboración de un manual de seguridad.

3.6.3 Debilidades

- Sistema de protecciones frágil.
- No disponer un sistema computacional especializado de mantenimiento.
- Desconocimiento de técnicas de análisis de fallas.
- No disponer de personal especializado en mantenimiento eléctrico.
- Falta de indicadores específicos de mantenimiento.
- No disponer de un sistema estructurado del mantenimiento.
- No disponer de precios unitarios para contratación del mantenimiento.
- No disponer de un manejo apropiado de desechos.
- No contar con contabilidad de costos de mantenimiento.
- No existen procesos de mantenimiento normalizados.
- Debilidad en los canales de comunicación.
- No existe una programación adecuada de la labor del mantenimiento.
- No existe una unificación de criterios.
- Mantenimiento centralizado en la matriz.
- No existen políticas definidas de mantenimiento.
- En las agencias se priorizan las labores de operación y comercialización.

3.6.4 Amenazas

- Politización del sector eléctrico.
- Pago de compensaciones por desconexiones del suministro.
- Considerar al mantenimiento una unidad de gasto.
- Personal realiza un mantenimiento rutinario.

3.7 ESTRATEGIAS

Las estrategias planteadas para la implementación de la gestión del mantenimiento son:

1. Mantener un proceso de formación, capacitación y adiestramiento permanente al personal de la Empresa y al de los Contratistas.
2. Implementación de un sistema informático centralizado de gestión del mantenimiento.
3. Realizar convenios con los medios de comunicación para información oportuna a la ciudadanía.
4. Fortalecer y ampliar el sistema de comunicación vía radio y red WAN.
5. Disminuir los índices de frecuencia de interrupción (FMIK), tiempo de interrupción (TTIK) y tiempo de atención a reclamos (TMAR)
6. Mantener actualizada y en línea la información del sistema eléctrico.
7. Establecer un plan anual, mensual y semanal de las actividades de mantenimiento preventivo y predictivo.
8. Realizar el mantenimiento con personal de la Empresa y mediante contratistas
9. Implantar la orden de trabajo en el corto plazo.
10. Optimización de recursos.
11. Elaboración de procedimientos de mantenimiento.
12. Realizar un cambio organizacional y cultural a mediano plazo, para la implementación del sistema de mantenimiento.
13. Focalizar los esfuerzos de mantenimiento en los subsistemas de mayor impacto
14. Establecer y mantener un sistema de protecciones eléctricas eficaz.
15. Ofrecer los servicios de asesoramiento en mantenimiento.

3.8 PLANES DE ACCIÓN: FODA Vs. Estrategias

FORTALEZAS	ESTRATEGIAS
• Personal con buena preparación académica. • Personal comprometido con el servicio. • Personal ético, responsable y honesto. • Personal proactivo al cambio y a la mejora continua. • Personal con experiencia. • El sistema de subtrasmisión y distribución se encuentra en buenas condiciones. • Equipamiento actual adecuado. • Buena solvencia económica de la CENTROSUR. • Clientes cuidan los bienes de la Empresa. • Disponer de datos estadísticos	• Mantener un proceso de capacitación y adiestramiento permanente al personal de la Empresa y al de los Contratistas. • Implementación de un sistema informático centralizado de gestión del mantenimiento. • Realizar convenios con los medios de comunicación para información oportuna a la ciudadanía. • Mantener actualizada y en línea la información del sistema eléctrico. • Establecer un plan anual, mensual y semanal de actividades de mantenimiento preventivo. • Realizar el mantenimiento con personal de la Empresa y mediante contratistas. • Optimización de recursos.

DEBILIDADES	ESTRATEGIAS
• Sistema de protecciones frágil. • No disponer un sistema computacional especializado de mantenimiento. • No disponer de un sistema estructurado del mantenimiento. • No contar con contabilidad de costos de mantenimiento. • No existen procesos de mantenimiento normalizados. • No existe una programación adecuada de la labor del mantenimiento. • No existe una unificación de criterios . • Mantenimiento centralizado en la matriz. • No existen políticas definidas de	• Implementación de un sistema informático centralizado de gestión del mantenimiento. • Fortalecer y ampliar el sistema de comunicación vía radio y red WAN. • Disminuir los índices de frecuencia de interrupción (FMIK), tiempo de interrupción (TTIK) y tiempo de atención a reclamos (TMAR). • Implantar la orden de trabajo en el corto plazo. • Optimización de recursos. • Realizar un cambio, organizacional y cultural a mediano plazo, para la implementación del sistema de mantenimiento. • Focalizar los esfuerzos de mantenimiento en

mantenimiento. • En las agencias se priorizan las labores de operación y comercialización. • Desconocimiento de técnicas de análisis de fallas. • No disponer de personal especializado en mantenimiento eléctrico. • Falta de indicadores específicos de mantenimiento. • No disponer de precios unitarios para contratación del mantenimiento. • No disponer de un manejo apropiado de desechos. • Debilidad en los canales de comunicación	los subsistemas de mayor impacto. • Establecer y mantener un sistema de protecciones eléctricas eficaz.
--	--

OPORTUNIDADES	ESTRATEGIAS
• Implementar mas grupos para trabajos en líneas energizadas. • Implementación de nuevas tecnologías • Trabajar por procesos. • Automatización del Sistema eléctrico • Capacitación en nuevas técnicas de mantenimiento. • Tercerización de servicios especializados de mantenimiento. • Mejora de los indicadores de servicio (TTIK , FMIK y TMAR). • Procesamiento de datos estadísticos. • Brindar servicio de asesoría y mantenimiento a otras empresas. • Elaboración de un manual de seguridad	• Mantener un proceso de capacitación y adiestramiento permanente al personal de la Empresa y al de los Contratistas. • Implementación de un sistema informático centralizado de gestión del mantenimiento. • Disminuir los índices de frecuencia de interrupción (FMIK), tiempo de interrupción (TTIK) y tiempo de atención a reclamos (TMAR). • Optimización de recursos. • Elaboración de procedimientos de mantenimiento. • Ofrecer los servicios de asesoramiento en mantenimiento .

AMENAZAS	ESTRATEGIAS
• Politización del sector eléctrico . • Pago de compensaciones por desconexiones del suministro .	• Realizar convenios con los medios de comunicación para información oportuna a la ciudadanía.

• Considerar al mantenimiento una unidad de gasto.	• Disminuir los índices de frecuencia de interrupción (FMIK), tiempo de interrupción (TTIK) y tiempo de atención a reclamos (TMAR). • Optimización de recursos. • Elaboración de procedimientos de mantenimiento. • Establecer y mantener un sistema, de protecciones eléctricas eficaz.
--	---

3.9 DESARROLLO DEL PLAN DE ACCIÓN: Se proponen las acciones a cumplir, fechas y responsables de cada estrategia planteada

ESTRATEGIA	ACCIONES	FECHAS	RESPONS.	OBSERVACIONES
1. Mantener un proceso de capacitación y adiestramiento permanente al personal de la Empresa y al de los Contratistas.	√ Implementar un plan de capacitación por competencias. √ Crear un campo de entrenamiento.	Julio/2009	√ Jefe de Capacitación	√ Propender a la formación del personal en técnicas del mantenimiento. √ Establecer un plan de evaluación del personal.
2. Implementación de un sistema informático centralizado de gestión del mantenimiento.	√ Adquirir un software especializado.	Julio/2009	√ Director de Distribución	√ Se recomienda que el proveedor, además de la implantación del sistema, brinde capacitación sobre técnicas de mantenimiento.
3. Realizar convenios con los medios de comunicación para información oportuna a la ciudadanía.	√ Comunicar a través de los medios de comunicación o call center con por lo menos 48 horas de anticipación las suspensiones de energía.	Permanentemente	√ Relacionadora Pública	√ Dar trato preferente a : Hospitales, clínicas, zonas industriales, medios de comunicación, antenas, sectores comerciales, etc. √ Utilizar las tecnologías de la información y comunicación (TIC).

ESTRATEGIA	ACCIONES	FECHAS	RESPONS.	OBSERVACIONES
4. Fortalecer y ampliar el sistema de comunicación vía radio y red WAN.	√ Realizar estudios de ubicación de equipos de comunicación. √ Instalación de sistemas de comunicación en todas las instalaciones de la CENTROSUR. √ Monitoreo permanente del sistema de comunicaciones.	Permanentemente	√ Director de Distribución	√ Las suspensiones en las agencias y oficinas deberán informarse al Administrador de Agencia respectivo. √ Implementar las tecnologías de la información y comunicación (TIC) para el mantenimiento.
5. Disminuir el índice de frecuencia de interrupción (FMIK).), tiempo de interrupción (TTIK) y tiempo de atención a reclamos (TMAR).	√ A través del mantenimiento preventivo y predictivo. √ Adecuada coordinación de protecciones. √ Automatización de equipos de maniobra. √ A través de la mejora de competencias del personal.	Permanentemente	√ Director de Distribución	√ Se deberá cumplir al menos con los índices establecidos por la regulación. √ Analizar la conveniencia de implementar nuevos indicadores.
6. Mantener actualizada y en línea la información del sistema eléctrico.	√ Retroalimentación inmediata de la información de mantenimiento. √ Ampliar y mejorar los sistemas de comunicación. √ Georeferenciar la información.	Enero/2010	√ Director de Distribución √ Director de Sistemas	√ La información se mantendrá en SIGADE. √ Implementar las tecnologías de la información y comunicación (TIC) para el mantenimiento.

ESTRATEGIA	ACCIONES	FECHAS	RESPONS.	OBSERVACIONES
7. Establecer planes de mantenimiento anual, mensual y semanal.	√ Implementar un plan de capacitación por competencias. √ Adquirir un software especializado. √ Elaboración de planes de mantenimiento anuales, mensuales y semanales.	Julio/2009	√ Director de Distribución √ Jefes Departamentales de zonas	√ La planificación deberá estar acorde con las políticas de mantenimiento. √ Se deberá capacitar a todos los involucrados en el uso del software.
8. Realizar el mantenimiento con personal de la Empresa y mediante contratistas.	√ Establecer las unidades básicas de mantenimiento (UMAs). √ Establecer una metodología para el Análisis de los modos de falla. √ Crear precios unitarios de mano de obra.	Julio/2009	√ Líder del proceso de mantenimiento √ Jefe de SIGADE	√ Formar un equipo de trabajo conformado por personal de la Empresas y con los contratistas de mantenimiento.
9. Implantar la orden de trabajo en el corto plazo.	√ Implementar un plan de capacitación por competencias. √ Adquirir un software especializado. √ Realizar auditorias de ejecución de los procedimientos de mantenimiento.	Julio/09	√ Director de Distribución √ Jefes Departamentales de zonas √ Jefe Capacitación	√ Todo trabajo deberá ser ejecutado a través de la orden de trabajo. √ La información de la orden de trabajo debe ser registrada en el sistema.

ESTRATEGIA	ACCIONES	FECHAS	RESPONS.	OBSERVACIONES
10. Optimización de recursos.	√ Establecer una base de datos de proveedores calificados de mano de obra y materiales para mantenimiento. √ Establecer procedimientos para la contratación de servicios de mantenimiento. √ Implementar un plan de capacitación por competencias. √ Adquirir un software especializado. √ Realizar auditorías de ejecución de los procedimientos de mantenimiento.	Julio/09	√ Líder del proceso de mantenimiento	√ Involucramiento de todas las áreas relacionadas con el mantenimiento. √ Dar una capacitación básica al personal de mantenimiento en temas de manejo financiero.
11. Elaboración de procedimientos de mantenimiento.	√ Elaborar el manual de procedimientos de mantenimiento.	Permanente	√ Líder del proceso de mantenimiento	√ Trabajar enmarcado en las políticas de calidad y mejora continua.
12. Realizar un cambio estructural, organizacional y cultural a mediano plazo, para la implementación de un sistema de mantenimiento.	√ Implementar una unidad de gestión del mantenimiento.	Julio/2009	√ Director de Distribución	√ Considerar para esta unidad a personal con competencias y experiencia en el área de mantenimiento.

ESTRATEGIA	ACCIONES	FECHAS	RESPONS.	OBSERVACIONES
13. Focalizar los esfuerzos de mantenimiento en los subsistemas de mayor impacto	√ Establecer las unidades básicas de mantenimiento (UMAs). √ Establecer una metodología para el Análisis de los modos de falla . √ Implementar nuevas herramientas y tecnología para la ejecución de mantenimiento.	Julio/2009	√ Líder del proceso de mantenimiento	√ Considerar personal con competencias y experiencia en el área de mantenimiento. √ Analizar la conveniencia de la tercerización de servicios especializados.
14. Establecer un sistema de protecciones eléctricas eficaz	√ Implementar un plan de capacitación por competencias . √ Crear una sección de protecciones. √ Implementar nuevas herramientas y tecnología para la ejecución de mantenimiento.	Julio/2009	√ Director de Distribución	√ Considerar personal con competencias y experiencia en operación de sistemas eléctricos de potencia. √ Analizar la conveniencia de contratar una consultaría en protecciones. √ Realizar un monitoreo y análisis en los equipos de protección y maniobra.
15. Ofrecer los servicios de asesoramiento en mantenimiento	Brindar asesoría o estudios de consultorías en Empresas que no disponen de un gerenciamiento del mantenimiento de sus activos.	Año 2010	√ Presidencia Ejecutiva	√ Se podría considerar dentro del área de nuevos negocios.

3.10 INDICADORES PARA LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE ACCIÓN: Se propone los siguientes indicadores de seguimiento:

ESTRATEGIA	ACCIONES	INDICADORES DE GESTIÓN	DESCRIPCIÓN DEL INDICADOR	OBSERVACIONES
1. Mantener un proceso de capacitación y adiestramiento permanente al personal de la Empresa y al de los Contratistas.	✓ Implementar un plan de capacitación por competencias. ✓ Crear un campo de entrenamiento.	HORAS CAPACITACION / HORAS LABORABLES POR AÑO	Este indicador establece el número de horas que se capacita en mantenimiento el personal por año.	✓ Propender a la formación del personal en técnicas del mantenimiento. ✓ Establecer un plan de evaluación del personal.
2. Implementación de un sistema informático centralizado de gestión del mantenimiento.	✓ Adquirir un software especializado.	% DE LA IMPLEMENTACION	Indica el porcentaje en el que se encuentra la implementación del sistema informático.	✓ Se recomienda que el proveedor, además de la implantación del sistema, brinde capacitación sobre técnicas de mantenimiento.
3. Realizar convenios con los medios de comunicación para información oportuna a la ciudadanía.	✓ Comunicar a través de los medios de comunicación o call center con por lo menos 48 horas de anticipación las suspensiones de energía.	NUMERO DE RECLAMOS POR NO ANUNCIO / TOTAL DE RECLAMOS	Establecer la cantidad de reclamos recibidos por suspensión de servicio que no han sido anunciados en relación al total de reclamos.	✓ Dar trato preferente a : Hospitales, clínicas, zonas industriales, medios de comunicación, antenas, sectores comerciales, etc. ✓ Utilizar las tecnologías de la información y comunicación (TIC).
4. Fortalecer y ampliar el sistema de comunicación vía radio y red WAN .	✓ Realizar estudios de ubicación de equipos de comunicación. ✓ Instalación de sistemas de comunicación en todas las instalaciones de la CENTROSUR. ✓ Monitoreo permanente del sistema de comunicaciones.	AREA DE COBERTURA DE RED WAN/AREA TOTAL DE CONCESION AREA DE COBERTURA VIA RADIO / AREA TOTAL DE CONCESION.	Indica el porcentaje de cobertura con cada una de la tecnologías de comunicación.	✓ Las suspensiones en las agencias y oficinas deberán informarse al Administrador de Agencia respectivo. ✓ Implementar las tecnologías de la información y comunicación (TIC) para el mantenimiento.

