



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD Y COMPUTACIÓN

TESIS DE GRADO

Previo a la obtención del título de:

**Ingeniero en Electricidad
Especialización Potencia**

TEMA

**“PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN DE
UN SISTEMA CENTRALIZADO DE
MEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN
EL CANTÓN YAGUACHI”**

Presentada por:

Víctor Olegario Acosta Villacís

Guayaquil - Ecuador

2005

DEDICATORIA

A MIS PADRES

A MIS HIJOS

A MIS HERMANOS

V.A.V.

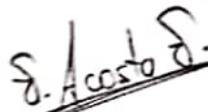
AGRADECIMIENTO

A todas las personas que de uno u otro modo colaboraron en la realización de este trabajo y especialmente a mis padres e hijos por su paciencia y apoyo constante.

V.A.V.

DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad de este proyecto de tesis de grado, me corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL".

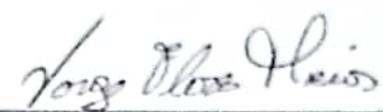


Víctor Acosta Villacís

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



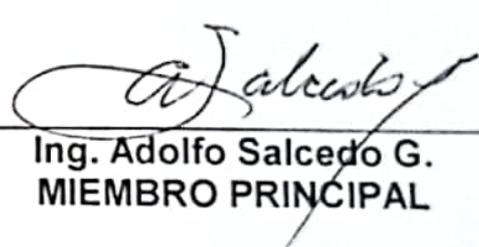
Ing. Miguel Yapur A.
SUB-DECANO DE LA FIEC



Ing. Jorge Flores M.
DIRECTOR DE TESIS



Ing. Alberto Tama F.
MIEMBRO PRINCIPAL



Ing. Adolfo Salcedo G.
MIEMBRO PRINCIPAL

RESUMEN

La presente tesis tiene por objeto el desarrollo de un proyecto de reducción de pérdidas no técnicas de energía eléctrica de una Empresa Eléctrica de Distribución aplicado a la Empresa Eléctrica Milagro C.A.

Para efecto del desarrollo de la misma, se escogió una población urbano-marginal del área de concesión de la EEMCA como es el cantón Yaguachi, la cual es una de las zonas más conflictivas por su alto índice del hurto de energía.

El estudio consta de varios capítulos plenamente identificados en tres partes dentro del desarrollo del mismo. La primera parte se refiere a la situación actual de la Empresa con respecto a sus pérdidas de energía. Esta etapa comprende los capítulos 1, 2 y 3, en donde se explica el objetivo del estudio, las características propias de la Empresa y el diagnóstico de sus pérdidas negras con respecto a los índices permitidos y comparadas con el resto de Empresas distribuidoras del País.

La segunda parte presenta la formulación y evaluación del problema enfocado a la cuantificación real *Sin* el proyecto y *Con* el proyecto a implementarse, los cuales comprenden el capítulo 5 y 6. Complementario a estos capítulos y para dar un tratamiento especial al desarrollo del proyecto se ha considerado tratar la parte legal del mismo desde el punto de vista eléctrico y de defensa del consumidor tratado en el capítulo 4. El tratamiento legal en el ámbito eléctrico es de mucha importancia debido a que, sin la aceptación previa de los organismos de control, será imposible la continuidad del proyecto.

La tercera parte abarca la implementación del proyecto realizados por ruta considerando un grupo de actividades que deben ser evaluadas en el tiempo para determinar el período óptimo de duración del proyecto. El presupuesto, el recurso humano y la programación de la construcción son partes muy

importantes para el desarrollo del proyecto. Finalmente para controlar el avance de obra del proyecto y a la vez para determinar el tiempo destinado para cada tarea, se procede a la elaboración de un diagrama de barras o de Gann. Este diagrama permite controlar las actividades y establecer plazos para el inicio y término de las diferentes obras.

El presente trabajo busca de manera definitiva la elaboración de un proyecto para contrarrestar y eventualmente erradicar un mal que agobia a una población del País. No constan detalles de curvas específicas de avance ni tampoco análisis probabilísticos de culminación de obras. La implementación de proyectos de distribución no requieren de análisis de este tipo, requieren que se ejecuten de manera Urgente.

**PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN DE UN SISTEMA CENTRALIZADO DE
MEDICIÓN DE ENERGIA ELÉCTRICA EN EL CANTON YAGUACHI.**

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	I
INDICE GENERAL.....	III
INDICE DE TABLAS.....	IV
INDICE DE PLANOS.....	V
INTRODUCCIÓN.....	1
I. ASPECTOS GENERALES	
1.1. Objetivos.....	4
1.2. Procedimiento a seguirse.....	5
II. ETAPA CONCEPTUAL	
2.1. Introducción a las Pérdidas de Energía Eléctrica.....	7
2.2. Definiciones.....	11
III. ANALISIS DE PERDIDAS DE ENERGIA ELECTRICA DE LA EMPRESA ELECTRICA MILAGRO C.A.	
3.1. Característica general de la Empresa.....	26
3.2. Revisión de las Pérdidas de energía eléctrica de la EEMCA.....	35
IV. CONSIDERACIONES LEGALES DEL PROYECTO	
4.1. Importancia del Marco Legal de Aplicación.....	45
4.2. Aplicación del proyecto versus la parte legal del mismo.....	71
4.3. Evaluación final de la legislación del proyecto.....	74
V. FORMULACION Y EVALUACIÓN ECONOMICA DEL PROYECTO	
5.1. Definición del Problema.....	77
5.2. Propuesta de Solución al Problema.....	85
5.3. Justificación y Evaluación Económica.....	91
VI. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO A IMPLEMENTARSE	
6.1. Aspectos generales.....	115
6.2. Consideraciones eléctricas.....	116
6.3. Descripción de los equipos del sistema centralizado.....	128
6.4. Etapa de construcción.....	129
6.5. Etapa de financiamiento.....	168

VII. PROGRAMACIÓN DE LA CONSTRUCCIÓN

7.1.	Descripción general de la etapa de construcción.....	175
7.2.	Interrupción del servicio eléctrico a los clientes.....	177
7.3.	Proceso a seguir en la programación de obras.....	177
7.4.	Consideraciones previas a la implementación del sistema.....	179
7.5.	Actividades a realizar en la construcción.....	180
7.6.	Estimación de tiempos para actividad en cada sector.....	181
7.7.	Distribución del sistema de medición centralizada en toda el área a ser implementado.....	188
7.8.	Restricciones y criterios de optimización.....	207
7.9.	Asignación de recursos a cada sector.....	208
7.10.	Secuencia de tiempos por actividad y por sector.....	218
7.11.	Evaluación de resultados finales de acuerdo a diagrama de barras.....	226

VIII. CONTROL Y EVALUACIÓN DEL PROYECTO

8.1.	Control de proyectos.....	227
8.2.	Revisión periódica del proyecto durante la construcción.....	228
8.3.	Imprevistos durante la construcción.....	230
8.4.	Fiscalización final del proyecto.....	231
8.5.	Beneficios esperados del proyecto.....	232

CONCLUSIONES.....

RECOMENDACIONES.....

ANEXOS.....

BIBLIOGRAFÍA.....

INDICE DE TABLAS

	Pag.
Tabla No. 2-1 Nivel Referencial de Pérdidas Eléctricas.....	25
Tabla No. 3-1 Cantones y Parroquias del Área de Concesión.....	28
Tabla No. 3-2 Tarifas de Usuarios por Nivel de Tensión.....	30
Tabla No. 3-3 Cuadro de Distribución de Frecuencia a Octubre 2004.....	31
Tabla No. 3-4 Proyección de las Demandas Anuales de Energía y Potencia Máxima en Barras de Entrega del S.N.I.....	32
Tabla No. 3-5 Proyección Anual de Usuarios.....	34
Tabla No. 3-6 Evolución de Pérdidas energía EEMCA Período 1998-2003..	36
Tabla No. 3-7 Perjuicio Económico Ocasionado a la EEMCA Producto de las Pérdidas de Energía.....	37
Tabla No. 3-8 Pérdidas Técnicas de Energía de la EEMCA a 2004.....	39
Tabla No. 3-9 Balance de Energía EEMCA 2004.....	40
Tabla No.3-10 Participación Porcentual de las Pérdidas Totales.....	41
Tabla No.3-11 Pérdidas de Energía por Empresa Distribuidora en El Primer Semestre del 2004.....	43
Tabla No.3-12 Clasificación de Empresas Distribuidoras por Su Porcentaje de Pérdidas Totales.....	44
Tabla No. 5-1 Déficit de Facturación Global Para Octubre 2005.....	79
Tabla No. 5-2 Descomposición de Pérdidas de Alimentador Yaguachi.....	80
Tabla No. 5-3 Descomposición Porcentual de Pérdidas No Técnicas.....	81
Tabla No. 5-4 Pérdidas Energía No Técnicas de Yaguachi Octubre 2004....	81
Tabla No. 5-5 Censo de Medidores y Usuarios en Yaguachi Febrero 2004.	83
Tabla No. 5-6 Consumo Mensual de Energía de los Usuarios en Estudio..	85
Tabla No. 5-7 Costo por Cliente del Sistema de Medición Centralizada Para la Ciudad de Yaguachi.....	90
Tabla No. 5-8 Cartera Vencida de Yaguachi Febrero 2004.....	96
Tabla No. 5-9 Cuantificación de Pérdidas Energía por Clase de Infracción..	100
Tabla No.5-10 Perjuicio Económico por Pérdidas en Ciudad de Yaguachi...	101
Tabla No.5-11 Desglose de Costos del Proceso Comercialización en la Ciudad de Yaguachi.....	103
Tabla No.5-12 Costo DE Operación Actual del Proceso de Comercialización en la Ciudad de Yaguachi.....	103
Tabla No.5-13 Inversión del Sistema Centralizado.....	106
Tabla No.5-14 Costos de Comercialización del Sistema Centralizado.....	107
Tabla No.5-15 Costos de Operación del Proceso de Comercialización con El SMC en la Ciudad de Yaguachi.....	107