ESTRATEGIA	ACCIONES	INDICADORES DE GESTIÓN	DESCRIPCIÓN DEL INDICADOR	OBSERVACIONES
5. Disminuir el índice de frecuencia de interrupción (FMIK.), tiempo de interrupción (TTIK) y tiempo de atención a reclamos (TMAR)	✓ A través del mantenimiento preventivo y predictivo. ✓ Adecuada coordinación de protecciones. ✓ Automatización de equipos de maniobra. ✓ A través de la mejora de competencias del personal.	FMIK TTIK TMAR	Indicadores de frecuencia media de interrupción del sistema, tiempo total de interrupción del sistema y tiempo medio de atención de reclamos, según regulación CONELEC No. 004/01.	✓ Se deberá cumplir al menos con los índices establecidos por la regulación. ✓ Analizar la conveniencia de implementar nuevos indicadores.
6. Mantener actualizada y en línea la información del sistema eléctrico.	✓ Retroalimentación inmediata de la información de mantenimiento. ✓ Ampliar y mejorar los sistemas de comunicación . ✓ Georeferenciar la información.	INFORMACION ACTUALIZADA / TOTAL DE INFORMACION REPORTADA	Indica el porcentaje de actualización de la información que ha sido reportada.	✓ La información se mantendrá en SIGADE. ✓ Implementar las tecnologías de la información y comunicación (TIC) para el mantenimiento.
7. Establecer planes de mantenimiento anual, mensual y semanal	✓ Implementar un plan de capacitación por competencias. ✓ Adquirir un software especializado. ✓ Elaboración de planes de mantenimiento anuales, mensuales y semanales.	TRABAJOS EJECUTADOS / TRABAJOS PROGRAMADOS	Indica el porcentaje de trabajos ejecutados que fueron realizados en función de una planificación.	✓ La planificación deberá estar acorde con las políticas de mantenimiento. ✓ Se deberá capacitar a todos los involucrados en el uso del software.
8. Realizar el mantenimiento con personal de la Empresa y mediante contratistas	✓ Establecer las unidades básicas de mantenimiento (UMAs) y precios unitarios. ✓ Establecer una metodología para el Análisis de los modos de falla (ANFES o FMEA).	TRABAJOS EJECUTADOS MEDIANTE CONTRATISTAS/ TOTAL DE TRABAJOS EJECUTADOS	Indica el porcentaje de actividades de mantenimiento que son realizadas a través de contratistas.	✓ Formar un equipo de trabajo conformado por personal de la Empresas y con los contratistas de mantenimiento.

ESTRATEGIA	ACCIONES	INDICADORES DE GESTIÓN	DESCRIPCIÓN DEL INDICADOR	OBSERVACIONES
9. Implantar la orden de trabajo en el corto plazo	√ Implementar un plan de capacitación por competencias. √ Adquirir un software especializado. √ Realizar auditorias de ejecución de los procedimientos de mantenimiento.	UTILIZACIÓN DE LA ORDEN DE TRABAJO	Indica si en las actividades de mantenimiento se esta utilizando las órdenes de trabajo.	√ Todo trabajo deberá ser ejecutado a través de la orden de trabajo. √ La información de la orden de trabajo debe ser registrada en el sistema.
10. Optimización de recursos	√ Establecer una base de datos de proveedores calificados de mano de obra y materiales para mantenimiento. √ Establecer procedimientos para la contratación de servicios de mantenimiento √ Implementar un plan de capacitación por competencias. √ Adquirir un software especializado. √ Realizar auditorias de ejecución de los procedimientos de mantenimiento.	COSTO TOTAL DE MANTENIMIENTO / FACTURACION	Indica la variación de los costos de mantenimiento en función de la facturación.	√ Involucramiento de todas las áreas relacionadas con el mantenimiento. √ Dar una capacitación básica al personal de mantenimiento en temas de manejo financiero.

ESTRATEGIA	ACCIONES	INDICADORES DE GESTIÓN	DESCRIPCIÓN DEL INDICADOR	OBSERVACIONES
11. Elaboración de procedimientos de mantenimiento.	√ Elaborar el manual de procedimientos de mantenimiento.	% AVANCE DEL MANUAL DE PROCEDIMIENTOS	Indica la cantidad de procedimientos de actividades de mantenimiento que se tienen documentadas.	√ Trabajar enmarcado en las políticas de calidad y mejora continua.
12. Realizar un cambio estructural, organizacional y cultural a mediano plazo, para la implementación de un sistema de mantenimiento.	√ Implementar una unidad de gestión del mantenimiento.	% IMPLEMENTACION DEL SISTEMA DE MANTENIMIENTO	Indica el avance en la implementación de la unidad del sistema de mantenimiento.	√ Considerar para esta unidad a personal con competencias y experiencia en el área de mantenimiento.
13. Focalizar los esfuerzos de mantenimiento en los subsistemas de mayor impacto.	√ Establecer las unidades básicas de mantenimiento (UMAs). √ Establecer una metodología para el Análisis de los modos de falla (ANFES o FMEA). √ Implementar nuevas herramientas y tecnología para la ejecución de mantenimiento.	FMIK TTIK TMAR	Indicadores de frecuencia media de interrupción del sistema, tiempo total de interrupción del sistema y tiempo medio de atención de reclamos, según regulación CONELEC No. 004/01.	√ Considerar personal con competencias y experiencia en el área de mantenimiento. √ Analizar la conveniencia de la tercerización de servicios especializados.
14. Establecer un sistema de protecciones eléctricas eficaz.	√ Implementar un plan de capacitación por competencias. √ Crear una sección de protecciones. √ Implementar nuevas herramientas y tecnología para la ejecución de mantenimiento.	FMIK TTIK	Indicadores de frecuencia media de interrupción del sistema y tiempo total de interrupción del sistema, según regulación CONELEC No. 004/01.	√ Considerar personal con competencias y experiencia en operación de sistemas eléctricos de potencia. √ Analizar la conveniencia de contratar una consultaría en protecciones. √ Realizar un monitoreo y análisis periódico de los eventos dados en los equipos de protección y maniobra.

ESTRATEGIA	ACCIONES	INDICADORES DE GESTIÓN	DESCRIPCIÓN DEL INDICADOR	OBSERVACIONES
15. Ofrecer los servicios de asesoramiento en mantenimiento.	Brindar asesoría o estudios de consultorías en Empresas que no disponen de un gerenciamiento del mantenimiento de sus activos.	ASESORÍAS REALIZADAS ANUALMENTE	Indicaría la cantidad de asesorías realizadas por año.	√ Se podría considerar dentro del área de nuevos negocios.

3.11 INDICADORES DE GESTION DEL MANTENIMIENTO

Luego del análisis de la situación actual del mantenimiento en la CENTROSUR, según los datos y los gráficos mostrados en el capítulo 2, se propondrán algunos indicadores gráficos para la evaluación y el control del mantenimiento, los cuales serán complementos al FMIK, TTIK, DS y TMA definidos anteriormente.

Los indicadores que se plantearán, permitirán un control a nivel del área de mantenimiento, a fin de poder realizar un proceso de mejora continua enmarcados dentro de las políticas y lineamientos generales de la CENTROSUR.

Algunas de las consideraciones que creemos deben ser incorporadas a la gestión del mantenimiento para las redes de media y baja tensión, tanto para la determinación de la prioridad de las acciones de mantenimiento y de la definición de sus indicadores son: área geográfica a la que sirve el alimentador (redes urbanas o rurales), potencia instalada, demanda real, nivel de confiabilidad esperada, tipo de consumidor (residencial, comercial o industrial), longitud total del alimentador en media tensión entre otros, pues todos estos factores influyen en los costos, tiempos de ejecución, periodicidad de mantenimiento, recursos humanos (personal propio o de contratistas), logística necesaria, así como otros factores que deberán ser considerados a futuro tales como consumos estacionarios, usos de la energía eléctrica, nuevas proyecciones de demanda, regulaciones medioambientales, etc.

En primer lugar se ha procedido a asignar pesos a cada uno de los factores que creemos que deben ser considerados inicialmente para priorizar y jerarquizar las actividades de mantenimiento en los alimentadores de media tensión de la Dirección de Distribución. Los factores y pesos asignados se detallan en la tabla 3.1, en la mayoría de los parámetros se han considerado el valor del peso desde 1 hasta 3, mientras que para la energía promedio mensual y para la importancia del servicio se ha considerado de 1 a 5, esta diferenciación se ha realizado pues se considera que en función a los rangos del volumen de energía vendida y de la importancia de la aplicación que esta tiene (hospitales y clínicas, fábricas), los rangos deben tener una mayor diferenciación.

TABLA DE ASIGNACION DE PESOS PARA JERARQUIZAR EL MANTENIMIENTO DE ALIMENTADORES

PESO	CONFIABILIDAD	USO DE LA ENERGIA	ENERGIA PROMEDIO MENSUAL (KWh)	LONGITUD DEL ALIMENTADOR (Km)	CARGA INSTALADA (KVA)	DEMANDA (KVA)	RURAL / URBANO	TIPO DE CONSUMIDOR	FACTOR AMBIENTAL	EDAD DE LAS REDES	IMPORTANCIA DEL SERVICIO
1	MENOR IMPORTANCIA	RESIDENCIAL	0-500,000	0 - 150	0 - 6,000	1 - 2,000	RURAL	RESIDENCIAL	IMPACTO BAJO	0 - 10 AÑOS	MENOR IMPORTANCIA
2	MEDIANA IMPORTANCIA	RESIDENCIAL/COMERCIAL	500,000-1,000,000	150 - 300	6,000 - 12,000	2,000 - 4,000		RESIDENCIAL/COMERCIAL	IMPACTO MEDIO	10 - 20 AÑOS	
3	MAYOR IMPORTANCIA	INDUSTRIAL	1,000,000-1,500,000	> 300	> 12,000	> 4,000	URBANO	INDUSTRIAL	IMPACTO ALTO	> 20 AÑOS	MEDIANA IMPORTANCIA
4			1,500,000-2,000,000								
5			> 2,000,000								MAYOR IMPORTANCIA

Tabla 3.1

Los principales parámetros de los alimentadores de media tensión a cargo de la Dirección de Distribución, se detallan en la tabla 3.2:

RESUMEN ESTADISTICO GENERAL DE ALIMENTADORES DIDIS 2007

ALIMENTADOR	LONGITUD TOTAL (Km)	POTENCIA TOTAL KVA.	ENERGIA ANUAL (KWh)	DEMANDA (KVA)	PERDIDAS DE ENERGIA (KWh)	RMK	TTIK (h)	COSTO MANT. ALIMENTADOR (\$)	PERDIDAS / ENERGIA (%)	COSTO MANT./PERD. ENERGIA (\$ / KWh)	COSTO / POTENCIA INSTALADA (\$ / KVA)
421	10.79	15,011	23,155,535	5020	33826	7.16	6.34	12,199	0.15	0.36	0.81
323	133.73	17,752	36,632,524	7705	79962	6.07	5.99	40,111	0.22	0.50	2.26
524	55.03	16,107	36,204,653	6992	61011	6.71	3.50	40,788	0.17	0.67	2.53
321	326.16	16,167	21,437,705	4754	55707	6.44	3.71	49,550	0.26	0.89	3.06
526	33.3	12,459	24,773,144	5049	50769	7.17	6.99	34,634	0.20	0.68	2.78
422	20.82	18,907	21,786,396	4778	44314	4.22	3.21	11,760	0.20	0.27	0.62
425	1.57	8,500	32,210,222	5187	44577	-	-	451	0.14	0.01	0.05
426	2.37	7,600	29,048,176	4790	23975	-	-		0.08	0.00	0.00
523	349.44	18,629	35,955,662	7277	107013	14.83	13.12	90,775	0.30	0.85	4.87
324	16.93	9,277	15,997,658	3059	26011	3.32	1.61	16,559	0.16	0.64	1.78
1421	598.91	12,281	13,398,503	3091	52455	10.42	5.16	84,955	0.39	1.62	6.92
205	8.05	4,410	6,911,931	1439	13823	4.42	3.28	4,111	0.20	0.30	0.93
424	9.06	7,246	9,091,906	1885	17494	4.17	3.17	3,847	0.19	0.22	0.53
522	19.75	8,077	14,735,365	2969	28269	3.97	3.61	22,741	0.19	0.80	2.82
204	7.61	5,495	7,818,942	1807	15892	3.17	1.94	3,447	0.20	0.22	0.63
1521	376.64	10,040	12,374,987	3635	42534	5.36	5.96	68,838	0.34	1.62	6.86
1523	201.48	12,475	14,808,919	3298	62686	4.66	2.21	22,188	0.42	0.35	1.78
325	20.18	7,940	17,260,441	3506	18132	6.69	4.97	25,588	0.11	1.41	3.22
423	57.34	11,214	21,931,445	5236	45029	8.01	5.72	39,748	0.21	0.88	3.54
1222	260.85	10,152	11,700,027	3138	49606	17.18	16.74	41,128	0.42	0.83	4.05
1223	215.02	6,700	10,634,576	2665	40146	11.03	9.12	95,271	0.38	2.37	14.22
102	3.74	4,635	8,856,496	2191	16165	3.00	5.83	5,151	0.18	0.32	1.11
103	3.41	2,240	6,025,642	1503	8463	3.20	5.85	6,434	0.14	0.76	2.87
521	397.47	14,082	16,831,591	3718	59107	18.98	18.55	55,673	0.35	0.94	3.95
525	283.54	7,410	11,780,147	2732	29402	5.10	4.75	52,698	0.25	1.79	7.11
1522	66.15	7,150	12,631,914	2743	26801	2.10	0.86	29,023	0.21	1.08	4.06
202	4.46	4,125	8,159,591	1677	12438	4.11	0.96	5,019	0.15	0.40	1.22
722	63.43	11,005	23,775,238	3855	42901	4.59	6.16	33,780	0.18	0.79	3.07
723	168.6	9,270	15,509,011	3266	38387	2.70	5.30	40,218	0.25	1.05	4.34
1423	246.34	6,087	7,536,507	1761	21418	7.01	1.44	96,943	0.28	4.53	15.93
101	4.67	3,940	8,649,971	1905	14096	3.10	6.85	11,703	0.16	0.83	2.97
322	16.43	5,232	8,776,064	1871	16510	3.82	3.05	11,450	0.19	0.69	2.19
721	63.98	10,602	17,122,135	3860	38529	4.27	6.40	39,235	0.23	1.02	3.70
1422	465.07	7,599	5,821,023	1563	26697	11.52	4.54	43,399	0.46	1.63	5.71
1821	201.76	4,787	5,439,100	1530	14497	11.84	8.60	18,984	0.27	1.31	3.97
1822	228.84	4,978	7,307,904	1798	21847	8.14	6.19	82,869	0.30	3.79	16.65
1823	331.84	3,758	5,315,844	1531	19984	15.06	16.62	18,908	0.38	0.95	5.03
104	8.66	4,174	10,603,586	2125	21926	4.46	8.41	7,677	0.21	0.35	1.84
201	4.28	3,407	5,978,096	1304	10633	4.20	1.88	9,268	0.18	0.87	2.72
203	3.21	2,982	6,019,143	1365	8978	3.49	1.59	6,975	0.15	0.78	2.34
1221	123.82	10,235	8,743,402	2222	25425	8.41	9.97	26,533	0.29	1.04	2.59
1824	64.35	4,997	7,988,473	1720	12168	9.08	5.31	29,548	0.15	2.43	5.91

Tabla 3.2

En función de los datos de las tablas 3.1 y 3.2 se ha procedido a asignar el peso de cada una de las variables para los alimentadores considerados en el presente trabajo y cuyo resultado se muestra en la tabla 3.3