Tabla No.5-16 Cuadro Comparativo del Costo de Operación <i>Con y Sin El</i> Proyecto del SMC.....	108
Tabla No.5-17 Beneficio Anual por Energía del Sistema Centralizado de Medición.....	109
Tabla No.5-18 Beneficio Único : Año 1.....	109
Tabla No.5-19 Parámetros Económicos del Sistema Centralizado.....	111
Tabla No.7-1 Evaluación de Costos por Ruta – Ruta 1.....	210
Tabla No.7-2 Evaluación de Costos por Ruta – Ruta 2.....	211
Tabla No.7-3 Evaluación de Costos por Ruta – Ruta 3.....	212
Tabla No.7-4 Evaluación de Costos por Ruta – Ruta 4.....	213
Tabla No.7-5 Evaluación de Costos por Ruta – Ruta 5.....	214
Tabla No.7-6 Evaluación de Costos por Ruta – Ruta 6.....	215
Tabla No.7-7 Evaluación de Costos por Ruta – Ruta 7.....	216
Tabla No.7-8 Resumen de Costos por Sector.....	217

INDICE DE PLANOS

Plano Actual Red de Alta Tensión de la Ciudad Yaguachi.
Plano Proyectado Con SMC Red de Alta Tensión de la Ciudad Yaguachi.
Plano de Red Secundaria Proyectada de la Ruta 1 de Yaguachi
Plano de Red Secundaria Proyectada de la Ruta 2 de Yaguachi
Plano de Red Secundaria Proyectada de la Ruta 3 de Yaguachi
Plano de Red Secundaria Proyectada de la Ruta 4 de Yaguachi
Plano de Red Secundaria Proyectada de la Ruta 5 de Yaguachi
Plano de Red Secundaria Proyectada de la Ruta 6 de Yaguachi
Plano de Red Secundaria Proyectada de la Ruta 7 de Yaguachi
Plano de Comunicación de CS de la Ruta 1 de Yaguachi
Plano de Comunicación de CS de la Ruta 2 de Yaguachi
Plano de Comunicación de CS de la Ruta 3 de Yaguachi
Plano de Comunicación de CS de la Ruta 4 de Yaguachi
Plano de Comunicación de CS de la Ruta 5 de Yaguachi
Plano de Comunicación de CS de la Ruta 6 de Yaguachi
Plano de Comunicación de CS de la Ruta 7 de Yaguachi

INTRODUCCIÓN

Para efectos legales y contractuales se declara la energía eléctrica un bien estratégico, con los alcances para efecto de los problemas económicos contemplados en el Código Civil, sin embargo, al no existir una regulación clara y leyes drásticas que castiguen al infractor por el uso indebido de dicho bien y sumados al alto costo de la energía, existe en nuestro País elevados índices de pérdidas de energía producto del fraude y hurto indiscriminado, el mismo que bordea el 25% del total de energía vendida a las Empresas Distribuidoras del País.

Entre las principales causas de ineficiencia de las Empresas Eléctricas de Distribución están las elevadas pérdidas no técnicas de energía que se han incrementado en forma sostenida desde hace algunos años. Este grave inconveniente, conlleva a un mayor endeudamiento por parte de las mismas con las Generadoras, reflejándose en sus estados financieros.

Las estrategias políticas del gobierno apuntan a una privatización o administración extranjera de las Empresas Eléctricas de Distribución para que éstas dejen de ser subsidiadas por el Estado y se conviertan en Empresas competitivas y de excelencia. De esta forma se tendrá la convicción de dar un mejor servicio y definitivamente hacer atractivo el sector eléctrico a la inversión extranjera. Además que se trata de eliminar el ingente aparato burocrático que manejan estas Empresas.

Sindicatos, contratos colectivos “muy generosos”, indemnizaciones millonarias y malos administradores, son las principales causas de la crítica situación por la que atraviesan las Empresas Eléctricas de nuestro País. Esto causa un gran perjuicio al Estado, ya que, aparte de la deuda que mantienen por compra de energía con las Generadoras, deben cumplir compromisos, tanto internos, con

sus trabajadores para poder mantener la “estabilidad” de la Empresa; como externos, con políticos de turno.

Al privatizar estas empresas se conseguirá emprender una verdadera reestructuración de las mismas en todas sus áreas o departamentos y elaborar planes de trabajo que propendan al normal desenvolvimiento de éstas con políticas claras y sin ningún tipo de trabas que entorpezcan su funcionamiento y eficiencia.

La reducción de personal, manteniendo únicamente el debidamente preparado y eliminando puestos innecesarios, contratando los servicios de profesionales con experiencia en las diferentes áreas de control y facturación, a la vez que implantar nuevos modelos de facturación y recaudación serán algunos de los pasos que deberán tomar los nuevos dueños de estas empresas.

El Consejo Nacional de Modernización (CONAM) es el ente estatal encargado de la venta de las Empresas Eléctricas de Distribución. Para poder vender estas empresas se necesitan establecer políticas claras de inversión y de un sinceramiento de las tarifas eléctricas. Será necesario entonces, revisar y reformar el pliego tarifario vigente, establecer tarifas diferenciadas y cambiar los valores por subsidio. Sin embargo, la situación económica por la que atraviesa el país hace imposible establecer valores reales de las tarifas. No se trata de fijar tarifas reales y nada más. La realidad es otra.

Para mejorar la situación de las Empresas Eléctricas se requiere realizar evaluaciones que determinen el estado actual de las mismas. Es decir, se necesita hacer un diagnóstico íntegro de todas las Empresas encargadas de la distribución para poder darles un tratamiento específico a cada una y así hacerlas atractivas al mercado extranjero.

El éxito en la modernización de las Empresas Eléctricas dependerá de la implementación de equipos y procedimientos que reduzcan la brecha entre los

Kilovatios-hora adquiridos por las Empresas de Distribución, los Kilovatios-hora facturados y su recaudación correspondiente.

La presente tesis aborda temas relacionados con la implementación de un moderno sistema de medición, distribución y comercialización sobre las bases de un análisis costo-beneficio, con el fin de aplicarlo en una población del área de concesión de una Empresa Distribuidora de energía eléctrica con el fin de optimizar todo el proceso concerniente a la prestación de servicio y comercialización de la misma, esto es un **SISTEMA CENTRALIZADO DE MEDICIÓN ELECTRÓNICA**.

Finalmente, el presente trabajo pretende presentar un punto de partida para implantar futuros proyectos que permitan la reducción de pérdidas de energía eléctrica, y así proponer al país tarifas eléctricas competitivas necesarias en un mundo globalizado.

CAPITULO I

ASPECTOS GENERALES

1.1. OBJETIVOS

El presente trabajo tiene por objetivo presentar un proyecto para la reducción de pérdidas no técnicas en un área urbano-marginal del área de concesión de la Empresa Eléctrica Milagro C.A., específicamente el Cantón Yaguachi. A través de este proyecto se tratará de minimizar todas las infracciones que se dan en estos sectores. Conexiones directas sin medidor, conexiones directas por medidor cortado, alteraciones en el medidor y desvío de la energía entregada entre otra metodologías de fraude, serán algunas de las infracciones que deberán ser eliminadas.

Como resultado de la aplicación de este proyecto, mejoraría la recaudación de la facturación. Se busca aumentar el ingreso neto de la Empresa por medio de la facturación de los consumos no registrados de los usuarios directos. Es lógico que lo facturado por consumo, se lo pueda cobrar y se dice cobrar porque en los actuales momentos el cobro del servicio es muy difícil ya que la Empresa depende de la voluntad y la economía del cliente originando una enorme cartera vencida en las Empresas Distribuidoras del País.

Es por eso que se busca un procedimiento que tenga un mecanismo de presión para el cobro de las planillas de consumo de energía eléctrica.

Para lograr este incremento en la facturación y en la recaudación será necesario invertir en procedimientos como el que se presenta en este proyecto con el fin de lograr ambos objetivos. Sin embargo, desde todo punto de vista, será conveniente hacer esta inversión ya que, de no hacerlo, se incrementaría el nivel de pérdidas de la Empresa, y el déficit por la compra de energía, ocasionando de esta manera, la pérdida de comercialización de nuevos clientes y la facturación adicional de clientes que hurtan o roban la energía de alguna forma.

1.2. PROCEDIMIENTO A SEGUIRSE

Para llegar a definir la implementación del proyecto encaminado a la reducción de pérdidas de energía, es necesario, definir la metodología a seguir desde el comienzo hasta la puesta en marcha del proyecto.

Dentro de la metodología propuesta, se considera la división de la tesis en tres partes para una mejor presentación recopilado en un total de 8 capítulos.

Primera Parte

Esta sección comprende la parte conceptual muy general y breve sobre la historia de la Empresa Eléctrica Milagro C.A. motivo de estudio. Luego se analiza la situación de la Empresa de una manera muy superficial tomando en consideración valores estadísticos propios de la misma y evaluando parámetros administrativos y operacional de campo.

Se realiza un análisis de la pérdidas técnicas y no técnicas actualizadas al año 2004 y su respectiva valoración monetaria. Se presenta una lista con los diferentes tipos de usuarios existentes y una proyección futura.

Adicionalmente se identifica las distintas causas que originan pérdidas económicas debido a las infracciones cometidas por los usuarios y

debido a fallas que se dan en la parte comercial principalmente en la facturación.

Para los diferentes tipos de usuarios se plantean alternativas de solución en lo concerniente a la medición de energía eléctrica.

Segunda Parte

Esta etapa comprende la parte medular de la tesis ya que se escoge el área de estudio, ofreciendo una descripción y evaluación de la misma en forma más objetiva; presentando un análisis de costo-beneficio del proyecto expuesto para cumplir el objetivo planteado.

Luego se presenta una descripción detallada del proyecto, indicando las características, ventajas y desventajas del Sistema a implementarse y los requerimientos necesarios para su ejecución realizando una planificación previa a su implementación.

Tercera Parte

La última parte de la tesis presenta la programación de la construcción asignando los recursos y el tiempo necesario para su realización a través de cuadros y diagramas de avances de obra. Es decir, se diseña un cronograma de todas las actividades con sus respectivos tiempos.

El control y evaluación del proyecto se describe en su capítulo final. La revisión del proyecto y los inconvenientes más comunes durante la construcción así como la política de fiscalización del mismo serán analizados en este capítulo.

CAPITULO II

ETAPA CONCEPTUAL

2.1. INTRODUCCIÓN A LAS PERDIDAS DE ENERGIA ELÉCTRICA.

La modernización del sector eléctrico en el país lleva a las Empresas Distribuidoras de energía eléctrica a buscar un desarrollo integral en todas sus áreas. De este modo podrán cubrir sus déficit y a la vez atender futuras inversiones para cubrir el crecimiento de su demanda eléctrica.

Un medio de generación de fondos internos, es el implementar alternativas que permitan enmarcar la facturación de su energía disponible en niveles aceptables. Esto será un determinante para la eficiencia técnica, administrativa y comercial de la Empresa.

Uno de los parámetros que permite evaluar la eficiencia de una Empresa Eléctrica es el nivel de sus pérdidas. Ya que del valor y composición de éstas, dependerá la necesidad de realizar inversiones en su sistema eléctrico.

2.1.1. Significado de Tener Pérdidas Eléctricas.

La realidad de los últimos años ha puesto en evidencia que la poca inversión en los sistemas de distribución y comercialización de energía eléctrica, conducen a un deterioro de la calidad del servicio que se presta; Y esto es uno de los factores que más ha contribuido al incremento de la pérdidas.

El incremento del índice de pérdidas de energía , representa para la Empresa:

- Mayor pago por la compra de energía y del transporte de ésta a través del sistema de transmisión.
- Disminución del período de vida útil de la infraestructura eléctrica (redes e instalaciones), obligando esto a fuertes inversiones tanto en renovación como en ampliación.
- Menores planes de expansión y reposición , entre otros.

2.1.2. Principales Factores para el Aumento de Pérdidas Eléctricas

Entre los principales factores que inciden en el incremento innecesario de las pérdidas eléctricas en una Empresa Distribuidora, se puede citar:

- El aumento de las tarifas.
- La situación económica de un País en un determinado momento.
- La vulnerabilidad de las redes para el robo de energía.
- La cultura hacia el robo de energía arraigada en los clientes por falta de medidas represivas y de control que minimicen lo anterior (las personas al ver que alguien roba energía y la Empresa no hace nada, consideran que todos deben hacerlo).

- La falta de inversión, de compromisos corporativos y el desorden administrativo por parte de las Empresas Distribuidoras.

2.1.3. Consecuencias de las Pérdidas Eléctricas

Las pérdidas de energía eléctrica originan una serie de consecuencias dentro y fuera del estrato de la Empresa, como son:

Técnicas

Debido a que las pérdidas tienen una gran incidencia en las diferentes etapas que constituyen el sistema de distribución de la Empresa. Lo cual producirá un rápido deterioro de las redes e instalaciones, obligando a grandes inversiones para la renovación y ampliación de éstas.

Económica

Debido a los ingresos que no percibe la Empresa por la no facturación de la energía consumida en actos ilícitos. Al desarrollar programas de reducción de pérdidas de energía se limita el poder de inversión encaminado al mejoramiento de otros sectores productivos de la Empresa.

Social

La crisis que atraviesa el País ha llevado a que el incremento de las pérdidas esté fuertemente relacionada con el empobrecimiento de los clientes de ingresos medios y bajos. La caída del poder

adquisitivo de las clases media y baja, induce a los usuarios a imaginar y poner en práctica recursos para el hurto de energía eléctrica de las redes de la Empresa concesionaria en ese sector.

Por otra parte, los abonados que sí cumplen con las obligaciones de pago contraídas por sus consumos eléctricos, al ver lo producido a sus alrededores, caen también en la evasión, generalizándose así las situaciones irregulares.

Moral y Ética

El robo de energía eléctrica además de producir efectos económicos negativos para la Empresa, produce consecuencias en la moral y ética de la población.

No es justificable que los habitantes en zonas periféricas de escasos recursos, traten de apropiarse de la energía eléctrica mínima necesaria por ser un elemento indispensable para superar un eslabón de la marginalidad hacia un confort elemental. Tanto menos lo será en zonas residenciales, donde los habitantes sí poseen recursos y el hurto se convierte en delito agravado, debiendo convertirse como tal, en materia de seguridad pública.

Si a esto sumamos que en las industrias y sectores comerciales de alto consumo, lo ilícito consiste en la alteración de las mediciones con complejidad técnica, el delito es más injustificable dado que persigue fines de lucro, fomentando la competencia desleal y la evasión fiscal que repercute luego en nuestra sociedad.

Seguridad

Para apoderarse de la energía eléctrica, los usuarios intervienen las instalaciones eléctricas, provocando un pronto deterioro de las mismas con serias consecuencias para la seguridad pública.

En el caso de redes secundarias residenciales periféricas, las conexiones ilícitas son realizadas generalmente por los propios residentes sin ninguna norma técnica, con uniones manuales y utilizando conductores inadecuados que llevan hasta sus domicilios colgándolos a través de árboles o techos de otras casas. Esta situación es un constante peligro para las personas que transitan o viven ahí. El mal contacto y el consiguiente recalentamiento del conductor que sirve de secundario es otra causa que pone en riesgo a las personas.

De la misma manera, el manejo en las partes sensibles de las instalaciones, como son los elementos de maniobra y protección, transformadores y medidores, produce sobre los mismos un deterioro prematuro y una fuerte disminución de las condiciones de seguridad para la operación tanto personal de la Empresa como para los propios infractores. Así son frecuentes los hechos fatales con graves consecuencias (quemaduras y muertes) en usuarios que manipulan conductores clandestinos o que actúan sobre niveles de tensión media, pretendiendo hacer conexiones sobre los mismos para obtener el suministro de energía eléctrica para sus domicilios.

2.2. DEFINICIONES

A continuación se presentarán algunos aspectos básicos en el tratamiento de las pérdidas de energía como es la definición de términos y conceptos referentes al tema.

2.2.1. Balance de Energía

El balance de energía para la Empresa representa valores comparativos que muestran la cantidad de energía entregada por la misma a través de su sistema eléctrico a sus clientes versus la energía facturada, lo que permite establecer una comparación entre ellas.

Estos balances permiten también determinar el porcentaje de energía que no se factura, dado esto por varias razones; unas de carácter eléctrico (técnico), y otras de índole comercial-administrativa (no técnico).

Dentro de la elaboración del balance, se manejarán conceptualmente los siguientes términos:

ENERGIA DISPONIBLE

La energía disponible corresponde a la energía comprada y generada sin incluir la energía relacionada a sus autoconsumos.

Energía Comprada y Generada

La energía comprada y generada en el sistema eléctrico, corresponde a la energía comprada al CENACE y la energía generada localmente por la Empresa respectiva.

Energía Autoconsumo

La energía de autoconsumo corresponde a la energía de consumo propio de los auxiliares de las plantas de generación local y de las subestaciones de distribución, y a la que utiliza las oficinas de las diferentes dependencias de administración de la

Empresa, así, como también los edificios o locales donde funcionan el sindicato y comisariato.

Energía Facturada

La energía facturada corresponde a la venta de la energía a los diferentes tipos de abonados incluyendo al alumbrado público de la Empresa.

La energía se la contabiliza de acuerdo al tipo de abonado residencial, comercial, industrial, alumbrado público, entidades fiscales, entidades municipales y campos deportivos.

Energía de Pérdidas

Corresponde a la energía de las pérdidas técnicas y no técnicas. Las pérdidas técnicas consideran las pérdidas que existen en el sistema de subtransmisión, líneas primarias, transformadores de distribución, circuitos secundarios, alumbrado público y acometidas. Se consideran pérdidas no técnicas las que se producen por error y por fraude.

Las pérdidas no técnicas se calculan por la diferencia entre las pérdidas totales y las pérdidas técnicas. Las mismas pueden ser estimadas siguiendo algún procedimiento normativo sobre el tema del que se hablará posteriormente.