CUADRO DE PONDERACIONES DE JERARQUIZACION DEL MANTENIMIENTO POR ALIMENTADOR

ALIMENTADOR	CONFIABILIDAD	USO DE LA ENERGIA	ENERGIA PROMEDIO MENSUAL (KWh)	LONGITUD DEL ALIMENTADOR (Km)	CARGA INSTALADA (KVA)	DEMANDA (KVA)	RURAL / URBANO	TIPO DE CONSUMIDOR	FACTOR AMBIENTAL	EDAD DE LAS REDES	IMPORTANCIA DEL SERVICIO	PONDERACION TOTAL
101	1	2	2	1,00	1	1	3	2	1	2	1	17
102	2	2	2	1	1	2	3	2	1	2	1	19
103	1	2	2	1	1	1	3	2	1	2	3	19
104	1	1	2	1	1	2	3	1	1	2	1	16
201	1	2	1	1	1	1	3	2	1	2	1	16
202	2	2	2	1	1	1	3	2	1	2	1	18
203	1	1	2	1	1	1	3	2	1	2	1	16
204	3	1	2	1	1	1	3	1	1	2	5	21
205	3	2	2	1	1	1	3	2	1	2	5	23
321	3	1	4	3	3	3	1	1	2	2	5	28
322	1	1	2	1	1	1	3	1	1	2	3	17
323	3	1	5	1	3	3	3	1	3	2	5	30
324	3	1	3	1	2	2	3	1	1	2	5	24
325	1	1	3	1	2	2	3	1	1	2	3	20
421	3	3	4	1	3	3	3	3	1	2	5	31
422	3	1	4	1	3	3	3	1	1	2	5	27
423	1	1	4	1	2	3	3	1	1	2	1	20
424	3	1	2	1	2	1	3	1	2	2	5	23
425	3	3	5	1	2	3	3	3	1	1	1	26
426	3	3	5	1	2	3	3	3	1	1	1	26
521	1	1	3	3	3	2	1	1	2	1	1	19
522	2	1	3	1	2	2	3	1	2	2	3	22
523	1	1	5	3	3	3	1	1	3	2	3	26
524	3	1	5	1	3	3	3	1	2	3	5	30
525	1	1	2	2	2	2	1	1	3	1	3	19
526	2	1	5	1	3	3	3	1	2	2	5	28
721	1	1	3	1	2	2	1	1	2	2	1	17
722	1	1	4	1	2	2	1	1	2	2	1	18
723	1	1	3	2	2	2	1	1	2	2	1	18
1221	1	1	2	1	2	2	1	1	2	2	1	16
1222	2	1	2	2	2	2	1	1	2	2	3	20
1223	2	1	2	2	2	2	1	1	2	2	3	20
1421	2	1	3	3	3	2	1	1	3	2	3	24
1422	1	1	1	3	2	1	1	1	2	1	3	17
1423	1	1	2	2	2	1	1	1	2	2	3	18
1521	1	1	3	3	2	2	1	1	2	2	3	21
1522	1	1	3	1	2	2	1	1	2	2	3	19
1523	1	1	3	2	3	2	1	1	2	2	3	21
1821	1	1	1	2	1	1	1	1	3	2	3	17
1822	1	1	2	2	1	1	1	1	2	2	3	17
1823	1	1	1	3	1	1	1	1	2	2	3	17
1824	1	1	2	1	1	1	1	1	2	2	3	16

Tabla 3.3

Analizando los resultados obtenidos en la tabla 3.3 se puede observar que realmente los alimentadores que requieren una priorización mayor de las actividades de mantenimiento son aquellos que tienen los mayores consumos de energía, la mayor importancia del uso de energía, o los que poseen una longitud considerable con un consumo medio de energía. Los resultados de esta priorización se muestran en el gráfico 3.2

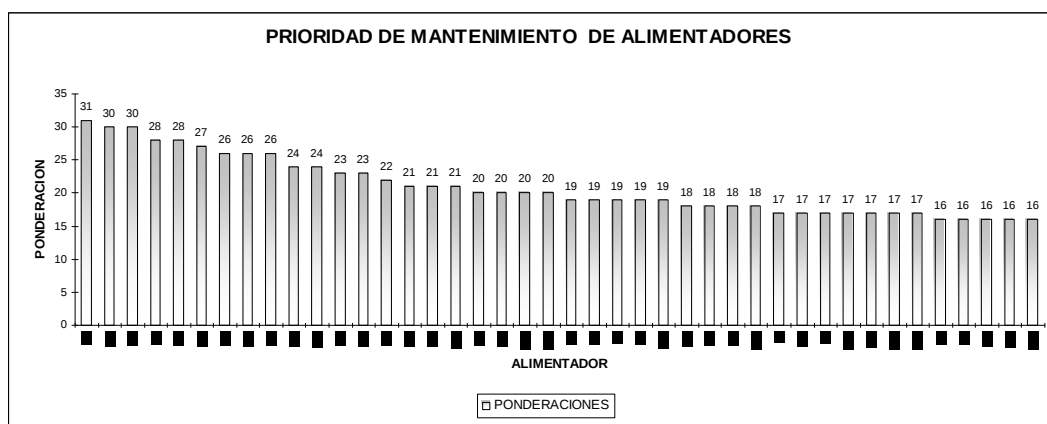


Gráfico 3.2

Los resultados obtenidos en la tabla 3.3, al ser una propuesta de los autores de este trabajo, pueden ser sujetos a modificaciones en el tiempo, dependiendo de las circunstancias variables, al ser el sistema de distribución dinámico, lo que conlleva a que la misma, sea analizada periódicamente a fin de mantenerla actualizada, modificada y mejorada; siendo recomendable que los análisis para períodos que inicialmente podrían ser anuales, deberán ser realizados sobre una misma base establecida de antemano.

3.12 INDICADORES DE MANTENIMIENTO EN ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN

De la revisión de la literatura existente, podríamos decir que los indicadores son aquellos parámetros numéricos que resultan del ordenamiento de aquellos datos propios del proceso, que han sido definidos previamente y que nos proporcionan información acerca del cumplimiento de los objetivos que se ha trazado la organización y nos sirven de guía para la toma de correctivos, una mejora continua y toma de decisiones.

Se requiere tener claro que los indicadores por sí solos, no nos dicen que hacer ni cómo hacerlo, ya que lo que nos están proporcionando es únicamente información, siendo una responsabilidad de los líderes de los procesos, decidir que indicadores usar, cómo usarlos y qué hacer con ellos.

Los indicadores deben poseer características adecuadas que permitan su control permanente, por lo que es necesario que sean de fácil y rápida medición, entregue información relevante y sea posible graficarlos. Se debe por tanto definir indicadores que nos ayuden a tomar decisiones, que nos permitan resolver nuestros problemas, sin que se conviertan en más trabajo o gastos innecesarios para la organización.

Es importante tener en cuenta que la recopilación de los datos sea realizada metódicamente, en forma periódica y con completa veracidad, a fin de que sean presentados adecuadamente a quienes se encargaran de tomar las decisiones correspondientes.

En consideración a los análisis realizados, se proponen indicadores secundarios para la gestión en el área de mantenimiento, los cuales deberán ser controlados y procesados por los líderes del proceso con una activa participación y compromiso del personal operativo de la CENTROSUR y de los contratistas que participen en estas labores.

Se estima que el análisis debe ser realizado de manera individual para cada uno de los alimentadores, por lo que los reportes de las actividades de mantenimiento, el costeo, tiempos de ejecución y otros, deberán ser procesados automáticamente a través de un sistema informático de mantenimiento, de tal manera que sus resultados una vez tabulados, puedan ser graficados y que el personal de mantenimiento por medio de estas gráficas, puedan tener un amplio espectro de lo que sucede en cada uno de los alimentadores.

Se propone que los gráficos más representativos deben ser realizados a partir de los datos estadísticos de la tabla 3.2, los mismos que incorporados a la propuesta de priorización de ejecución de mantenimiento de los alimentadores (tabla 3.3), a nuestro criterio permitirá un análisis global de la gestión de mantenimiento por alimentador, permitiendo de esta manera la toma de decisiones sistémicas que lleven a una mejora continua, con efectividad y eficiencia.

El análisis y toma de decisiones para la planificación de las actividades de mantenimiento, deberá ser realizada por un equipo con conocimiento y experiencia

en el manejo y estado del sistema de distribución, que permita considerar parámetros particulares para cada alimentador tales como accesos, vegetación, topografía del terreno, situación climática, uso estacional de la energía y aun situaciones de orden no técnico tal como migración, aspectos sociales y culturales de las comunidades entre otros, contando siempre con el apoyo de un sistema informático.

La planificación y políticas de mantenimiento deberán ser adoptadas y normalizadas por todas las áreas que tienen que ver con este proceso, a fin de que los datos y resultados obtenidos tengan una misma base de análisis y permitan tomar acciones de carácter institucional coherentes que eviten esfuerzos individualistas innecesarios.

Como se puede deducir, se hace necesario realizar un análisis más integral de los parámetros de cada uno de los alimentadores, a fin de tomar las mejores decisiones en lo referente a las labores de mantenimiento, por lo que creemos que inicialmente debería realizarse los siguientes análisis gráficos de los indicadores:

- Prioridad de mantenimiento Vs. Longitud del alimentador
- Prioridad de mantenimiento Vs. Demanda del alimentador
- Prioridad de mantenimiento Vs. Energía del alimentador
- Prioridad del mantenimiento Vs. Costo de mantenimiento / pérdidas de energía
- Prioridad de mantenimiento Vs. TTIK
- Prioridad de mantenimiento Vs. FMIK
- Prioridad de mantenimiento Vs. Costo de mantenimiento
- Prioridad de mantenimiento Vs. % pérdidas de energía
- Costo de mantenimiento Vs. FMIK (considerando prioridad de mantenimiento)
- Costo de mantenimiento Vs. TTIK (considerando prioridad de mantenimiento).

Estimamos que estos indicadores, además de considerar el tema de costos, incorporan aspectos particulares del negocio de la distribución de energía eléctrica, que toman en consideración aspectos relacionados con el cliente, tales como la demanda, energía y la incidencia del mantenimiento en la continuidad del servicio.

CAPITULO IV

4 EL SISTEMA DE GESTIÓN DE MANTENIMIENTO

4.1 VALORACIÓN DE LOS ACTIVOS DE LA CENTROSUR³¹.

En la tabla 4.1 se muestran todos los activos de la CENTROSUR que se encuentran en operación en el sistema de distribución y que deben ser mantenidos en el tiempo a fin de mantener los índices de continuidad, confiabilidad y calidad determinados por el ente regulador.

ETAPA FUNCIONAL	Activos 2005 Balance	Retiros 2006	Activos - Retiros	Inversión 2006 Presup.	Activos 2006	Activos 2005-2006
Lineas de Subtransmisión	10,917,156	363,905	10,553,251	750,000	11,567,082	11,458,761
S/E de Distribución	15,376,592	435,336	14,941,257	1,804,883	17,119,671	16,829,158
Alimentadores Primarios	41,489,562	1,453,374	40,036,188	2,299,228	43,336,321	43,028,528
Transformadores de Distribución	11,951,272	539,277	11,411,994	709,761	12,407,056	12,331,092
Red Secundaria	33,941,956	895,081	33,046,875	2,598,408	36,471,455	36,049,872
Alumbrado Público	5,302,320	345,941	4,956,379	800,407	5,880,695	5,784,299
Instalaciones de Servicio al Cliente	23,212,322	834,965	22,377,357	1,010,230	23,947,020	23,824,571
Instalaciones Generales	16,409,295	1,204,483	15,204,811	2,626,240	18,211,172	17,910,859
Total de activos	158,600,474	6,072,362	152,528,112	12,599,158	168,940,473	167,217,140

Tabla 4.1

4.2 COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.

Para el año 2006 se han establecido estos costos totales de operación y mantenimiento conforme se muestra en la tabla 4.2

Etapa Funcional	2005	2006
Lineas de Subtransmisión:	822.933	909.904
S/E de Distribución	982.107	1.055.598
Alimentadores Primarios (MT)	1.746.214	1.731.449
Tranformadores de Distribución	414.840	538.147
Redes Secundarias (BT)	1.450.167	1.437.905
Alumbrado Público	644.083	773.650
Instalaciones de Servicio al cliente	787.931	1.130.303
Administración	3.243.691	4.458.853
Comercialización	2.399.636	2.792.848
Total	12.491.603	14.828.657

Tabla 4.2

³¹ Estudio del Valor Agregado de Distribución VAD – año 2006 CENTROSUR

4.3 COSTOS DE MANTENIMIENTO.

La información contenida en la tabla 4.3 muestra los gastos acumulados por conceptos de mantenimiento, que se han tenido en la Dirección de Distribución en el año 2006. En el gráfico 4.1, se muestra la distribución de estos costos.

GASTOS ACUMULADOS POR CONCEPTO DE MANTENIMIENTO AÑO 2006									
	Mano de Obra	Servicios Relacionados con el Personal	Materiales	Servicios Básicos	Contratos y Otros Servicios	Diversos	Depreciaciones	Transferencias varias	TOTAL
TOTAL ACU.	3.351.005,26	149.278,62	877.473,18	399.671,75	1.199.497,20	269.518,03	180.000,00	-380.197,83	6.046.246,21
APORTE %	55,42%	2,47%	14,51%	6,61%	19,84%	4,46%	2,98%	-6,29%	100%

Tabla 4.3

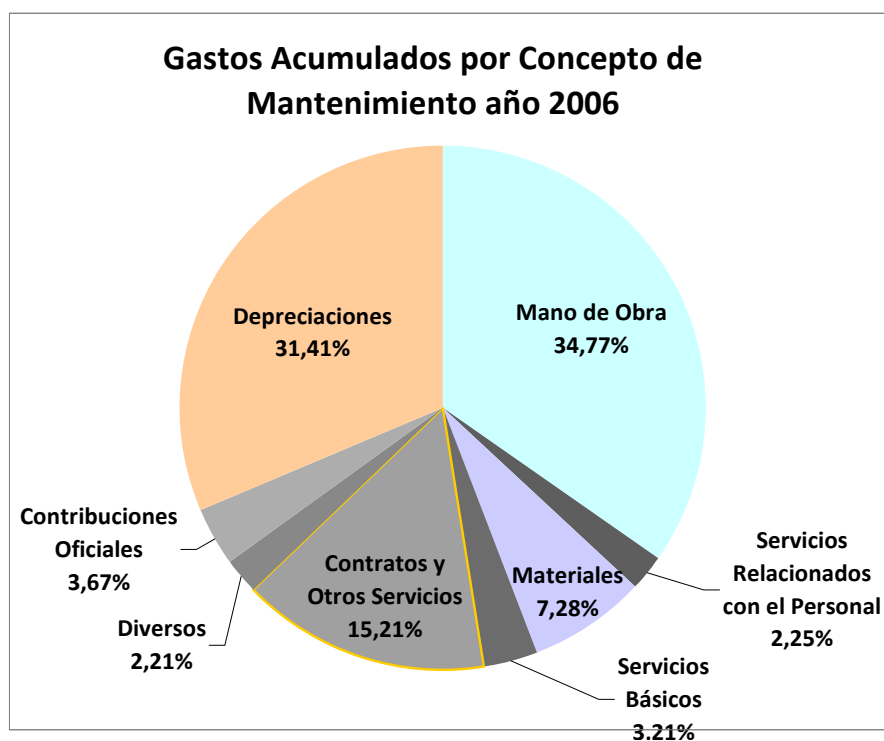


Gráfico 4.1

4.4 PÉRDIDAS DE ENERGÍA DEL SISTEMA.

En la tabla 4.4 se presentan los datos histórico de las pérdidas de energía técnicas y no técnicas, parámetros que quieren ser mejorados a través de la gestión del

mantenimiento, de tal manera de dar cumplimiento a las regulaciones dadas por el ente regulador.