A partir de los conceptos explicados, las pérdidas de energía total considerada para un período (anual) en porcentaje de energía disponible, resulta:

$$\text{Pérdidas (\%)} = \frac{\text{Energía Disponible} - \text{Energía Facturada}}{\text{Energía Disponible}} \times 100$$

Es importante señalar que mientras más detallado sea el balance energético, existen mejores posibilidades de organizar frentes de trabajo que permitan reducir las pérdidas totales, sobre todo las no técnicas.

2.2.2. Pérdidas Energía Eléctrica

El nivel de pérdidas de energía eléctrica nos indica qué cantidad de la energía Disponible no se factura. Existiendo este desbalance debido a causas de origen técnico y de origen comercial. Las primeras se denominan pérdidas técnicas del sistema y las restantes pérdidas no técnicas.

Pérdidas Técnicas

Este tipo de pérdidas se producen debido a las condiciones intrínsecas propias a la transmisión, conducción y manejo de la energía eléctrica.

Estas pérdidas se producen en todos los niveles, desde las barras de salida en las plantas de generación hasta en las acometidas y equipos de medición al cliente. Su magnitud depende de las características del elemento y de la carga que circula por él.

Cada componente tiene una resistencia asociada a sus características como son la configuración del sistema, la distancia entre los puntos de entrega y recepción de energía, la temperatura, la conductividad del material, etc.

Las pérdidas crecen cuadráticamente con la demanda y directamente proporcional a la resistencia del material que conduce la energía entre los puntos de entrega y recepción de la misma.

Tipos de Pérdidas Técnicas

Para definir más ampliamente este campo, podemos clasificar este tipo de pérdidas en:

Normales

Ubicándose bajo este contexto las pérdidas que se dan en un sistema eléctrico según la parte y proceso del sistema donde se produzcan, correspondiendo a las siguientes:

- **Por transporte:** Producidas en las redes y conductores que transportan la energía desde los puntos de entrega hasta los de recepción.

- **Por Transformación:** Producida en los transformadores, como suma de las pérdidas eléctricas de vacío y carga de los mismos, las cuales dependen de la calidad técnica y el factor de carga del transformador utilizado en el sistema.

- **Por Medición:** Producidas en el equipo de medición, incluidas las dadas en los instrumentos de medición indirecta (CT's y PT's).

Evitables

Son las que puedan ser reducidas dando un mejor uso de la ingeniería aplicada en las etapas de diseño del sistema y también dentro de la operación normal del mismo. Como ejemplo existen pérdidas innecesarias producidas por:

- Desbalance de cargas (exceso o defecto).
- No ubicar el transformador en su centro de carga.
- Excesiva longitud de circuitos.
- Niveles de tensión inadecuada.
- Mal dimensionamiento de equipos.

Metodología para la determinación de Pérdidas Técnicas

Generalidades

Anteriormente hemos definido a las pérdidas técnicas de energía, como aquellas que se producen por la circulación de corriente eléctrica a través del sistema, dependiendo de su magnitud en las redes, de su operación y de la carga abastecida por la misma.

Aunque estas pérdidas son inevitables, se puede reducir su magnitud a valores aceptables, para lo cual será imprescindible una correcta determinación de su valor y un control permanente de las mismas.

La determinación de las pérdidas técnicas aun en el ámbito teórico en los sistemas eléctricos, es un problema complejo por las siguientes razones:

- La magnitud de los sistemas y la gran diversidad de elementos a considerar.
- La gran cantidad de información a manejar.
- La incertidumbre sobre la información obtenida, la falta parcial o carencia de la misma.
- La naturaleza variable de la carga tanto en todo el sistema como en cada uno de sus componentes.
- La imposibilidad práctica de conocer con total precisión del estado de mantenimiento y la condición de operación del sistema en cada intervalo de tiempo a considerar.
- La imposibilidad práctica de efectuar a costos razonables, las mediciones necesarias para obtener el estado de cargas en cada uno de los componentes.

Procedimiento en la Determinación de las Pérdidas Técnicas

Existen diferentes metodologías para la estimación de las pérdidas técnicas, que se diferencian en la calidad y cantidad de información que se requiere.

Del análisis de la información técnica disponible, sobre esta temática, es la contenida en el “Manual de Latinoamérica y del Caribe para el control de Pérdidas Eléctricas” producido por el departamento de Ingeniería Eléctrica de la Facultad de Ingeniería de Bogotá, de la Universidad Nacional de Colombia, para la organización Latinoamericana de Energía (OLADE).

Del mismo, se ha extraído algunos conceptos para compartirlos con el lector a fin de dar una idea más clara de los procedimientos de la determinación de las pérdidas técnicas en un sistema eléctrico de potencia.

a. División del Sistema

Para la determinación del nivel de pérdidas técnicas es conveniente dividir el sistema eléctrico en un conjunto de subsistemas. La siguiente es la división que se efectúa:

- Sistema de Generación.
- Sistema de Transmisión
- Sistema de Subtransmisión
- Sistema Primario de Distribución
- Sistema Secundario de Distribución

b. Estimación de la Demanda.

Las pérdidas de potencia y energía de un sistema dependen de la demanda que deba suplir, por esto, un conocimiento adecuado de estos valores permitirá que el estudio de pérdidas del sistema sea preciso.

Para la estimación de la demanda de potencia y energía en los diferentes puntos del sistema, se hace necesario disponer de una serie de aparatos de medición instalados en estos puntos que permitan continuamente obtener información sobre valores de corriente, tensión, factor de potencia, potencia activa, potencia reactiva y energía.

Para la obtención de información sobre la carga se requiere de una gran cantidad de aparatos de medida y llevar un registro voluminoso de la información, factor limitante que se presenta en la mayoría de las Empresas por lo elevado de los costos

asociados. Por esta razón, la carga se estima de una manera indirecta con la ayuda de una serie de factores como son, entre otros: factor de carga, factor de coincidencia, factor de pérdidas, capacidad instalada, energía consumida, número de usuarios, características de la carga, por ejemplo: demanda individual y promedio por grupos de usuarios, y para días laborables y/o feriados, etc.

c. Consideraciones básicas para la estimación de pérdidas.

Para evaluar las pérdidas de energía durante un periodo de tiempo, se puede utilizar las lecturas de la energía disponible y la energía que ha sido facturada a los usuarios, así:

$\text{Pérdidas de Energía} = \text{Energía Disponible} - \text{Energía facturada.}$

Esta metodología tiene asociadas dos fuentes de error:

La diferencia entre la energía disponible y la energía facturada incluye la energía consumida por las líneas de transmisión, subtransmisión, distribución y los equipos de transformación y medición, además la energía utilizada por los usuarios pero no registrada como puede ser: robo, lecturas erradas, aparatos descalibrados, etc.; es decir incluye tanto pérdidas técnicas como pérdidas no técnicas.

La lectura de los aparatos de medida realizada en los diversos puntos del sistema no es hecha simultáneamente, presentándose desfase de tiempo entre ellas, dependiendo de la periodicidad con que se efectúen.

Aun en caso de que los resultados sean aceptables, es difícil localizar donde ocurren las pérdidas para poder tomar medidas

correctivas; ya que en este caso se tiene muy poca información a este respecto.

Para obviar los inconvenientes anteriores, la estimación de pérdidas de energía se realiza estimando primero las pérdidas de potencia para uno (generalmente la demanda máxima) o varios puntos de demanda del sistema y con base en los resultados se evalúan las pérdidas de energía.

d. Herramientas utilizadas en la estimación de pérdidas.

La exactitud de los resultados de la estimación de pérdidas de potencia y energía depende principalmente de:

1. La calidad y cantidad de la información utilizada.
2. El uso de modelos adecuados de acuerdo con la información disponible.

La estimación de pérdidas de potencia utiliza alguna de las siguientes herramientas de acuerdo a la información disponible:

■ Flujo de Carga

Es una herramienta ampliamente utilizada en el análisis de los sistemas eléctricos. Para su uso se debe disponer de la siguiente información general:

- Diagrama unifilar del sistema.
- Parámetros eléctricos del sistema.
- Características de los diferentes barrajes del sistema (generación, carga, etc.).
- Valor de la demanda (activa y reactiva) en cada punto del sistema.

La validez de los resultados del flujo de carga (valores de tensión, pérdidas del sistema) depende en gran parte de la validez de la información de entrada al programa de computadora.

■ **Estimación de estado**

El mejor estimativo de las variables de estado (generalmente valores de tensión), se encuentra utilizando técnicas estadísticas; a esta función se le denomina estimador de estado.

El estimador de estado puede informar momento a momento los valores de pérdidas de potencia que se presentan en el sistema. De forma similar al flujo de carga, para la solución del estimador de estado se requiere un proceso interactivo.

■ **Correlación de circuitos similares**

Las pérdidas de un sistema o circuito se pueden estimar relacionándolas con las pérdidas de un sistema o circuito que se haya estudiado y tenga características similares.

Para efectuar la correlación se deben considerar aspectos como la magnitud de la demanda alimentada por el circuito y los diferentes estratos sociales que componen las cargas individuales más importantes. De acuerdo con esta información se debe ajustar el modelo del circuito a estudiar.

Pérdidas no Técnicas

Al hablar de pérdidas no técnicas nos referimos a la energía que se obtiene de la diferencia entre la pérdida de energía total - obtenida del balance- y las pérdidas técnicas estimadas para el sistema eléctrico considerado.

Para la Empresa la existencia de este tipo de pérdida representa, valga la redundancia, una pérdida económica y financiera, ya que sólo recibe una pequeña o ninguna retribución por el valor de la energía que suministra.

Causas

Las pérdidas no técnicas(negras) se producen de 3 diferentes formas que son:

a. Pérdidas por Fraude

Provocadas por usuarios que poseen medición, pero a través de acciones ilícitas sobre los aparatos de medición o las conexiones, hacen que no se registren los verdaderos consumos o que resulten menores a los reales.

b. Pérdidas por Robo o Hurto

Corresponden a las provocadas por aquellos usuarios que obtienen energía de una manera ilegal de las redes de distribución y por lo tanto sin medición que registre estos consumos, por ejemplo:

- Conexiones clandestinas (colgados) bajo o fuera de la red distribución.
- Conexiones en instalaciones provisionales no registradas (obras en construcción, circos, quermeses, etc.).

c. Pérdidas por Administración

Son aquellas cuyo origen está en la inadecuada gestión comercial-administrativa de la Empresa. Las fallas que más comúnmente ocurren son:

- Errores en la toma de lectura de los consumos.
- Errores en los procesos administrativos del registro de los consumos.
- Información incorrecta de clientes; como abonados no registrados lo que produce errores y/o demoras en la facturación.
- Errores y/o atrasos en los registros y censos de luminarias, semáforos.
- Equipos de medición obsoletos, incompletos e inadecuados, etc.
- Falta de comercialización.

Estimación De Las Pérdidas No Técnicas

Como se lo mencionó anteriormente el valor de las pérdidas no técnicas es el resultado de la diferencia entre las pérdidas totales y las técnicas calculadas en el sistema eléctrico.

Como existe una marcada diferencia entre la cantidad de clientes de la Empresa, por sus características de consumo y su universo de clasificación, es necesario que los abonados puedan ser divididos en: Usuarios masivos (residenciales, comerciales, industriales artesanales) sin demanda y Usuarios grandes (industriales, comerciales y otros) con demanda; analizando sus:

- **Características de servicio**, como son número de abonados, tarifas, demandas facturadas, consumos promedios.
- **Características Técnicas**, referente a sus sistemas de medición, clases de acometidas, medidores, transformadores de medición.
- **Características de Operación**, en lo referente a operación normal y anormal del servicio de los abonados que presentan errores de operación.

2.2.3. Nivel Referencial de Pérdidas Eléctricas.

Es difícil establecer un nivel óptimo de pérdidas para un sistema eléctrico en particular. Ya que el mismo depende de sus características propias.

En general, de la literatura técnica existente sobre el tema, el porcentaje de pérdidas totales no debería superar del 10 al 13% de la energía entregada a la red. No obstante, la realidad en las Empresas Eléctricas es diferente, donde el índice de pérdidas está alrededor del 20% de la energía disponible, llegando algunos casos a niveles superiores.

De acuerdo al nivel de pérdidas totales aceptables (10-13%), el correspondiente % para los dos tipos de pérdidas existentes sería:

- 7% al 9% para las Pérdidas Técnicas.
- 3% al 4% para las Pérdidas No Técnicas;

esto sin perjuicio de establecer como óptimo, un nivel inferior concordante con lo que la literatura técnica considera deseable, representando el “óptimo económico”, es decir que sea el resultante de un equilibrio entre los ahorros logrados al reducir las pérdidas y los costos asociados a esa reducción.

A manera ilustrativa, mostramos en la tabla 2.1 el porcentaje de pérdidas desglosado por etapa funcional de un sistema eléctrico.

NIVEL REFERENCIAL DE PÉRDIDAS ELECTRICAS

Tabla No. 2-1

ETAPA FUNCIONAL	PÉRDIDAS %
Transmisión y Subtransmisión	2.50
Subestaciones AT/MT	0.65
Alimentadores Primarios	0.90
Transformadores de Distribución	1.45
Redes Secundarias	2.00
Equipos de Medición	0.50
PÉRDIDAS TECNICAS	8.00
PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	3.00
TOTAL	11.00

CAPITULO III

ANALISIS DE PERDIDAS DE ENERGIA ELECTRICA DE LA EMPRESA ELECTRICA MILAGRO C. A.

3.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA EMPRESA

Breve Reseña Histórica

Para el año de 1912 la parroquia Milagro se sustentó de la energía que le suministraba la empresa comercial llamada "La Milagreña"; el suministro de energía se volvió cada vez más deficiente por la falta de repuestos para el grupo generador como consecuencia de la Segunda Guerra Mundial.

La Empresa Eléctrica Municipal se inaugura el 1 de Mayo de 1948, luego de adquirir a crédito dos generadores mediante una licitación del Gobierno Central. Esta obra fundamental permitió el desarrollo industrial y modernización en los hogares, con los cuales Milagro se la consideró como uno de los pueblos con mayor iluminación. Sin embargo, existió controversia y oposición política, basado en que los menos futuristas y visionarios manifestaban que la necesidad requería solamente de un motor generador.

Posteriormente, por el crecimiento poblacional y el aumento de la demanda de energía, además de problemas administrativos, económicos y técnicos, se hacía deficiente el suministro de energía en cuanto a calidad, confiabilidad y continuidad en el servicio. Con estos antecedentes, el Consejo Municipal de 1969 conformó una junta promotora para iniciar las gestiones para la constitución de la nueva Empresa Eléctrica ante el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL).

La Empresa Eléctrica Milagro C.A. (EEMCA) se constituyó el 30 de enero de 1970 con un patrimonio inicial de catorce millones de sucres, y una capacidad de generación de aproximadamente 4.500 KWH de energía.

Luego que la empresa llegó a alcanzar un desarrollo material y económico, se produce un conflicto colectivo en el año 1984, y entre otras reclamaciones los trabajadores exigían al empleador que este proporcione los elementos, equipos, herramientas y dispositivos para trabajar con seguridad y prevenir los accidentes de trabajo.

Misión de la Empresa

Satisfacer la demanda de energía eléctrica, participar en negocios afines y atender marginalmente la demanda con fuentes de energía no convencionales de manera ágil y continua a todos los clientes en el área de servicio.

Preservar el medio ambiente y contribuir al desarrollo socioeconómico del país con un recurso humano comprometido y altamente calificado. Estos servicios se ofrecerán con tarifas competitivas diferenciales, mediante la incorporación de tecnología de punta y reafirmando sus principios y valores corporativos.

Área de Servicio

El Sistema Eléctrico Milagro con un área de 5.557 Kilómetros cuadrados está constituido por líneas de subtransmisión, subestaciones de distribución, líneas primarias de alimentación y redes de distribución primarias y secundarias, que tienen como área de influencia a diferente poblaciones de la Provincia de Guayas, Los Ríos y de Cañar. El principal centro poblado de consumo es la Ciudad de Milagro y la principal carga industrial es la Industrial Bananera Alamos, sin mencionar entre otros los clientes que calificaron como Gran Consumidor, resaltando que en el año 2004 se incrementaron en seis (6) ascendiendo a un total de siete (7). Otras poblaciones importantes que están conectadas al Sistema Eléctrico Milagro son: Yaguachi, Naranjal, Naranjito, El Triunfo, La Troncal, Simón Bolívar, Marcelino Maridueña,

Bucay, P.J.Montero, entre otras que se presentan a continuación en la Tabla 3-1:

CANTONES Y PARROQUIAS DEL AREA DE CONCESIÓN

Tabla No. 3-1

CANTÓN	PARROQUIA
Cañar	San Antonio
Cañar	Ventura
La Troncal	La Troncal
La Troncal	Manuel J. Calle
La Troncal	Pancho Negro
Cumandá	Cumandá
El Triunfo	El Triunfo
Milagro	Milagro
Milagro	Chobo
Milagro	Mariscal Sucre (Huaques)
Milagro	Roberto Astudillo (Cab. en Cruce de Venecia)
Naranjal	Naranjal
Naranjal	Jesús María
Naranjal	San Carlos
Naranjal	Santa Rosa de Flandes
Naranjal	Taura
Naranjito	Naranjito
San Jacinto de Yaguachi	Gral. Pedro J. Montero (Boliche)
San Jacinto de Yaguachi	Yaguachi Viejo (Cone)+Nuevo
San Jacinto de Yaguachi	Virgen de Fátima
Simón Bolívar	Simón Bolívar
Simón Bolívar	Crnel. Lorenzo de Garaicoa (Pedregal)
Coronel Marcelino Maridueña	Crnel. Marcelino Maridueña
Gral. Antonio Elizalde (Bucay)	General Antonio Elizalde (Bucay)
Babahoyo	Febres Cordero (Las Juntas) (Cab. Mata de Cacao)
El Piedrero	El Piedrero

Para visualizar el área de influencia del Sistema Eléctrica Milagro se presenta un croquis geográfico del sistema, el cual incluye los puntos de entrega del Sistema Nacional Interconectado - SNI -, las líneas de subtransmisión y las subestaciones de distribución, actualizados a Marzo/2003. El croquis geográfico de ubicación del sistema se lo presenta en la Fig. No. 01 al final de la tesis.

Estructura Administrativa Comercial

En el Anexo # 1 se presenta el Flujo grama de distribución de las Diferentes Direcciones, Jefaturas y demás departamentos que conforman la Empresa Eléctrica Milagro C.A., La Presidencia, Dirección de Planificación, Informática, Comercial, Relaciones Industriales, Auditoría Interna y Servicios Generales se encuentran en las oficinas principales del centro de la ciudad de Milagro; y fuera de la Ciudad donde se asienta la Dirección Técnica, Laboratorio de Medidores y la Bodega Central, cuenta además con nueve agencias de recaudación distribuidas en los principales centros de población.