		2001	2002	2003	2004	2005	2006*
Energía total disponible del sistema	MWh	559.434	598.926	631.771	671,665	633.669	651,193
Energía disponible EEA + Guapán*	MWh	58.420	73.422	77.992	81,708	11.792	-
Energía de terceros	MWh		45.571	29.044	25,340	6.208	93,719
Energía disponible CENTROSUR	MWh	501.015	479.934	524.734	564,618	615.669	557,474
Energía consumida	MWh	443.962	428.739	475.390	516,039	557.110	496,154
Pérdidas totales	MWh	57.052	51.195	49.344	48,578	58.559	61,320
	%	10,20	8,55	7,81	7.23%	9,24	9,42%
Pérdidas técnicas	MWh	28.760	30.541	34,248	36,992	37.775	41,155
	%	5,14	5,10	5.42	5.51%	5,96	6,32%
Pérdidas no técnicas	MWh	28.293	20.655	15,096	11,586	20.784	20,165
	%	5,06	3,45	2.39	1.72%	3,28	3,10%

Tabla 4.4

4.5 ANALISIS FINANCIERO DEL PROYECTO

Los datos generales que se utilizarán para realizar un análisis financiero de los beneficios que podrá aportar la gestión del mantenimiento se presentan en la tabla 4.5

Sistema eléctrico de Distribución DIDIS	100,00%
Participación de Gastos Administrativos [%]	10,00%
Costo anual del mantenimiento (\$)	6.046.246
VAD (\$/Kwh)	0,066
Participación del mantenimiento en el VAD	18,72%
Activos en operación	167.217.140
Relación de costo de mantenimiento Vs. Activos en Operación	3,62%
Penalización por Energía no suministrada [\$/MWh]	500
Tasa de Descuento anual [%]	12,00%
Fmik (regulación CONELEC 004-01)	4
Ttik (regulación CONELEC 004-01) [horas]	8
Utilidad marginal por venta de energía [\$/MWh]	7,6

Tabla 4.5

Se considera como gastos administrativos el 10 % del total de gastos de mantenimiento, una penalización de 500 dólares por megavatio/hora de energía no suministrada que es un valor usado internacionalmente. Se analiza el proyecto durante el período 2006-2030, que es el año hasta el cual la CENTROSUR tiene el

contrato de concesión de suministro de energía eléctrica en las provincias de Azuay, Cañar y Morona Santiago (excepto el cantón Azogues).

En la tabla 4.6 se detallan los datos generales del sistema para el período de análisis

año	INFRAESTRUCTURA			DEMANDA		Energía no suministrada KWh
	Trafos MT/BT	Líneas M/T	Líneas B/T	Energía	Potencia	
	U	Km	Km	MWh	MW	
0 2006	12.248	6.200	9.705	664.383	1.460	413
1 2007	12.714	6.557	10.252	696.977	1.525	433
2 2008	13.311	6.880	10.623	733.162	1.588	455
3 2009	13.928	7.206	10.990	767.259	1.654	476
4 2010	14.566	7.536	11.354	805.216	1.723	500
5 2011	15.227	7.870	11.713	845.188	1.795	525
6 2012	15.911	8.207	12.068	889.650	1.871	552
7 2013	16.619	8.548	12.419	931.622	1.951	579
8 2014	17.354	8.892	12.766	978.322	2.033	608
9 2015	18.116	9.240	13.109	1.027.515	2.120	638
10 2016	18.908	9.592	13.448	1.082.214	2.210	672
11 2017	19.730	9.947	13.783	1.133.931	2.305	704
12 2018	20.584	10.306	14.115	1.191.449	2.403	740
13 2019	21.473	10.668	14.442	1.252.053	2.506	777
14 2020	22.398	11.034	14.765	1.319.418	2.613	819
15 2021	23.360	11.404	15.084	1.383.202	2.726	859
16 2022	24.363	11.777	15.400	1.454.114	2.843	903
17 2023	25.409	12.154	15.711	1.528.847	2.965	949
18 2024	26.499	12.534	16.018	1.611.896	3.093	1.001
19 2025	27.636	12.918	16.322	1.690.628	3.227	1.050
20 2026	28.823	13.306	16.621	1.756.764	3.338	1.091
21 2027	30.063	13.697	16.916	1.838.203	3.470	1.141
22 2028	31.359	14.092	17.208	1.922.233	3.605	1.194
23 2029	32.712	14.491	17.495	2.008.854	3.744	1.247
24 2030	34.128	14.893	17.778	2.098.066	3.887	1.303

Tabla 4.6

A continuación se muestran los resultados que se obtienen en las condiciones actuales, sin realizar ninguna gestión de mantenimiento y tan solo considerando un incremento del 5 % anual en energía no suministrada, un 1% de incremento anual para el FMIK y el TTIK. Se considera diferentes tasas de descuento para el cálculo de VAN (Tabla 4.7).

CALCULOS GENERALES DEL SISTEMA SIN PROYECTO

año	Demanda		FMIK	TTIK	Energía no Servida	Costos					
	Energía	Potencia				Costo de mantenimiento	sin inversion	Por Penalización	Pérdida por no venta	Por Administración General	Total de mantenimiento
	MWh	MW				MWh	\$	\$	\$	\$	\$
0 2006	664.383	1.460	6,57	8,71	413	6.046.246	-	3.136	604.625	6.654.006	
1 2007	696.977	1.525	7,36	6,27	433	6.348.558	-	3.289	634.856	6.986.703	
2 2008	733.162	1.588	7,43	6,33	455	6.665.986	227.639	3.460	666.599	7.563.684	
3 2009	767.259	1.654	7,51	6,40	476	6.999.286	238.226	3.621	699.929	7.941.061	
4 2010	805.216	1.723	7,58	6,46	500	7.349.250	250.011	3.800	734.925	8.337.986	
5 2011	845.188	1.795	7,66	6,52	525	7.716.712	262.422	3.989	771.671	8.754.794	
6 2012	889.650	1.871	7,74	6,59	552	8.102.548	276.227	4.199	810.255	9.193.228	
7 2013	931.622	1.951	7,81	6,66	579	8.507.675	289.259	4.397	850.768	9.652.098	
8 2014	978.322	2.033	7,89	6,72	608	8.933.059	303.759	4.617	893.306	10.134.741	
9 2015	1.027.515	2.120	7,97	6,79	638	9.379.712	319.033	4.849	937.971	10.641.565	
10 2016	1.082.214	2.210	8,05	6,86	672	9.848.698	336.016	5.107	984.870	11.174.691	
11 2017	1.133.931	2.305	8,13	6,93	704	10.341.133	352.073	5.352	1.034.113	11.732.671	
12 2018	1.191.449	2.403	8,21	7,00	740	10.858.189	369.932	5.623	1.085.819	12.319.563	
13 2019	1.252.053	2.506	8,29	7,07	777	11.401.099	388.749	5.909	1.140.110	12.935.867	
14 2020	1.319.418	2.613	8,38	7,14	819	11.971.154	409.665	6.227	1.197.115	13.584.161	
15 2021	1.383.202	2.726	8,46	7,21	859	12.569.711	429.470	6.528	1.256.971	14.262.680	
16 2022	1.454.114	2.843	8,54	7,28	903	13.198.197	451.487	6.863	1.319.820	14.976.366	
17 2023	1.528.847	2.965	8,63	7,35	949	13.858.107	474.691	7.215	1.385.811	15.725.824	
18 2024	1.611.896	3.093	8,72	7,43	1.001	14.551.012	500.477	7.607	1.455.101	16.514.197	
19 2025	1.690.628	3.227	8,80	7,50	1.050	15.278.563	524.922	7.979	1.527.856	17.339.320	
20 2026	1.756.764	3.338	8,89	7,57	1.091	16.042.491	545.457	8.291	1.604.249	18.200.487	
21 2027	1.838.203	3.470	8,98	7,65	1.141	16.844.615	570.743	8.675	1.684.462	19.108.495	
22 2028	1.922.233	3.605	9,07	7,73	1.194	17.686.846	596.833	9.072	1.768.685	20.061.435	
23 2029	2.008.854	3.744	9,16	7,80	1.247	18.571.188	623.728	9.481	1.857.119	21.061.516	
24 2030	2.098.066	3.887	9,25	7,88	1.303	19.499.748	651.427	9.902	1.949.975	22.111.051	

Tasa de descuento	6%	10%	12%	15%
van	\$ 149.470.951	\$ 101.748.876	\$ 86.019.760	\$ 68.679.415

Tabla 4.7

Se han considerado para el análisis dos Alternativas:

Alternativa 1: Se considera que el sistema se implementará en el año 2009, que los costos por equipamiento tendrán un incremento del 3 % anual y una inversión de 50.000 dólares de manera quinquenal, con lo cual se logrará conseguir un cumplimiento de los índices de acuerdo a las regulaciones y su mejora continua durante el período de análisis. Los resultados se muestran en la tabla 4.8, en donde se han usado varias alternativas de tasas de descuento para el cálculo del VAN.

Alternativa 2: Se considera que el sistema se implementará en el año 2009, que los costos por equipamiento tendrán un incremento 20000 dólares anuales y una inversión inicial de 64800 dólares, con lo cual se logrará conseguir un cumplimiento de los índices de acuerdo a las regulaciones y su mejora continua durante el período de análisis. Los resultados se muestran en la tabla 4.9, en donde se han usado varias alternativas de tasas de descuento para el cálculo del VAN.

CALCULOS GENERALES DEL SISTEMA CON LA ALTERNATIVA 1

año	Demanda					Costos							Total de mantenimiento sin proyecto	diferencia con proyecto y sin proyecto
	Energía	Potencia	FMIK	TTIK	Energía no Servida	Costo de mantenimiento	Costo equipos	Por Penalización	Pérdida por no venta	Por Administración General	Total de mantenimiento con proyecto			
MWh	MW			MWh	\$	\$	\$	\$	\$	\$				
-1	2006	664.383	1.460	6,57	8,71	413	6.046.246		-	3.136	604.625	6.654.006	6.654.006	-
0	2007	696.977	1.525	7,36	6,27	433	6.348.558		-	3.289	634.856	6.986.703	6.986.703	-
1	2008	733.162	1.588	7,73	6,58	455	6.665.986		227.639	3.460	666.599	7.563.684	7.563.684	-
2	2009	767.259	1.654	6,57	6,52	476	6.999.286	64.800	238.226	3.621	699.929	8.005.861	7.941.061	-64.800
3	2010	805.216	1.723	5,58	6,45	429	7.349.250	24.944	214.403	3.259	734.925	8.326.781	8.337.986	11.205
4	2011	845.188	1.795	4,75	6,39	450	7.716.712	25.692	225.123	3.422	771.671	8.742.621	8.754.794	12.173
5	2012	889.650	1.871	4,03	6,32	473	8.102.548	4.800	236.380	3.593	810.255	9.157.575	9.193.228	35.653
6	2013	931.622	1.951	3,99	6,26	496	8.507.675	4.944	248.198	3.773	850.768	9.615.358	9.652.098	36.740
7	2014	978.322	2.033	3,95	6,20	521	8.933.059	55.092	260.608	3.961	893.306	10.146.027	10.134.741	-11.286
8	2015	1.027.515	2.120	3,91	6,14	469	9.379.712	5.245	234.548	3.565	937.971	10.561.041	10.641.565	80.524
9	2016	1.082.214	2.210	3,88	6,07	493	9.848.698	5.402	246.275	3.743	984.870	11.088.988	11.174.691	85.703
10	2017	1.133.931	2.305	3,84	6,01	517	10.341.133	5.565	258.589	3.931	1.034.113	11.643.330	11.732.671	89.341
11	2018	1.191.449	2.403	3,80	5,95	543	10.858.189	5.731	271.518	4.127	1.085.819	12.225.385	12.319.563	94.179
12	2019	1.252.053	2.506	3,76	5,89	570	11.401.099	55.903	285.094	4.333	1.140.110	12.886.539	12.935.867	49.327
13	2020	1.319.418	2.613	3,72	5,84	513	11.971.154	6.080	256.585	3.900	1.197.115	13.434.834	13.584.161	149.327
14	2021	1.383.202	2.726	3,69	5,78	539	12.569.711	6.263	269.414	4.095	1.256.971	14.106.454	14.262.680	156.226
15	2022	1.454.114	2.843	3,65	5,72	566	13.198.197	6.451	282.885	4.300	1.319.820	14.811.652	14.976.366	164.715
16	2023	1.528.847	2.965	3,61	5,66	594	13.858.107	6.644	297.029	4.515	1.385.811	15.552.105	15.725.824	173.718
17	2024	1.611.896	3.093	3,58	5,61	624	14.551.012	56.844	311.880	4.741	1.455.101	16.379.578	16.514.197	134.619
18	2025	1.690.628	3.227	3,54	5,55	655	15.278.563	7.049	327.474	4.978	1.527.856	17.145.920	17.339.320	193.400
19	2026	1.756.764	3.338	3,50	5,49	688	16.042.491	7.260	343.848	5.226	1.604.249	18.003.075	18.200.487	197.413
20	2027	1.838.203	3.470	3,47	5,44	722	16.844.615	7.478	361.040	5.488	1.684.462	18.903.075	19.108.495	205.411
21	2028	1.922.233	3.605	3,43	5,38	650	17.686.846	7.703	324.936	4.939	1.768.685	19.793.108	20.061.435	268.327
22	2029	2.008.854	3.744	3,40	5,33	682	18.571.188	7.934	341.183	5.186	1.857.119	20.782.610	21.061.516	278.906
23	2030	2.098.066	3.887	3,37	5,28	716	19.499.748	8.172	358.242	5.445	1.949.975	21.821.582	22.111.051	289.470

Tasa de descuento	6%	10%	12%	15%
van	\$ 148.424.672	\$ 101.148.212	\$ 85.557.697	\$ 62.217.162
tir	45%			