Clientes

La Empresa actualmente cuenta aproximadamente con 100,000 clientes. Con el propósito de facturar la energía consumida por sus usuarios, la Empresa ha establecido categorías dentro de las cuales ubica a los abonados sobre la base de sus niveles de tensión. Esta clasificación refleja implícitamente el nivel socioeconómico de los abonados.

A continuación se presenta en la Tabla 3-2 la clasificación de los abonados de la Empresa por nivel de tensión:

TARIFAS DE USUARIOS POR NIVEL DE TENSIÓN

Tabla No. 3-2

CONCEPTO	TARIFA	B.T.	M.T.		A.T.
			SIN DM HORARIA	CON DM HORARIA	
Residencial	R	R	RM	-	-
Comercial	C	C	CM	-	-
Autoconsumo	AC	AC	ACM	-	-
Entidad oficial	EO	EO	EOM	-	-
Industrial Artesanal	IA	IA	IAM	-	-
Asistencia Social	AS	AS	ASM	-	-
Beneficio Público	BP	BP	BPM	-	-
Comercial con Demanda	CD	CD	CDM	CDH	CDA
Autoconsumo con Demanda	ACD	ACD	AUM	ACH	-
Entidad oficial con Demanda	EOD	EOD	EDM	EOH	-
Bombeo de Agua Oficial	BAO	BAO	BOM	-	-
Bombeo de Agua Particular	BAP	BAP	BAM	-	-
Bombeo Agua Oficial con Demanda	BA1	BA1	B1M	B1H	-
Bombeo Agua Particular Demanda	BA2	BA2	B2M	B2H	-
Industrial con Demanda	ID	ID	IDM	IDH	IDA
Asistencia Social con Demanda	ASD	ASD	ADM	ASH	-
Beneficio Público con Demanda	BPD	BPD	BDM	BPH	-

A continuación en la Tabla 3-3 se muestra la distribución de frecuencia para el mes de Octubre/2004 de toda el área de concesión de la EEMCA.

CUADRO DE DISTRIBUCIÓN DE FRECUENCIAS A OCTUBRE/2004

Tabla No. 3-3

Nivel Tensión	Categoría	Número Clientes	Consumo (kWh)	Demanda (kW)
Baja	Asistencia Social	36	14,383	0
Baja	Autoconsumo	10	2,969	0
Baja	Ben. Público con Dem.	2	3,979	12
Baja	Beneficio Público	702	101,730	0
Baja	Bombeo de Agua	56	40,751	22
Baja	Comercial	13,018	2,178,045	9
Baja	Comercial con Demanda	17	41,686	126
Baja	Entid. Ofic. con Demanda	8	17,841	30
Baja	Entidades Oficiales	221	51,050	0
Baja	Industrial Artesanal	120	33,585	13
Baja	Industrial con Demanda	7	8,187	6
Baja	Alumbrado Público	79	1,327,754	3,316
Baja	Residencial	85,917	6,648,906	0
		100,193	10,470,866	3,709
M/A	D.H. Comercial	25	1,481,771	3,982
M/A	D.H. Industrial con DH	10	822,470	808
		35	2,304,241	4,790
Media	Asis. Social con Dem.	11	147,951	226
Media	Autoconsumo	15	53,022	111
Media	Ben. Público con Dem.	18	107,640	176
Media	Bombeo de Agua	53	892,829	865
Media	Comercial	414	1,068,700	2,479
Media	Entid. Ofic. con Demanda	50	449,055	739
Media	Escenarios Deportivos	1	2,690	0
Media	Industrial con Demanda	62	643,069	2,875
	Totales por Nivel de Tensión:	624	3,364,956	7,471
	TOTALES:	100,852	16,140,063	15,970

3.1.1. Proyecciones de la EEMCA

Proyección de la Demanda de Energía y Potencia.

En el siguiente cuadro se presenta la proyección de la demanda del consumo de potencia y energía del sistema eléctrico de la EEMCA en las Barras de entrega del Sistema Nacional Interconectado, esto es incluyendo el consumo de los Grandes Consumidores, considerando 3 escenarios de proyección: menor,

medio y mayor, tomando como fuente de información los datos proporcionados por la Dirección de Planificación de la EEMCA.

PROYECCIÓN DE LAS DEMANDAS ANUALES DE ENERGÍA Y DE POTENCIA MÁXIMA EN BARRAS DE ENTREGA DEL S.N.I.

Tabla No. 3-4

ESCENARIO DE CRECIMIENTO MENOR

ÁREA DE CONCESIÓN DE EMPRESA: Milagro C.A.

NOMBRE DE LA SUBESTACIÓN O CENTRAL	ENERGÍA Y POTENCIA MÁXIMA ANUALES								
	VALORES PROYECTADOS								
	AÑO	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
DEMANDA TOTAL DE ENERGÍA	MWh	424,312	446,651	470,166	494,920	520,977	548,405	577,278	607,670
POTENCIA MÁX. ACTIVA TOTAL COINCIDENTE	MW	81	86	91	96	101	107	113	119

ESCENARIO DE CRECIMIENTO MEDIO

ÁREA DE CONCESIÓN DE EMPRESA: Milagro C.A.

NOMBRE DE LA SUBESTACIÓN O CENTRAL	ENERGÍA Y POTENCIA MÁXIMA ANUALES								
	VALORES PROYECTADOS								
	AÑO	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
DEMANDA TOTAL DE ENERGÍA	MWh	430,387	455,198	481,439	509,193	538,548	569,594	602,430	637,159
POTENCIA MÁX. ACTIVA TOTAL COINCIDENTE	MW	82	87	93	98	104	111	118	125

ESCENARIO DE CRECIMIENTO MAYOR

ÁREA DE CONCESIÓN DE EMPRESA: Milagro C.A.

NOMBRE DE LA SUBESTACIÓN O CENTRAL	ENERGÍA Y POTENCIA MÁXIMA ANUALES								
	VALORES PROYECTADOS								
	AÑO	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
DEMANDA TOTAL DE ENERGÍA	MWh	442,710	472,659	504,634	538,771	575,218	614,131	655,676	700,031
POTENCIA MÁX. ACTIVA TOTAL COINCIDENTE	MW	84	90	96	102	109	116	124	133

Para una mejor ilustración se presente a continuación en la *figura 02* un diagrama de barras de la Proyección de la Potencia y Energía tomando el escenario mayor estimado hasta el año 2012.

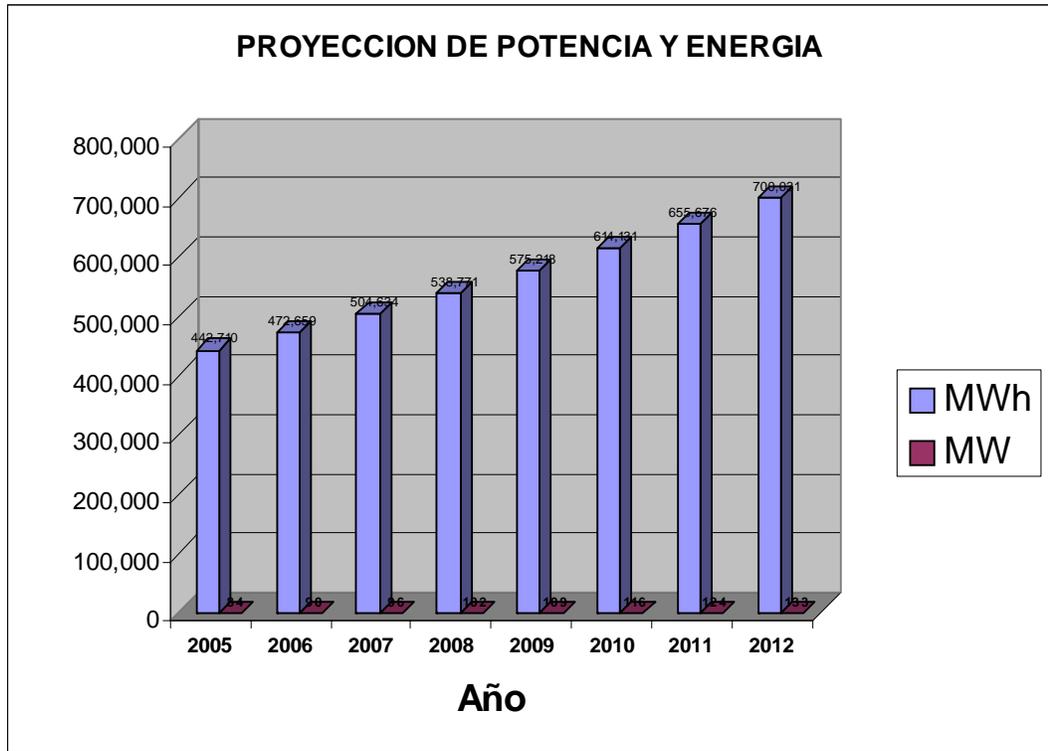


Fig. 02

Clientes

Para el año 2005, la proyección de clientes será de aproximadamente 154,149 abonados. Dentro de una proyección para después de 7 años, es decir en el 2012 la cantidad esperada de clientes será de aproximadamente 357,722 usuarios.

En el cuadro siguiente se muestra la tabla 3-5, que contiene la distribución esperada de clientes, así mismo considerando 3 escenarios de proyección: menor, medio y mayor.