Tabla 4.8

CALCULOS GENERALES DEL SISTEMA CON LA ALTERNATIVA 2

año	Demanda		FMIK	TTIK	Energía no Servida	Costos						Total de mantenimiento sin proyecto	diferencia con proyecto y sin proyecto	
	Energía	Potencia				Costo de mantenimiento	Costo equipos	Por Penalización	Pérdida por no venta	Por Administración General	Total de mantenimiento			
														MWh
-1	2006	664.383	1.460	6,57	8,71	413	6.046.246	-	3.136	604.625	6.654.006	6.654.006	-	
0	2007	696.977	1.525	7,36	6,27	433	6.348.558	-	3.289	634.856	6.986.703	6.986.703	-	
1	2008	733.162	1.588	7,73	6,58	455	6.665.986	227.639	3.460	666.599	7.563.684	7.563.684	-	
2	2009	767.259	1.654	6,57	6,52	451	6.999.286	64.800	3.426	699.929	7.992.802	7.941.061	-51.741	
3	2010	805.216	1.723	5,58	6,45	446	7.349.250	20.000	223.109	3.391	734.925	8.330.675	8.337.986	7.311
4	2011	845.188	1.795	4,75	6,39	442	7.716.712	20.000	220.878	3.357	771.671	8.732.619	8.754.794	22.175
5	2012	889.650	1.871	4,03	6,32	437	8.102.548	20.000	218.669	3.324	810.255	9.154.796	9.193.228	38.433
6	2013	931.622	1.951	3,99	6,26	433	8.507.675	20.000	216.482	3.291	850.768	9.598.216	9.652.098	53.882
7	2014	978.322	2.033	3,95	6,20	429	8.933.059	20.000	214.318	3.258	893.306	10.063.940	10.134.741	70.801
8	2015	1.027.515	2.120	3,91	6,14	424	9.379.712	20.000	212.174	3.225	937.971	10.553.083	10.641.565	88.482
9	2016	1.082.214	2.210	3,88	6,07	420	9.848.698	20.000	210.053	3.193	984.870	11.066.813	11.174.691	107.878
10	2017	1.133.931	2.305	3,84	6,01	416	10.341.133	20.000	207.952	3.161	1.034.113	11.606.359	11.732.671	126.312
11	2018	1.191.449	2.403	3,80	5,95	412	10.858.189	20.000	205.873	3.129	1.085.819	12.173.010	12.319.563	146.553
12	2019	1.252.053	2.506	3,76	5,89	408	11.401.099	20.000	203.814	3.098	1.140.110	12.768.120	12.935.867	167.746
13	2020	1.319.418	2.613	3,72	5,84	404	11.971.154	20.000	201.776	3.067	1.197.115	13.393.112	13.584.161	191.050
14	2021	1.383.202	2.726	3,69	5,78	400	12.569.711	20.000	199.758	3.036	1.256.971	14.049.477	14.262.680	213.203
15	2022	1.454.114	2.843	3,65	5,72	396	13.198.197	20.000	197.760	3.006	1.319.820	14.738.783	14.976.366	237.583
16	2023	1.528.847	2.965	3,61	5,66	392	13.858.107	20.000	195.783	2.976	1.385.811	15.462.676	15.725.824	263.147
17	2024	1.611.896	3.093	3,58	5,61	388	14.551.012	20.000	193.825	2.946	1.455.101	16.222.884	16.514.197	291.313
18	2025	1.690.628	3.227	3,54	5,55	384	15.278.563	20.000	191.887	2.917	1.527.856	17.021.222	17.339.320	318.097
19	2026	1.756.764	3.338	3,50	5,49	380	16.042.491	20.000	189.968	2.888	1.604.249	17.859.595	18.200.487	340.892
20	2027	1.838.203	3.470	3,47	5,44	376	16.844.615	20.000	188.068	2.859	1.684.462	18.740.004	19.108.495	368.491
21	2028	1.922.233	3.605	3,43	5,38	372	17.686.846	20.000	186.188	2.830	1.768.685	19.664.548	20.061.435	396.887
22	2029	2.008.854	3.744	3,40	5,33	369	18.571.188	20.000	184.326	2.802	1.857.119	20.635.434	21.061.516	426.081
23	2030	2.098.066	3.887	3,37	5,28	365	19.499.748	20.000	182.482	2.774	1.949.975	21.654.979	22.111.051	456.073

Tasa de descuento	6%	10%	12%	15%
van	\$ 147.743.063	\$ 100.740.258	\$ 85.235.099	\$ 68.129.845
tir	63%			

Tabla 4.9

En la tabla 4.10 se muestra un resumen de las alternativas planteadas, en las que se puede observar que las mismas son viables, por lo cual es conveniente su aplicación en el corto plazo.

COMPARACIÓN DE LAS DIFERENTES ALTERNATIVAS DEL PROYECTO

SIN PROYECTO				
Tasa de descuento	6%	10%	12%	15%
van	149.470.951	101.748.876	86.019.760	68.679.415

CON ALTERNATIVA 1				
Tasa de descuento	6%	10%	12%	15%
van	148.424.672	101.148.212	85.557.697	62.217.162
tir	45%			

CON ALTERNATIVA 2				
Tasa de descuento	6%	10%	12%	15%
van	147.743.063	100.740.258	85.235.099	68.129.845
tir	63%			

Tabla 4.10

4.6 ESTRUCTURA

Para implementar una adecuada gestión del proceso de mantenimiento en la CENTROSUR, consideramos que es necesario la conformación inicialmente de una unidad multidisciplinaria en forma temporal, la cual tendrá a su cargo liderar este proceso, realizar la definición de las unidades básicas de mantenimiento, determinar precios unitarios para mantenimiento y la implementación de un sistema informático que sirva como soporte para la planificación y monitoreo de las actividades de mantenimiento.

La unidad de mantenimiento inicialmente podría estar conformada de la siguiente manera:

- a) Un líder del proceso de mantenimiento, con conocimientos claros del mismo, que se encuentre vinculado con esta actividad y que posea una formación académica técnica y administrativa. Estará bajo su responsabilidad la planificación, asignación y coordinación de los recursos, la elaboración del Manual de Mantenimiento, la coordinación interna con el personal de la Empresa, la implementación y administración de un sistema informático para la gestión de activos y mantenimiento, así como la determinación de las Normas de Seguridad requeridas.
- b) Al menos cuatro personas de las áreas de subtrasmisión y distribución, de los cuales dos de ellos deberán tener una formación en Ingeniería eléctrica y dos a nivel de tecnólogo eléctrico, quienes tendrán la responsabilidad de recopilar la

información escrita, gráfica y digital de los equipos involucrados en estos subsistemas, Adicionalmente, determinarán las Unidades de Mantenimiento (UMA), el análisis de los modos de falla de los diferentes componentes y equipos (AMFES) y la definición de los Precios Unitarios de las Unidades de Mantenimiento.

- c) Personal de soporte informático, cuyos perfiles deben ser de Ingeniería de Sistemas, quienes tendrán la responsabilidad de la personalización del sistema, la preparación de la información para el desarrollo de las interfases con el Sistema Geográfico propio de la CENTROSUR (GIS), Bodegas, Sistema de Gestión de Proyectos, entre otros, así como la elaboración de formularios, la migración de los datos, el dimensionamiento del hardware y la coordinación e instalación del sistema de comunicaciones.

Esta unidad deberá contar con el apoyo y participación del personal directivo de la Empresa, pues serán los responsables de la entrega de los recursos necesarios, determinación de las políticas generales a seguirse y en última instancia serán quienes aprueben y den su visto bueno para la implementación de la gestión del mantenimiento.

En forma paralela, el área de capacitación en coordinación con el líder de la unidad de mantenimiento, deberá trabajar en la elaboración de un Plan de Capacitación en el cual se consideren a todos los actores involucrados en el proceso de mantenimiento, para lo cual se sugiere:

- √ Capacitación básica de gestión de activos y mantenimiento, en donde se enfoque acerca de los conceptos generales sobre el tema (tipos de estrategias, tipos de mantenimiento, técnicas, etc.); pues es necesario lograr una estandarización de los términos técnicos utilizados. En esta parte de la capacitación se debe trabajar especialmente con los grupos operativos, personal de ingeniería y grupos administrativos.
- √ Capacitación sobre la definición y elaboración de políticas, estrategias, técnicas de gestión de activos y mantenimiento en empresas de servicio como son el

TPM, RCM, mantenimiento basado en riesgo, mantenimiento basado en la condición y otras técnicas. Esta formación debe estar dirigida al personal de ingeniería y administrativo relacionados con el proceso de mantenimiento.

- √ Capacitación en técnicas de análisis de fallas (AMFE), gerenciamiento de mantenimiento, técnicas de auditoria del mantenimiento e indicadores de gestión. Estos temas deben ser dirigidos al personal de ingeniería que tendrá a su cargo la planificación, ejecución y seguimiento del mantenimiento.
- √ Capacitación sobre los sistemas de gerenciamiento del mantenimiento asistido por computadoras (CMMS), sistemas de gestión de proyectos, estrategias organizativas; indicadores de gestión empresarial, los cuales deberán ser dirigidos al personal directivo y la alta gerencia.

El plan de capacitación deberá tener un carácter sistémico e integral, que considere tanto a personal de ejecución, mandos medios, personal directivo y a la alta gerencia de la CENTROSUR. Se deberá considerar también al personal de contratistas.

4.7 PRESENTACION DE RESULTADOS

En función de la propuesta de priorización del mantenimiento y según los datos consignados en la tabla 3.3, se ha procedido a realizar un análisis de las prioridades ponderadas de mantenimiento de los alimentadores con los diferentes parámetros enunciados en el párrafo anterior y que consideramos son los más relevantes y que deben ser analizados en su conjunto, pues si no se hace estas comparaciones, la decisión de realizar el mantenimiento únicamente en función de la jerarquización propuesta puede no ser la más adecuada.

A continuación a manera de aplicación, analizaremos las diez combinaciones propuestas, aplicadas a los datos más relevantes de los alimentadores de media tensión de la Dirección de Distribución, a fin de tener una idea global de la situación actual de algunos de ellos.

1. Prioridad de mantenimiento Vs. Longitud del alimentador (gráfico 4.2):

Determina en función de la longitud del alimentador, si la prioridad de mantenimiento debe mantenerse o modificarse.

Se presenta la prioridad de mantenimiento vs. la longitud del alimentador, que para el caso del alimentador 421, debería tener una prioridad menor en función de la longitud, si se la considera de una manera aislada. Otro caso por ejemplo es el del alimentador 1421, que en función de su longitud debería tener la mayor prioridad de mantenimiento.

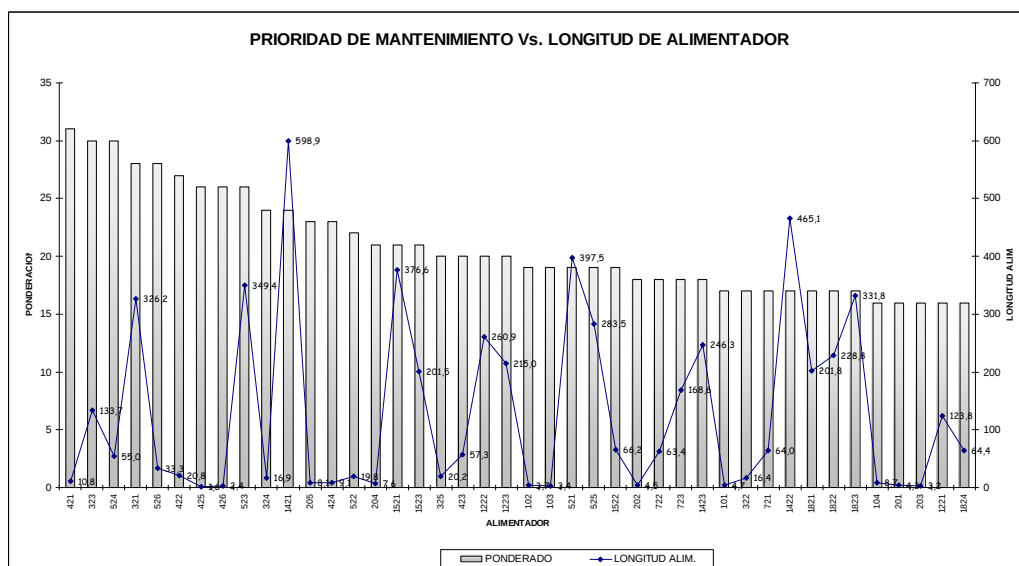


Gráfico 4.2

2. Prioridad de mantenimiento Vs. Demanda del alimentador (gráfico 4.3):

Determina en función de la demanda del alimentador, si la prioridad de mantenimiento debe mantenerse o modificarse.

Analizando la prioridad de mantenimiento versus la demanda máxima por alimentador, para el caso del alimentador 421, si bien la prioridad de mantenimiento no sería la primera, se puede deducir que la misma debería estar en las primeras ubicaciones, no así en lo concerniente al alimentador 1421, el cual tiene una baja demanda a pesar de su gran longitud, lo que determinaría una prioridad de mantenimiento mucho menor.

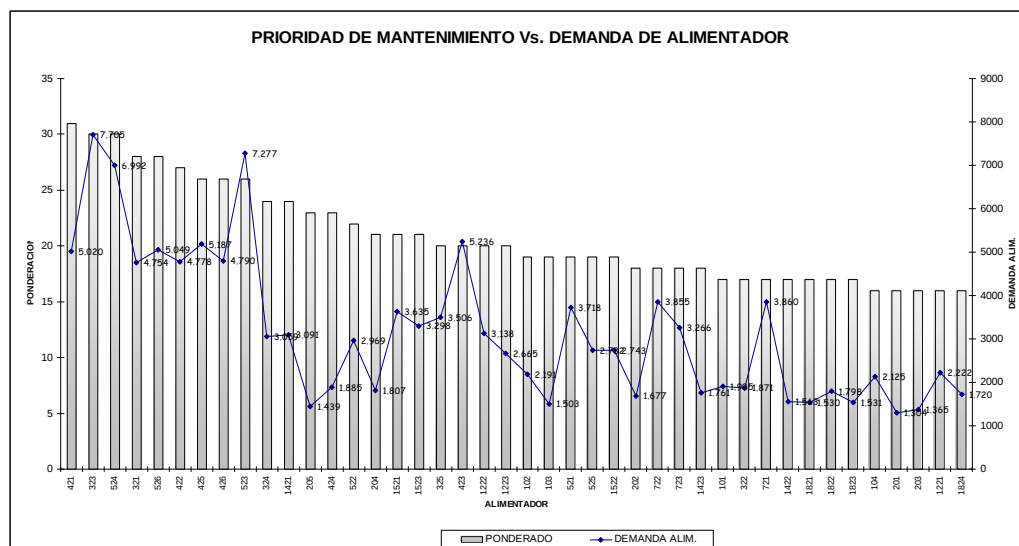


Gráfico 4.3

3. Prioridad de mantenimiento Vs. Energía del alimentador (gráfico 4.4):

Determina en función de la energía del alimentador, si la prioridad de mantenimiento debe mantenerse o modificarse.

Comparando la prioridad de mantenimiento con la energía promedio anual de los alimentadores de media tensión, que para el caso del alimentador 421, debería modificarse su prioridad de intervención, aunque se mantendría en los primeros lugares. En el caso del alimentador 1421 considerando el parámetro energía promedio, su orden de prioridad se modificaría sustancialmente en relación a la propuesta de priorización y a la que tendría en función de la longitud o demanda.

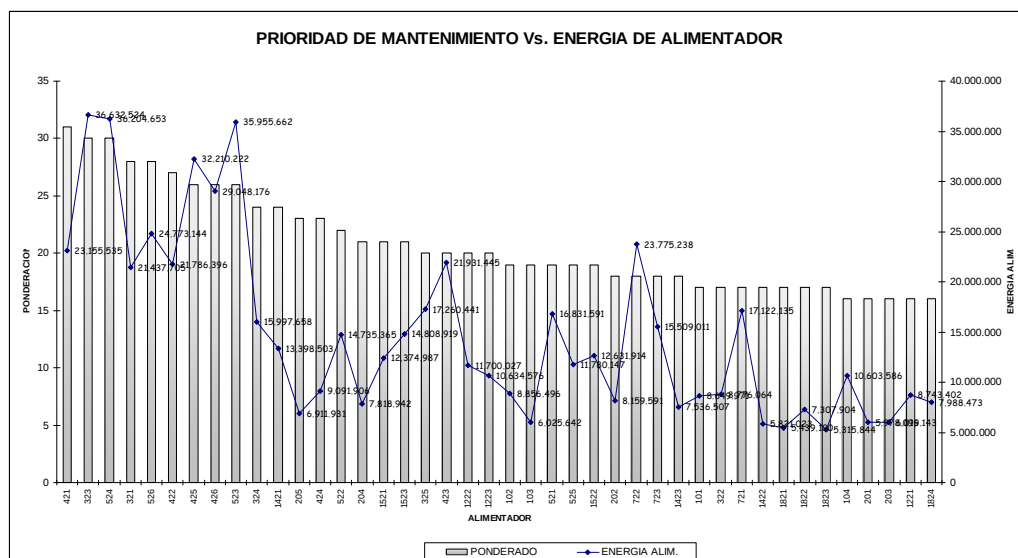


Gráfico 4.4

4. **Prioridad del mantenimiento Vs. Costo de mantenimiento por pérdidas de energía (gráfico 4.5):** Determina en función de la prioridad del mantenimiento, si los costos de las pérdidas de energía en el alimentador están acordes a la importancia que tiene el alimentador.

Este indicador nos permitirá analizar lo efectivo que resulta el costo de mantenimiento para minimizar las pérdidas de energía en los alimentadores, pues puede suceder que a pesar de los recursos empleados, no se obtengan los resultados esperados como en el caso de los alimentadores 1423 y 1822, que superan ampliamente lo que se observa en los alimentadores 421, 422, 202 y 1523 entre otros, en los que los costos de reducir las perdidas, son bastante bajos.

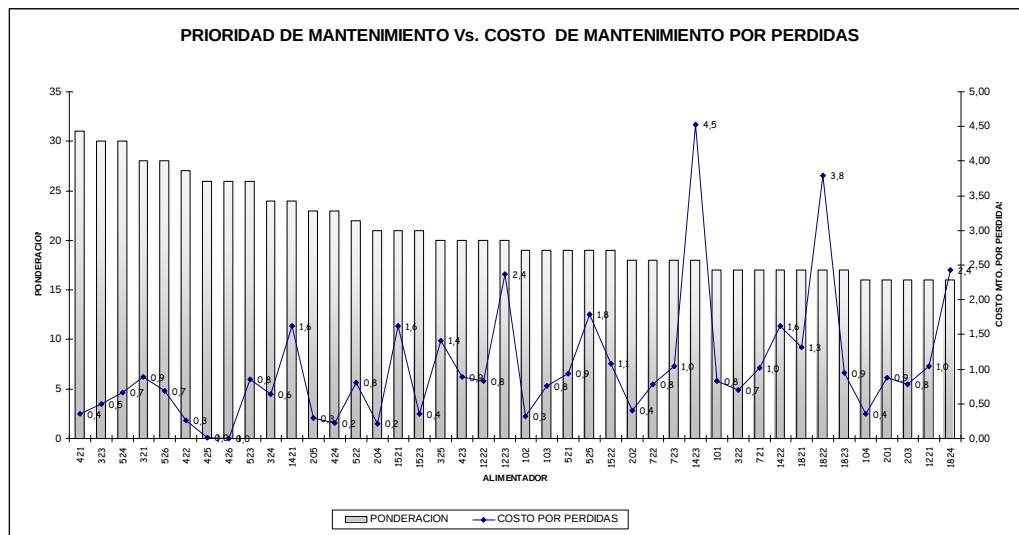


Gráfico 4.5

5. **Prioridad de mantenimiento Vs. TTIK (Gráfico 4.6):** Determina en función del TTIK del alimentador, si la prioridad de mantenimiento debe mantenerse o modificarse.

Podemos observar que existen alimentadores como el 523, 1222, 521, 1823 que requieren una mayor atención o modificación en las estrategias de mantenimiento, pues el tiempo de desconexión que presentan a través del indicador TTIK, podrían ocasionar penalizaciones por parte del ente regulador.

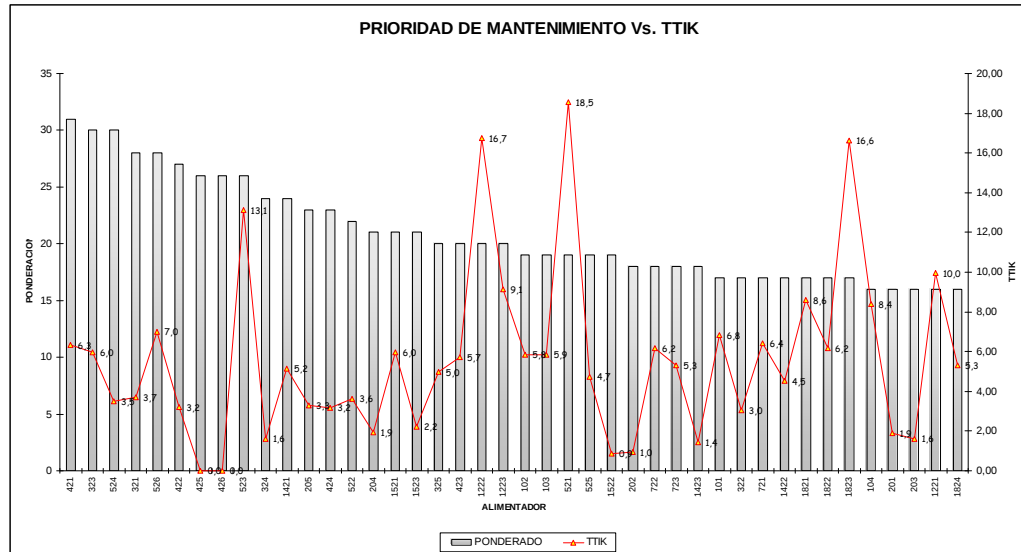


Gráfico 4.6

6. **Prioridad de mantenimiento Vs. FMIK (gráfico 4.7):** Determina en función del FMIK del alimentador, si la prioridad de mantenimiento debe mantenerse o modificarse.

Como en el caso anterior, este indicador nos está mostrando que la frecuencia de desconexión de los alimentadores 523, 1222, 521, 1823 entre otros, deben tener una prioridad de mantenimiento mayor a la propuesta, a fin de mejorar el comportamiento del FMIK.

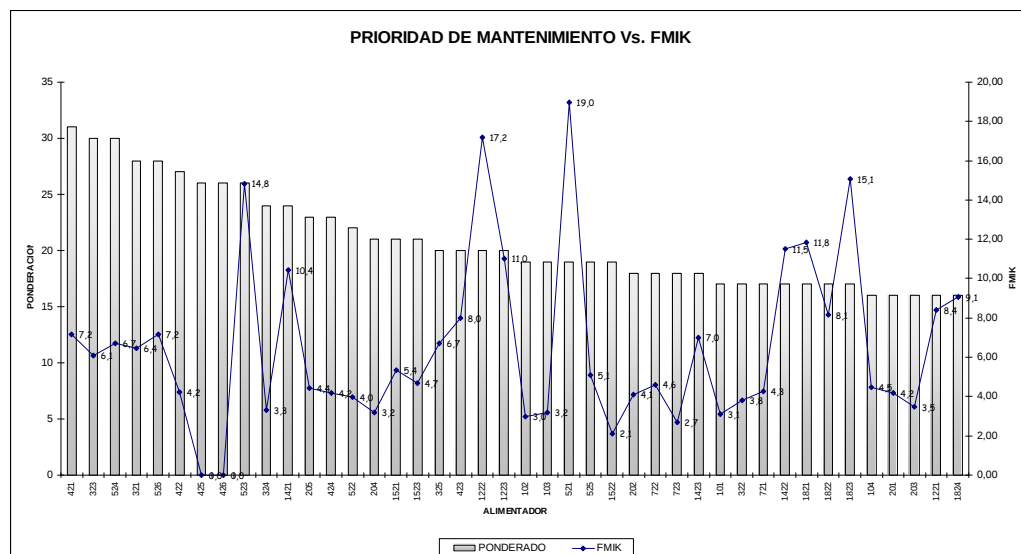


Gráfico 4.7

7. Prioridad de mantenimiento Vs. Costo de mantenimiento (gráfico 4.8):

Determina en función de la prioridad del mantenimiento, si los costos de las actividades de mantenimiento del alimentador están acordes a la importancia que tiene el alimentador.

Analizando los costos de manteniendo que se han tenido, se determina que para el caso de los alimentadores 1222, 1423 y 1822 y de conformidad a la prioridad propuesta, no se estarían obteniendo los resultados esperados, por lo cual se debería revisar si las actividades de mantenimiento no son las adecuadas o si es necesario por ejemplo, un rediseño del alimentador.

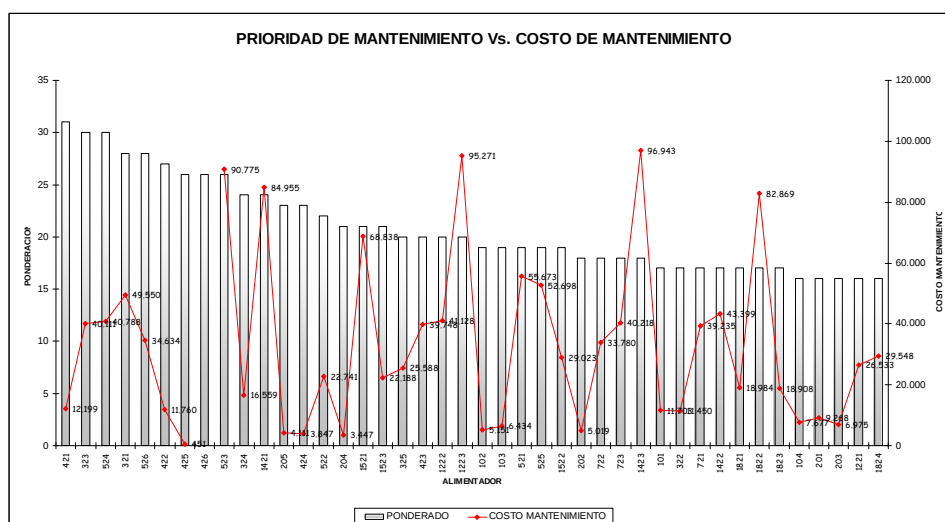


Gráfico 4.8

8. Prioridad de mantenimiento Vs. % pérdidas de energía (gráfico 4.9):

Determina en función de las pérdidas de energía en el alimentador, si la prioridad de mantenimiento debe mantenerse o modificarse.

Al revisar el comportamiento de los alimentadores 1421, 1521, 1523, 1222, 1223, 1422, 1823 y 1221, en lo que respecta a los resultados que se han obtenido por perdidas de energía, se evidencia la necesidad de dar una mayor prioridad de mantenimiento a estos alimentadores, pues para mejorar los resultados de perdidas, podría ser necesario por ejemplo un cambio integral de conductores o una reconfiguración o partición del alimentador.

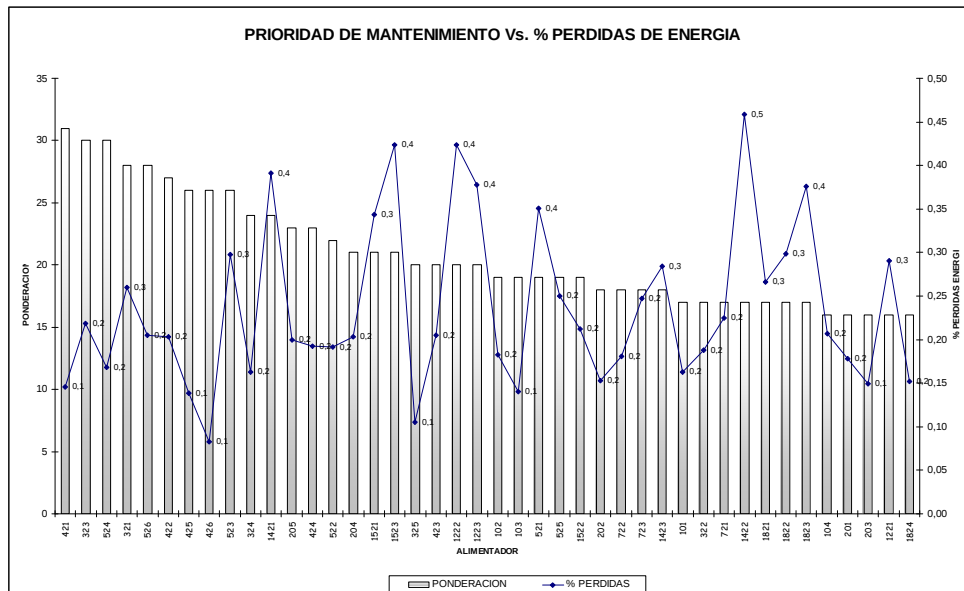


Gráfico 4.9

9. **Costo de mantenimiento Vs. FMIK (considerando prioridad de mantenimiento, gráfico 4.10):** Determina en función del costo de mantenimiento y los resultados obtenidos del TTIK del alimentador, si la prioridad de mantenimiento debe mantenerse o modificarse.

Este indicador nos muestra lo efectivo que han sido los costos de mantenimiento frente al comportamiento de la frecuencia de interrupciones del alimentador, notándose resultados positivos en los alimentadores 1521, 525 y 1423, ocurriendo lo contrario en los alimentadores 421, 422, 1222, 1422 y 1823 entre otros, lo que podría llevar a una revisión del sistema de protecciones y de los equipos de corte y maniobra.

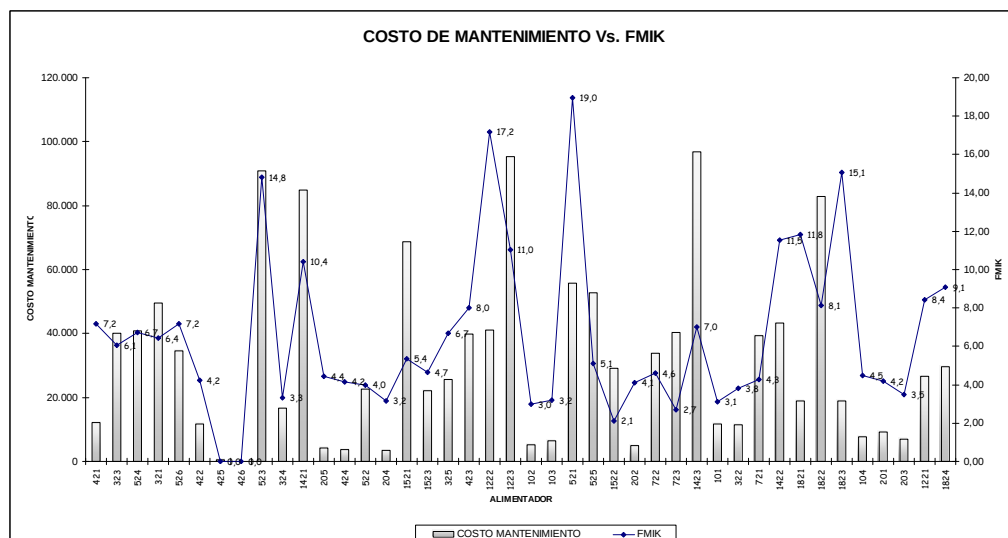


Gráfico 4.10

10. **Costo de mantenimiento Vs. TTIK (considerando prioridad de mantenimiento, gráfico 4.11):** Determina en función del costo de mantenimiento y los resultados obtenidos del TTIK del alimentador, si la prioridad de mantenimiento debe mantenerse o modificarse.

Para el caso del comportamiento de los tiempos de desconexión de los alimentadores en relación con los costos de mantenimiento, podría llevarnos a revisar las políticas de atención de mantenimiento correctivo, o cambiar los procedimientos de ejecución de las actividades de mantenimiento, a fin de disminuir los tiempos de desconexión, y así mejorar el índice TTIK en alimentadores como el 1222, 521, 1823 y 1221.

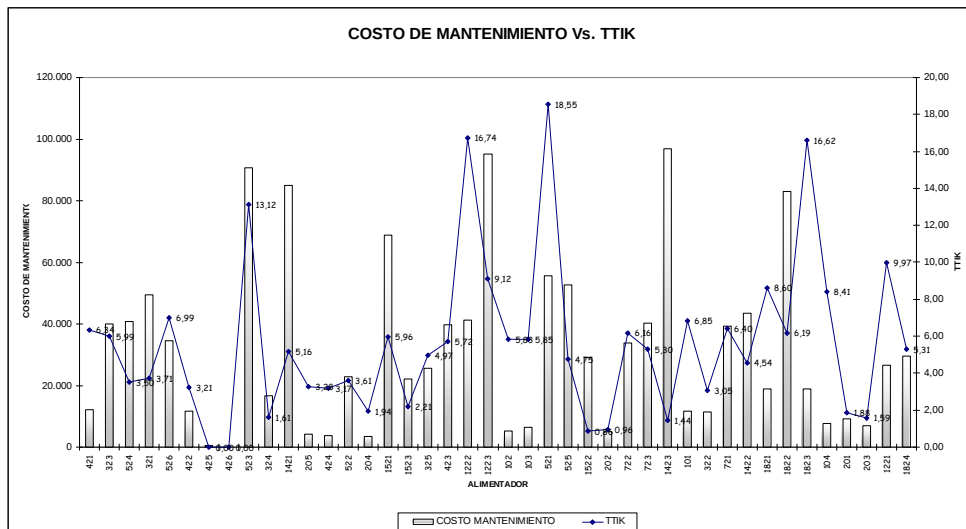


Gráfico 4.11

Los resultados obtenidos anualmente de estos dos últimos indicadores, deberían ser comparados además con una simulación que considere los cargos económicos que por penalización debería cancelar la CENTROSUR a sus usuarios, por el incumplimiento o deterioro de los índices establecidos en la regulación del CONELEC.