3.2. REVISIÓN DE LAS PERDIDAS DE ENERGIA ELÉCTRICA DE LA EEMCA.

Antecedentes

La ley de Régimen del Sector Eléctrico y sus Reglamentos, obliga a las empresas distribuidoras de energía eléctrica a redefinir sus políticas de inversión, establecer políticas orientadas a la reducción de pérdidas de potencia y energía, mejorar la calidad de servicio, convirtiéndolas así en prioridades dentro del nuevo marco legal.

El control de las pérdidas de energía eléctrica es y ha sido preocupación permanente de todos los sectores de la Empresa, ya que el alto costo de éstas incide directamente en su economía y en sus planes de expansión. Siendo ésta la razón por la que uno de los principales objetivos del plan de trabajo de la Empresa, es la evaluación técnica y económica de las pérdidas en cada etapa funcional del sistema eléctrico.

Evolución Histórica

De la información estadística que recopila la EEMCA proveniente de sus balances energéticos, sólo para el período 1998-2003, muestra que el porcentaje de pérdidas totales ha alcanzado valores promedios de 34.75%. De estos valores, las pérdidas técnicas resultantes de las mejoras realizadas en el sistema son del orden de 8.32% y las pérdidas no técnicas (negras) o atribuibles a la Comercialización han llegado a valores también promedios del 22.33%.

En la tabla 3-6 se presentan los porcentajes de pérdidas de energía para el periodo de 1998-2003.

EVOLUCIÓN DE PERDIDAS DE ENERGÍA EEMCA PERÍODO 1998-2003

Tabla No. 3-6

Campo	Unid.	1998	1999	2000	2001	2002	2003
ENERGÍA DISPONIBLE	GWh	312.49	326.53	326.13	293.85	310.01	336,38
ENERGÍA FACTURADA	GWh	231.15	240.68	220.26	174.74	177.70	200,11
PÉRDIDAS TOTALES	GWh	81.34	85.85	105.87	119.11	132.31	136.27
	%	26.03	26.29	32.46	40.54	42.68	40,51
PÉRDIDAS TÉCNICAS	GWh	49.94	48.30	43.48	34.70	31.99	27.99
	%	15.98	14.79	13.3	11.81	10.32	8.32
PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	GWh	31.40	37.55	62.39	84.41	100.32	108.28
	%	10.05	11.50	19.16	28.73	32.36	32.19

Se observa en este período una tendencia de aumento exagerado de 14.48 % en las pérdidas totales provocado en su mayor parte por la salida de Papelera Nacional S.A. calificado como Gran Consumidor en el transcurso del año 2001, para situarse finalmente en 40.51 % para el año 2003.

En la *figura 03* se presenta un diagrama de barras del comportamiento de evolución de las pérdidas de energía en el período antes indicado para una mejor visualización.

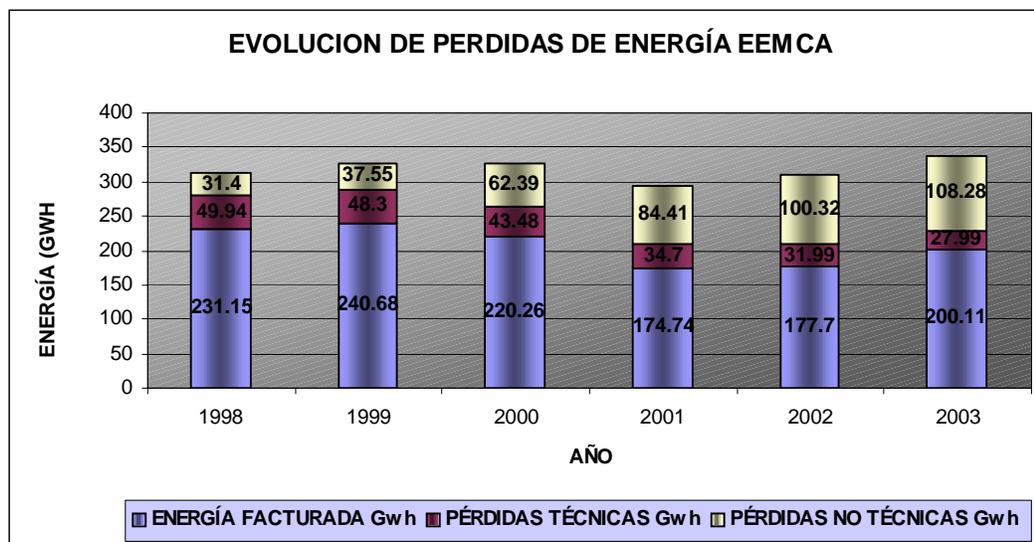


Fig. 03

Además, el valor total de las pérdidas de energía en porcentaje, para cada año observado, estuvo por encima del 11 %; valor que se había considerado como aceptable de pérdidas. Con la finalidad de mostrar el perjuicio económico ocasionado a la EEMCA por el exceso de pérdidas, se ha elaborado el siguiente cuadro (Tabla 3-7) considerando el precio medio de venta de energía (US \$ / kWh) para cada año.

PERJUICIO ECONOMICO OCASIONADO A LA EEMCA PRODUCTO DE LAS PERDIDAS DE ENERGÍA.

Tabla No. 3-7

AÑO	PERDIDAS OBTENIDAS (GWh)	PERDIDAS ACEPTABLES (GWh)	EXCESO DE PERDIAS (GWh)	PRECIO VENTA (US\$/100 X kWh)	COSTO EXCESO (MILLONES US\$)
1998	81.34	34.37	46.97	5.14	2.41
1999	85.85	35.92	49.93	4.57	2.28
2000	105.87	35.87	70.00	4.13	2.89
2001	119.11	32.12	86.99	7.62	6.63
2002	132.31	34.10	98.21	10.27	10.09
2003	136.27	37.00	99.27	10.74	10.66
TOTAL			352.10		34.96

Como puede apreciarse en los resultados, el perjuicio por exceso de pérdidas es muy considerable (34.96 millones de dólares americanos en el período mencionado) notándose una tendencia general al crecimiento en los últimos años.

3.2.1. Estado Actual de la Pérdidas en la EEMCA.

En primer lugar se evaluará el comportamiento de las pérdidas de energía para el año 2004 de una manera técnica económica, así como también presentar el balance energético en ese período. Para luego comparar el nivel de pérdidas totales de la EEMCA, con el de las demás Empresas Distribuidoras del país. Finalmente, resumir los planes de reducción de pérdidas a fin de que el lector tome en consideración la importancia de poner en marcha soluciones técnicas y comerciales que reduzcan los índices obtenidos, a la vez que sirva como punto de partida para el desarrollo de un plan piloto de reducción de pérdidas, objetivo del presente trabajo.

Evaluación Técnica

En esta evaluación se analizarán las pérdidas técnicas y no técnicas de la Empresa, con sus respectivos cuadros y tablas.

Pérdidas Técnicas

El nivel de pérdidas técnicas se ha disminuido debido a trabajos de mejoramiento en el sistema eléctrico, como por ejemplo:

ampliaciones de los sistemas de transmisión y subtransmisión, la puesta en operación de nuevas subestaciones, la adecuada instalación de bancos de capacitores, la reconfiguración en alimentadores primarios, la instalación de equipos de regulación, etc.

La empresa estimó para fines de 2003 y manteniéndose para el período 2004, que el nivel de sus pérdidas técnicas estaba alrededor de un 8.32% de la energía disponible. Este valor está desglosado por etapa funcional de su sistema eléctrico en la siguiente tabla 3-8:

PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA DE LA EEMCA AL 2004

Tabla No. 3-8

ETAPA FUNCIONAL	PERDIDA (%)
Líneas de Sub-Transmisión	1.81
Transf. (S/E) y Alimentadores Primarios	3.09
Transformadores de Distribución	1.05
Redes Secundarias	1.43
Acometidas y Medidores	0.26
Alumbrado Publico	0.68
TOTAL	8.32

Balance Energético de la Empresa

En la tabla 3-9 se presenta el balance de energía de la EEMCA para el año 2004, considerando datos entregados de los consumos de energía de los clientes proporcionados por la Dirección de Planificación de la Empresa y las pérdidas técnicas de la tabla anterior.

BALANCE DE ENERGÍA EEMCA 2004

Tabla No. 3-9

DESCRIPCIÓN		ENERGÍA		
		CONSUMO POR ETAPA		REMANENTE (MWh)
		(%)	(MWh)	
Compra al CENACE + Gen.Propia - Energía de Autoconsumo		100	347,929.13	347,929.13
Pérdidas en Líneas de Subtransmisión		1.81	6,297.52	341,631.61
Pérdidas en Trafos de Potencia y Alimentador Primario		3.09	10,751.01	330,880.60
Pérdidas en Trafos Distribución		1.05	3,653.26	327,227.34
Pérdidas en Redes Secundarias		1.43	4,975.39	322,251.95
Pérdidas Alumbrado Público		0.68	2,365.92	319,886.03
Pérdidas Acometidas y Medidores		0.26	904.62	318,981.41
BALANCE DE ENERGIA	ENERGÍA DISPONIBLE	MWh	347,929.13	100%
	ENERGÍA FACTURADA	MWh	207,774.91	59.72%
	PÉRDIDAS DE ENERGÍA	MWh	140,154.23	40.28%
	PÉRDIDAS TÉCNICAS	MWh	28,947.70	8.32%
	PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	MWh	111,206.53	31.96%

Pérdidas no Técnicas

Los niveles de pérdidas no técnicas son obtenidos de la diferencia entre las pérdidas totales y las pérdidas técnicas calculadas en los sistemas de subtransmisión y distribución.