Los indicadores antes propuestos son el resultado de la experiencia que hemos adquirido en las actividades de construcción, operación y mantenimiento de sistemas eléctricos de distribución en la CENTROSUR, razón por la que creemos que la

propuesta realizada es de fácil aplicación, entendible para el personal involucrado en el proceso, que toma elementos reales del día a día de las diferentes actividades que se vienen ejecutando y pueden ser replicadas y mejoradas en empresas de similares características.

Esta propuesta de medición de la gestión que aparentemente podría visulaizarse como sencilla, en realidad significa que para aplicarla se debe tener sobre todo una sistematización del mantenimiento y de la información que se va obteniendo, pues de lo contrario se puede caer en asuntos muy subjetivos y que no apuntarían a una eficacia y eficiencia del mantenimiento.

Pese a que existe mucha literatura sobre técnicas de mantenimiento y control de activos a nivel de procesos industriales continuos, en el sector eléctrico nacional no se conocen de experiencias de aplicación a la gestión del mantenimiento como la propuesta, así como tampoco existe información disponible y literatura sobre el tema de gestión del mantenimiento de activos en empresas de distribución de energía eléctrica a nivel de media y baja tensión, en las que se está brindando un servicio y no productos tangibles, lo que hace que este negocio tenga características muy particulares, razón por la que consideramos que este trabajo puede ser el inicio para nuevas aportaciones.

En la aplicación práctica que los autores realizaremos en la CENTROSUR, ya que estamos a cargo del proceso de mantenimiento, se irá modificando, mejorando e incorporando otras experiencias, ya que este es el inicio de la tarea para sistematizar la gestión del mantenimiento. La socialización al interior de la Empresa y del sector eléctrico nacional, nos permitirá conocer de otras experiencias y enriquecer nuestra propuesta, y aun más convertirse en una oportunidad de servicio a otras compañías. La aplicación de la planeación estratégica y los indicadores propuestos deberán contar el apoyo de los directivos de la Empresa y ser soportados por un adecuado sistema informático.

CAPITULO V

5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La gestión del mantenimiento ya no debe ser vista como un gasto, por el contrario es necesario que se lo mire como una inversión que nos permita mejorar la confiabilidad, continuidad y productividad de los activos, especial atención se debe tener en las empresas de servicio eléctrico como es la CENTROSUR, en la que el suministro de energía eléctrica además de afectar a los procesos productivos industriales y comerciales de nuestros clientes, tiene una alta incidencia en el aspecto social, tal es el caso de hospitales, clínicas y centros educativos entre otros.

Adicionalmente las regulaciones del CONELEC, ya establecen límites en los parámetros técnicos que tienen relación con la calidad técnica de suministro de energía, por lo que se podrá incurrir en penalizaciones y compensaciones que se deberán cancelar a los clientes por el incumplimiento de la normativa vigente.

No se debe dejar de considerar que la falta de suministro eléctrico por deficiencias o falta de mantenimiento, significa que la Empresa tenga pérdidas económicas por la no venta de energía eléctrica y el usuario es afectado en sus actividades productivas o en sus bienes personales. De igual manera el exceso de gastos por una inadecuada gestión de mantenimiento, también incide directamente en los resultados financieros y económicos de la Compañía.

Es importante que la gestión del mantenimiento se encuentre alineada con la planeación estratégica de la CENTROSUR, enmarcada dentro de las políticas, metas y objetivos de la Empresa, que sea concebida como un proceso de mejora continua, en el cual se tenga una participación activa e integral de manera sistémica de todas las áreas de la empresa, pues la gestión de mantenimiento no puede seguirse considerando como un proceso aislado con responsabilidad únicamente del área técnica sino debe ser parte de la gestión técnica, administrativa y económica de toda la Compañía.

Una de las primeras actividades que se deberían realizar en la CENTROSUR, es la relacionada a implementar y monitorear las variables asociadas a las actividades del mantenimiento, lo cual posibilitará estandarizar los procedimientos, identificar los puntos críticos, realizar un seguimiento y fijar las políticas que lleven a una mejora continua.

En lo que tiene relación al aspecto económico, al no existir en forma específica una contabilidad de costos para el área de mantenimiento en la actualidad todos los gastos incurridos por este proceso son contabilizados en cuentas presupuestarias generales, con cargo al presupuesto de explotación en los rubros de líneas y redes aéreas, redes subterráneas, subestaciones, estaciones de transformación y equipos de corte y maniobra, sin realizar una diferenciación por alimentador o estructuras específicas de alta, media o baja tensión, a pesar de que en la Empresa se tiene georeferenciado todos los elementos que conforman el sistema de distribución. El rubro de transporte que también es significativo dentro del contexto de mantenimiento es contabilizado en forma general, situación que también sucede con el rubro de mano de obra.

Por lo antes expuesto no es posible identificar con claridad y exactitud las áreas o elementos donde se pueden realizar ahorros u optimización de recursos, por lo que uno de las primeras acciones sería la de trabajar directamente con el área financiera, para determinar el proceso contable que permita contabilizar los costos y gastos de mantenimiento, de tal manera que sean cargados o asignados a cada una de las unidades básicas de mantenimiento. Lo anterior servirá adicionalmente para la determinación de los precios unitarios de mantenimiento para efectos de posibles contrataciones de estas actividades, especialmente de aquellas que son repetitivas y que estratégicamente no son las más importantes dentro de este proceso y que podrían reportar ahorros económicos y de tiempo para la Empresa.

Como hemos mencionado el proceso de mantenimiento es parte de un todo dentro de la Compañía y siendo éste el proceso siguiente al de construcción de obras, es necesario que éste último proceso sea realizado de tal manera que permita que el mantenimiento sea más efectivo y eficiente, mediante la construcción de obras estratégicamente ubicadas junto a las vías o lo más cercanas a ellas, pues esto

permite la realización de labores de mantenimiento con líneas energizadas, mayor agilidad, utilización de equipos especializados, mas facilidad de detección de puntos de fallas y evitar inconvenientes con los usuarios y propietarios de terrenos. Paralelamente se debe trabajar en la revisión y actualización de las técnicas constructivas, de tal forma que se facilite el mantenimiento y se puedan adicionalmente introducir el uso de nuevos materiales y trabajos con líneas energizadas.

También es necesario que en los procesos constructivos se empleen materiales y equipos de la mejor calidad, estandarizados, de fácil sustitución y que provengan de compañías que ofrezcan garantías y servicio de postventa, especialmente para aquellos equipos costosos y que tienen una alta incidencia en la continuidad y calidad de servicio que se debe ofrecer a los usuarios. Permanentemente se deberá revisar, actualizar y mejorar la configuración de la red, así como la instalación y modernización de equipos de corte y maniobra, lo cual permitirá realizar actividades de mantenimiento con mayor confiabilidad y continuidad de servicio.

Otro de los procesos a los que se debe prestar especial atención es el relacionado con la administración de bienes y concretamente con el procedimiento de compras, siendo aconsejable que se realice una adecuada selección y calificación de proveedores, de tal forma que se garantice la calidad de materiales y equipos, así como su entrega oportuna, acciones que redundarán en la gestión de las actividades de mantenimiento. Es recomendable la contratación anticipada de suministros para mantenimiento y su entrega de conformidad a la planificación del mantenimiento, lo cual podría significar un ahorro en manejo y almacenamiento de materiales para la Empresa (Just in time) y una mejor programación y utilización del flujo de caja.

Enmarcados en el proceso de implementación de la calidad, con miras a la certificación en la ISO 9000 que busca la CENTROSUR, se debe poner especial empeño y continuar con la elaboración de un manual de procedimientos para labores de mantenimiento preventivo, correctivo y detectivo, sin dejar de lado el hecho que a futuro se puedan ir implementando nuevos métodos y técnicas de mantenimiento, los cuales deben ser documentados y registrados a fin de que el manual se constituya en una fuente de información, capacitación, entrenamiento y motivación, pues así

lograremos conseguir los objetivos con calidad, eficiencia y eficacia, además de romper los mitos del personal indispensable a través de la socialización del conocimiento. Sin embargo hay que tener claro que el manual de mantenimiento no es un fin, sino solo un medio para alcanzar la mejora continua, el mismo que además deberá ser amigable y de fácil interpretación para todos los usuarios, y debería estar siempre disponible en medios escritos o digitales.

Los procedimientos que consten en el manual, deberán ser desagregados y clasificados en función del grado de importancia y de la complejidad de la actividad específica del mantenimiento que se tiene que realizar, pues habrán actividades que no requerirán de mayor detalle por ser repetitivas y de fácil ejecución. Es necesario puntualizar que para todas las actividades se deberá prestar especial atención en la seguridad industrial, aún en trabajos realizados sin tensión y por supuesto con mayores precauciones cuando se trate de actividades ejecutadas con líneas energizadas.

Uno de los subprocesos a los cuales se debe prestar especial atención, es el relacionado con el medio ambiente, pues las actividades del mantenimiento son generadoras de desechos contaminantes, de materiales y equipos de difícil destrucción, por lo cual dentro de las políticas de gestión, deberá contarse con un asesoramiento y capacitación adecuada del personal, a fin de mitigar el impacto que se pudiese ocasionar, esta recomendación también es válida para el proceso constructivo. Dentro de los planes de mantenimiento se deberá establecer un procedimiento para identificación, manipulación y marcación de materiales o químicos, según el grado de peligrosidad, de manera de establecer un adecuado tratamiento de los diferentes tipos de residuos, siendo conveniente realizar convenios con instituciones que manejan y administran el tema ambiental en nuestra área de concesión.

Los indicadores propuestos pretenden ser una herramienta que ayude al objetivo de mejora continua dentro del proceso de mantenimiento, debiendo la administración definir cuales son los indicadores que deberán ser aplicados inicialmente, sabiendo que su cantidad debe ser limitada, pero que deben servir como un aporte a la estrategia propuesta. Ha sido objetivo de los autores que los indicadores analizados

en el capítulo anterior, sean de fácil interpretación para los usuarios involucrados en este proceso y que además puedan ser medibles, confiables y que a pesar de ser en general perdurables, deberá considerarse su revisión, actualización, modificación o eliminación en el tiempo.

Estimamos que los índices son necesarios, sin embargo no se debe perder de vista que son una herramienta de gestión y no los convirtamos en el objetivo de la gestión del mantenimiento, además no deben ser considerados aisladamente sino se debe tener en cuenta que son parte del contexto general, dentro de la actividad del suministro de energía eléctrica de la CENTROSUR, pues de lo contrario podrían convertirse en un obstáculo o peligro para los fines que se persiguen. Se debe también considerar que los indicadores deberán tener una misma base de comparación, pues de lo contrario se caería en resultados que confundirían y no aportarían con el objetivo planteado.

El proceso de mantenimiento, deberá considerar la auditoría como una de sus actividades que aporten al proceso de mejora continua, al trabajo en equipo y una retroalimentación al proceso en general. Se recomienda la conformación de un comité corporativo y multidisciplinario, que involucre a representantes de todas las áreas que tienen directa o indirectamente relación con el mantenimiento, con la suficiente autoridad para que sus propuestas y recomendaciones sean aplicadas. Creemos necesario destacar que este comité de auditoría deberá ser considerado como un organismo que aporte a la solución de problemas o de mejoras a introducirse y no como un ente ajeno, obstaculizador o represivo dentro de este proceso.

Una de las prácticas a implementar, debería ser la sociabilización de los resultados que se obtienen dentro de la gestión del mantenimiento, como un mecanismo motivador, capacitador y de incentivo al personal, para lo cual dentro de la planificación del mantenimiento, ésta debería definirse como una actividad periódica que permita el involucramiento y compromiso de todos los actores de este proceso.

En las empresas eléctricas del país, aun no existe un manejo integral de la gestión de activos, por lo que sería recomendable realizar un benchmarking en empresas del

sector a nivel latinoamericano y en países más industrializados, en los cuales el manejo de activos y gerenciamiento del mantenimiento está avanzado (EAM: Administración de activos empresariales), con lo cual lograríamos realizar la implementación en la CENTROSUR de una manera más eficaz y eficiente.

Como una conclusión final para la gestión del mantenimiento en la CENTROSUR, creemos indispensable la implementación de un sistema integral informático, que permita realizar la planificación, programación, control y costeo de las actividades de mantenimiento; por lo tanto este software deberá poseer prestaciones técnicas, económicas y administrativas.

La implementación de un sistema computarizado de administración del mantenimiento (CMMS), tiene como ventajas la eliminación de tiempos por demoras debido a trámites burocráticos; facilita la emisión, presentación y emisión de reportes; permite la tabulación y graficación de resultados; se obtienen respuestas más dinámicas a las consultas sobre el histórico del mantenimiento; permite la implementación de la supervisión del comportamiento de equipos; facilita la detección de puntos críticos dentro del sistema; y facilita el intercambio de información con otras áreas de la organización.

Existen algunos aspectos que deben ser considerados, tales como el costo y tiempo para su implementación; la capacitación y entrenamiento al personal involucrado en el proceso; una mayor participación del personal de supervisión de mantenimiento en la evaluación de los datos de entrada y el análisis de los resultados obtenidos; el contar con personal experimentado en análisis de sistemas, aspecto que es fundamental y que puede constituirse en una seria barrera si no se le otorga la debida importancia; y la protección y respaldo de la base de datos de manera permanente.

Estimamos que este programa de gestión integral de mantenimiento, debe contar con módulos que manejen la información y administración de los activos, histórico de los equipos, manejo de ordenes de trabajo, el plan de mantenimiento, control de personal, bodega de repuestos y administración de materiales, consumos de servicios auxiliares, administración de compras, administración del presupuesto, indicadores de gestión, administración de contratos entre otros.

Es necesario considerar que el software debe ser amigable para el usuario, que permita su interacción con los otros programas que tiene la empresa (GIS, inventarios, presupuesto, etc.), debe ser multiusuario, que haya sido probado con éxito, que permita la integración de nuevos módulos, que posea servicio posventa, con una arquitectura que permita accederse a través del Internet o Intranet, entre otras alternativas y prestaciones.

Estimamos que alineados con la estrategia de la CENTROSUR, enfocados en el proceso de mejora continua dentro de la gestión de mantenimiento, lograremos crear una verdadera cultura de servicio a nuestros clientes con la mayor eficiencia y productividad, respetando y cuidando el medio ambiente.

En resumen podríamos concluir que:

ÉXITO: Estrategia + Procesos + Cultura + Medio Ambiente

BIBLIOGRAFIA

- ALLIGAN, James. Reliability Centered Maintenance Workshop, Colombia, 2003
- CHIAVENATO, Idalberto. Introducción a la Teoría General de la Administración. Editorial McGraw Hill. Colombia. 1995
- ESPINOZA ABAD, Jose Luis. Control de Gestión. UDA. 2006
- GAUDINO, Gabriel Angel. Diccionario de términos de mantenimiento, Confiabilidad y calidad, Uruguay 2004.
- GAUDINO, Gabriel Angel. Mantenimiento de Sistemas de Distribución, Comision de Integracion Energetica Regional. Uruguay 2004.
- KNEZEVIC, Jeezdmir. Mantenibilidad. Isdefe. 1996
- KNEZEVIC, Jeezdmir. Mantenimiento. Isdefe. 1996
- LEZANA GARCIA, Emilio. Auditoria del Mantenimiento Industrial. Ecuador. 2003.
- MARI, Manuel. Manual de Gestión de mantenimiento a la medida. GTZ. 2003
- NACHLAS, Joel A. Fiabilidad. Isdefe. 1995
- PARRA MARQUEZ, Carlos. Indices de Mantenimiento. Clapam. 2003
- PEREZ JARAMILLO, Carlos. Costos de Mantenimiento, Ecuador. 2003.
- PEREZ JARAMILLO, Carlos. Reliability Centered Maintenance RCM2, Ecuador. 2003.
- STEINER, George. Planeación Estratégica. Editorial CONTINENTAL S.A DE C.V. MEXICO. 1986

DIRECCIONES DE INTERNET

- www.clubdemantenimiento.com.ar
- www.soporteycia.com.co
- www.conmantenimiento.com.mx
- www.science.oas.org
- www.internal.dstm.com.ar
- www.datastrem.net
- www.PRIDE-in-Maintenance.com
- www.sis.siemens.com
- www.conelec.gov.ec
- www.cier.org.uy
- www.centrosur.com.ec

ANEXOS

ANEXO 1

DESCRIPCIÓN DE LA CENTROSUR C.A.³²

La Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. tiene un área de concesión que abarca las provincias de Azuay, Cañar y Morona Santiago, con una cobertura de 28.962 km². Tiene un punto de interconexión con el Sistema Nacional Interconectado – S.N.I., mediante la subestación Cuenca con una capacidad de 100 MVA. Desde este punto parten dos líneas que dan origen a un anillo a 69 KV, que rodea la ciudad de Cuenca, en donde se encuentra la mayor concentración de carga del sistema.

El sistema de subtransmisión opera a dos niveles de tensión: 69 KV y 22 KV. En el sistema eléctrico están inmersos otros agentes: Empresa Eléctrica Azogues, Empresa Electro Generadora del Austro – ELECAUSTRO, Empresa Industrias Guapán, Compañía Ecuatoriana del Caucho, Cartopel, Graiman e Itaipisos, siendo estos cinco últimos, grandes consumidores.

En total existen 19 subestaciones en el sistema. Cinco subestaciones son de ELECAUSTRO de las cuales dos son compartidas con la CENTROSUR. Estas subestaciones están interconectadas entre sí por medio de 26 líneas de subtransmisión, en su mayoría a un nivel de tensión de 69 KV. El anillo lo conforman 4 subestaciones de AT/MT y la subestación Cuenca, que es el punto de interconexión del S.N.I. La longitud total de las 26 líneas del sistema de subtransmisión suman 273 km. Desde la subestación Cuenca sale un sistema radial hacia la zona oriental del área de concesión, con una distancia total de 151 km. que es el sistema radial más largo que posee la Empresa. En las subestaciones existen 21 transformadores de potencia de propiedad de la Empresa con una capacidad total instalada de 170.12/195.62 MVA de capacidad OA/OF.

³² Página WEB CENTROSUR (www.centrosur.com.ec)

El sistema cuenta con 46 alimentadores de los cuales 9 operan a 6,3kV sirviendo al centro histórico de Cuenca, 4 alimentadores a 13,8 KV que sirven a la zona oriental y 33 operando a 22 KV; la longitud total de alimentadores es de 6.384 Km., se encuentran instalados 12.667 transformadores de distribución con una potencia total de 384 MVA; en redes de baja tensión existen 13.430 Km.; están instaladas 61.025 luminarias con una potencia total de 8.891 KW; y, 255.752 clientes en su área de concesión. La demanda máxima del sistema, es de 111 MW, el consumo anual de energía es de 563 GWh – año, valores en los cuales se ha incluido la demanda de la CENTROSUR más los consumidores no regulados atendidos por la Empresa

PLAN ESTRATÉGICO DE LA CENTROSUR 2006 - 2008³³

Misión

“Nuestra Razón de Ser es distribuir y comercializar energía eléctrica y prestar servicios complementarios para satisfacer las expectativas de nuestros clientes actuales y potenciales, generando rentabilidad, sostenibilidad y altos estándares de calidad, comprometidos con la preservación del medio ambiente”.

Visión

“Consolidarnos como una Empresa dinámica, sólida, competitiva, líder en el Sector de Servicios, buscando y desarrollando nuevas unidades de negocio a través de una cultura empresarial basada en el servicio al cliente, el crecimiento del talento humano de su personal y el uso apropiado de la tecnología”.

Valores

- Honestidad
- Responsabilidad
- Orientación al servicio

³³ Plan estratégico de la CENTROSUR aprobado el 26 de Septiembre de 2006.

- Innovación

Objetivos

- Mejorar la rentabilidad y liquidez.
- Mejorar continuamente el servicio al cliente actual y potencial.
- Desarrollar nuevas unidades de negocio.
- Mejorar permanentemente el desarrollo humano de sus trabajadores.

Políticas

Las principales son:

- Enmarcar la gestión de la CENTROSUR en el Plan Estratégico, de acuerdo al cual se definirán los planes y presupuestos anuales.
- Mantener actualizado el plan de manejo ambiental.
- Priorizar las inversiones en función de la relación beneficio - costo mayor a uno.
- Optimizar los costos administrativos y operativos.
- Impulsar la tercerización de servicios, en los casos en que resulte ventajoso para la CENTROSUR.
- Optimizar la expansión y explotación de los activos de la CENTROSUR.
- Orientar la administración mediante un sistema de calidad.
- Brindar a los clientes atención esmerada y oportuna para satisfacer sus requerimientos.
- Propender a la formación y desarrollo integral del personal.
- Remunerar al personal sobre la base del desempeño y el cumplimiento de los objetivos de la CENTROSUR.
- Mantener las mejores relaciones con los proveedores de bienes y servicios.

AREA DE CONCESIÓN



Gráfico A.1

El área de concesión de la CENTROSUR esta conformada por las provincias de Azuay, Cañar y Morona Santiago (Gráfico A.1).

ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL³⁴

La CENTROSUR tiene una estructura de tipo horizontal. Su máximo organismo es La Junta General de Accionistas, conformada por El Fondo de Solidaridad (mayor accionista), los Consejos Provinciales del Azuay, Cañar, y Morona Santiago, las Municipalidades de Cuenca, Sigsig, Santa Isabel, Biblián y Morona y el Centro de Reconversión Económica del Azuay (CREA).

Por delegación de los accionistas, la Administración de la Compañía está encargada al Directorio. La representación Legal de la Compañía le corresponde al Presidente Ejecutivo, quién es el responsable de la gestión económica, administrativa y técnica. Dependiente de la Presidencia Ejecutiva a nivel de Staff está la Dirección de Asesoría Legal, Dirección de Planificación, Auditoría Interna, Secretaría General y

³⁴ Plan estratégico de la CENTROSUR aprobado el 26 de Septiembre de 2006

Relaciones Públicas y como órganos de ejecución las Direcciones de Distribución, Comercialización, Administrativo Financiero y Morona Santiago, según el siguiente organigrama (Gráfico A.2):

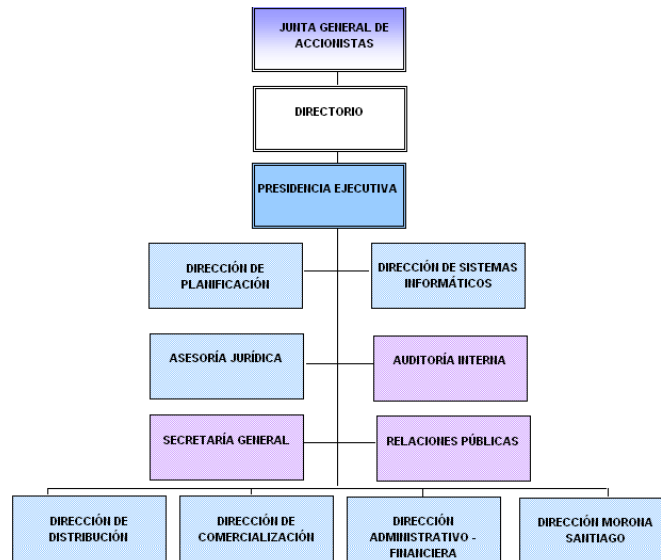


Gráfico A.2

En la Dirección de Distribución se realizan los procesos de operación y mantenimiento de las redes de alta, media y baja tensión de las provincias de Azuay y Cañar ; y es donde enfocaremos el presente estudio.

La responsabilidad de las actividades de operación y mantenimiento en media tensión, baja tensión, alumbrado público y sistemas de medición comercial se encuentran a cargo de 3 departamentos de distribución que atienden a igual número de zonas geográficas. Cada una de las zonas realizan las actividades de mantenimiento predictivo (termografía), preventivo y correctivo. A nivel de alta tensión el mantenimiento está a cargo del departamento de subestaciones y líneas. El mantenimiento correctivo en el cantón Cuenca lo realiza el departamento de Supervisión y Operación.

La Dirección de Morona Santiago realiza similares actividades de mantenimiento en la provincia de Morona Santiago.

PROCESOS PRINCIPALES DE LA CENTROSUR³⁵

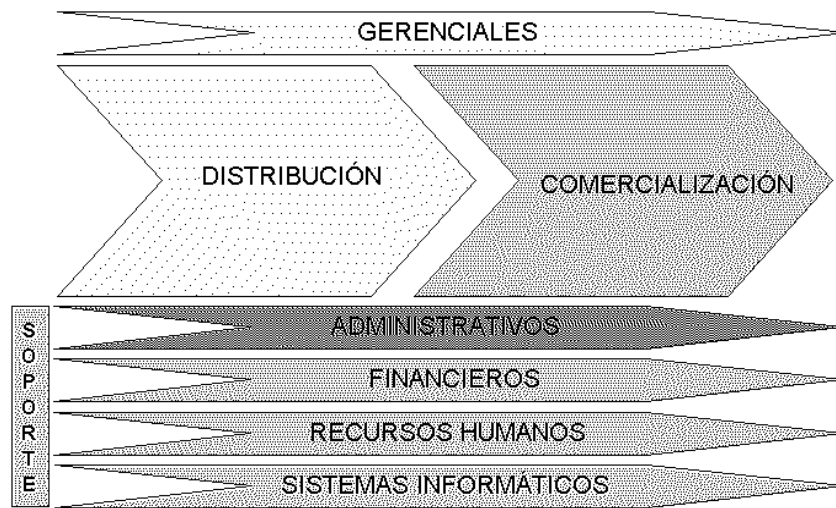


Gráfico A.3

Como se muestra en el Gráfico A.3, en la CENTROSUR existen dos procesos principales que son Distribución y Comercialización, soportados por los procesos Gerenciales, Administrativos, Financieros, Recursos Humanos y Sistemas Informáticos.

Procesos de Distribución

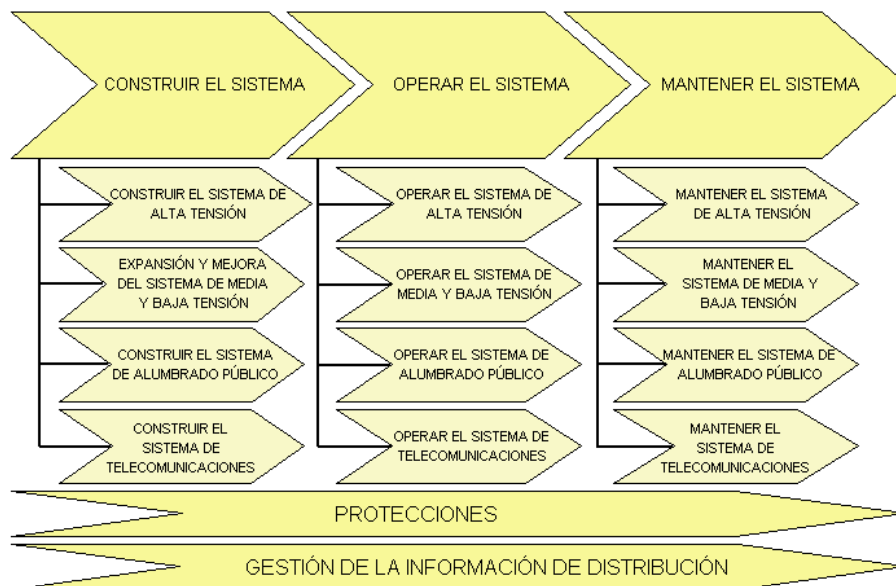


Gráfico A.4

³⁵ Manual de Procesos de la CENTROSUR

Los subprocesos de Distribución, se muestran en el Gráfico A.4 y se encuentran soportadas por los subprocesos de Protecciones y Gestión de la Información de distribución. El subproceso de Mantenimiento abarca las actividades en los equipos y redes de Alta, Media y Baja Tensión, así como Alumbrado público y Telecomunicaciones.

Anexo 3: Solicitud de egreso a bodega

R-146

Genera Orden

EMPRESA ELECTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A. TOrde JUGALDE

Bodega 1 BODEGA MONAY **SubBodega** 21 BAJAS ACOMETIDAS NUEVA

Solicitud No. 311 **Fecha** 28/08/2002 **Documento** AG **#.Doc** 7

Dirección DIDIS DIRECCION DE DISTRIBUCION **No. Dirección** 0

Solicita MCASTILLO CASTILLO ESCANDON MILTON RAUL **Ordenado por** 0101098663 JUGALDE DELGADO JUAN HERNANE

Observaciones MATERIAL Y MEDIDORES RETIRADOS POR PERSONAL DE LA AGENCIA GUALACEO DE SU AREA.

Movimiento IN INGRESO **Mov.Detallado** RO REINGRESO DE OBRA

Fecha de Orden 29/10/04 **Orden #** 0

Observaciones

Bodega destino 0 **SubBodega destino** 0

#	Gru	Cla	Tij	Es	EspDesLa	Unidad	Solicitado	Ordenado	Stock Disp	Cor
1	1	8	14	14	CONDUCTOR DUPLEX CABLEADO DE ALUMINIO TIPO	METROS	676,00	676,00	267863,02	N
2	1	8	9	12	CONDUCTOR AISLADO CABLEADO DE COBRE TIPO TSI	METROS	263,00	263,00	28824,81	N
3	1	8	9	72	CONDUCTOR AISLADO CABLEADO DE COBRE TIPO TSI	METROS	41,00	41,00	17771,78	N
4	4	95	3	17	CONT. ENERG ACTIVA M2H 120V 1T 15(100)A 60H	PIEZAS	20,00	20,00	1320,00	N
5	4	95	13	17	CONT. ENERG ACTIVA M3H 120/240V 1T 15(60)A	PIEZAS	1,00	1,00	315,00	N
0	0	0	0	0			0,00	0,00	0,00	

Modificar

Anexo 4: Orden de trabajo para mantenimiento preventivo R-53

		ORDEN DE TRABAJO MANTENIMIENTO PREVENTIVO		CODIGO R.DIDIS.53	
1.- Datos generales		Alimentador		No.	
Fecha/ Elaboración 27-feb-08		Parroquia			
Dirección / Ubicación		Medidor			
Cliente					
Descripción de trabajo					
2.- Datos para ejecutor					
Solicitud a bodega N°		Fecha ejecución			
Zona o Agencia		Grupo o Contratista			
Trabajos a ejecutar (resumen): 					
3.- Reporte					
Tiempo de ejecución H		Nivel de tensión maniobras MT		L/E	
Fecha (dd/mm/aa)		BT		Otro	
Maniobras realizadas (pasos elementales): 					
Materiales adicionales: 					
Observaciones: 					
Trabajo ejecutado: 					
Auxiliar		Ejecutor		Ing. Responsable	
Nota: Devolver documento inmediatamente al final del trabajo					