Como se vio anteriormente, existen tres diferentes tipos de pérdidas no técnicas. Las producidas por fraude, por robo de energía y por falla administrativa.

En la tabla 3-9 se observa que las pérdidas no técnicas alcanzan un 31.96 % de la energía total disponible.

Participación Porcentual de las Pérdidas Totales

Si las pérdidas totales equivalen al 100%, las pérdidas en cada etapa funcional tendrán su equivalente porcentual y se muestra en el cuadro siguiente (Tabla 3-10):

PARTICIPACIÓN PORCENTUAL DE LAS PÉRDIDAS TOTALES

Tabla No. 3-10

DESCRIPCION	MWh	%
Pérdidas en Líneas de Subtransmisión	6,297.52	4.49
Pérdidas en Trafos de Potencia y Alimentador Primario	10,751.01	7.67
Pérdidas en Trafos Distribución	3,653.26	2.61
Pérdidas en Redes Secundarias	4,975.39	3.55
Pérdidas Alumbrado Público	2,365.92	1.69
Pérdidas Acometidas y Medidores	904.62	0.64
PÉRDIDAS TÉCNICAS	28,947.70	20.65
PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	111,206.53	79.35
PÉRDIDAS DE ENERGÍA TOTALES	140,154.23	100

De la tabla anterior se puede observar que de ambas clases de pérdidas, las de carácter no técnico **-79.35%-** tienen más peso en la contribución total que las de origen netamente técnico **-20.65%-**

Esto nos indica el grave déficit energético que existe y que iría en aumento si no se aplican fuertes medidas de control.

Evaluación Económica

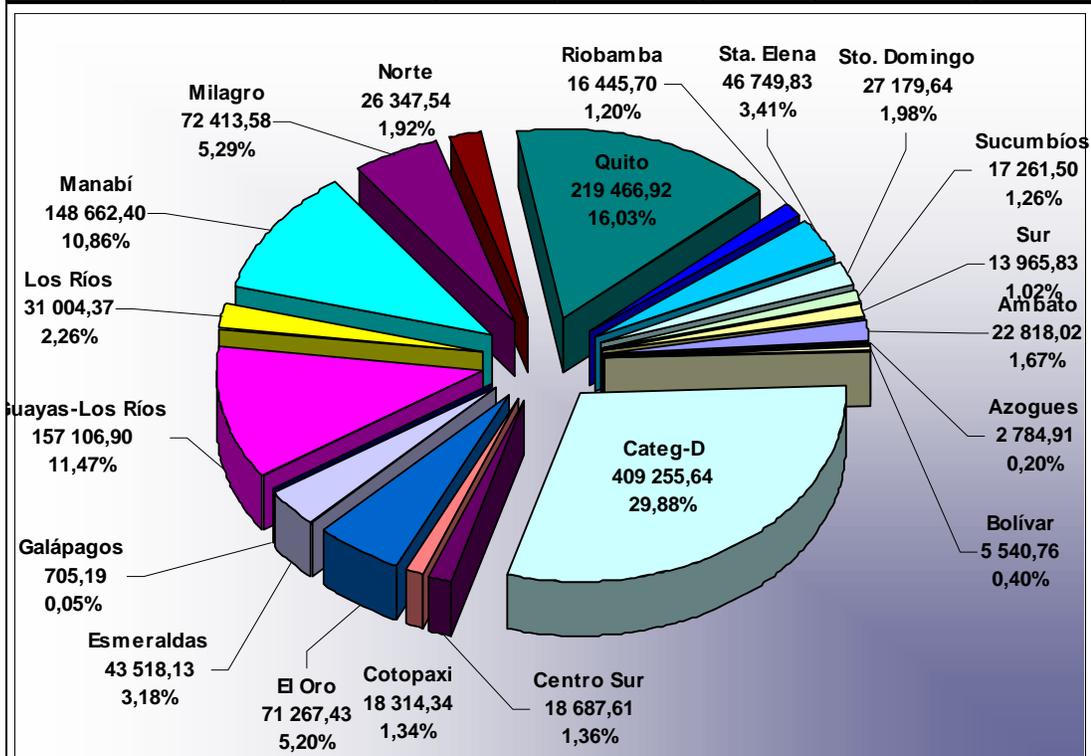
Tomado del pliego tarifario de la Empresa Eléctrica Milagro C.A., la tarifa de venta promedio del año 2004 fue de 10.28 centavos de dólar americano, teniendo un déficit para el año 2004 de US \$11,432,031.28 por concepto de Energía consumida y no facturada provocadas por Pérdidas No Técnicas. Únicamente.

Pérdidas de Energía en el Resto de Empresas Eléctricas del País.

Para tener una idea más clara del índice de pérdidas de la EEMCA se procedió a comparar este valor con los índices obtenidos en el resto de las empresas Distribuidoras del país para el primer semestre del año 2004; en la tabla 3-11 se presentan los balances de las 20 Empresas Eléctricas de Distribución.

Tabla No. 3-11

PÉRDIDAS DE ENERGÍA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA EN EL PRIMER SEMESTRE DE 2004							
Empresa	Disponible (MWh)	Pérdidas Técnicas (MWh)	Pérdidas Técnicas (%)	Pérdidas No Técnicas (MWh)	Pérdidas No Técnicas (%)	Pérdidas Totales (MWh)	Pérdidas Totales (%)
Ambato	184,390.44	18,176.55	9.86	4,641.47	2.52	22,818.02	12.37
Azogues	40,552.56	1,417.62	3.50	1,367.29	3.37	2,784.91	6.87
Bolívar	24,247.48	3,149.63	12.99	2,391.13	9.86	5,540.76	22.85
Categ-D	1,685,744.98	159,239.92	9.45	250,015.71	14.83	409,255.64	24.28
Centro Sur	276,584.44	17,816.47	6.44	871.15	0.31	18,687.61	6.76
Cotopaxi	95,364.06	12,626.20	13.24	5,688.14	5.96	18,314.34	19.20
El Oro	236,272.84	24,624.83	10.42	46,642.60	19.74	71,267.43	30.16
Esmeraldas	149,819.78	19,091.15	12.74	24,426.97	16.30	43,518.13	29.05
Galápagos	10,694.98	447.52	4.18	257.68	2.41	705.19	6.59
Emelgur	379,308.39	40,244.62	10.61	116,862.28	30.81	157,106.90	41.42
Los Ríos	111,255.92	12,349.09	11.10	18,655.28	16.77	31,004.37	27.87
Manabí	427,567.91	57,342.80	13.41	91,319.60	21.36	148,662.40	34.77
Milagro	178,578.39	16,213.47	9.08	56,200.11	31.47	72,413.58	40.55
Norte	169,079.80	16,433.47	9.72	9,914.07	5.86	26,347.54	15.58
Quito	1,374,363.90	141,210.45	10.27	78,256.47	5.69	219,466.92	15.97
Riobamba	83,654.01	8,003.32	9.57	8,442.37	10.09	16,445.70	19.66
Sta. Elena	150,021.46	11,906.43	7.94	34,843.40	23.23	46,749.83	31.16
Sto. Domingo	136,138.56	10,482.67	7.70	16,696.97	12.26	27,179.64	19.96
Sucumbios	48,692.04	8,287.38	17.02	8,974.11	18.43	17,261.50	35.45
Sur	90,942.38	12,278.02	13.50	1,687.81	1.86	13,965.83	15.36
Total	5,853,274.33	591,341.62	10.10	778,154.61	13.29	1,369,496.23	23.40



Los porcentajes de la tabla son con respecto a la energía disponible por el Distribuidor y los del gráfico se refieren a la pérdida total nacional de energía.

La energía disponible es la suma de la demandada del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) más la comprada a otras empresas (eléctricas y autogeneradoras).

Las pérdidas de energía son el resultado de disminuir a la energía disponible las ventas a otras empresas y la facturada a abonados.

El porcentaje total consolidado de pérdidas de energía de las empresas eléctricas está en el orden del 23.40%, evaluadas en los seis primeros meses del año 2004, que comparado con el 11% considerado en este análisis, es excesivo.

El análisis de los porcentajes de pérdidas de energía desde el punto de vista de cada empresa, permite apreciar lo siguiente:

Existen tres (3) Empresas con valores relativamente óptimos de pérdidas de energía; cuatro (4) con valores aceptables; cuatro (4) con valores excesivos; y, nueve (9) con valores inaceptables, entre las que se encuentra la EEMCA.

El detalle de esta observación se entrega a continuación en la tabla 3-12:

Clasificación de Empresas Distribuidoras por su Porcentaje de Pérdidas Totales

Tabla No. 3-12

RANGO	EMPRESA ELÉCTRICA
6.59%-6.87%	Galápagos , Centro Sur, Azoguez.
12.37%-15.97%	Ambato, Sur, Norte, Quito.
19.20%-22.85%	Cotopaxi, Riobamba, Sto. Domingo, Bolívar.
24.28%-41.42%	Categ-D, Esmeraldas, Sta. Elena, El Oro, Los Ríos, Manabí, Sucumbíos, MILAGRO , Guayas-Los Ríos

CAPÍTULO IV

CONSIDERACIONES LEGALES DEL PROYECTO

4.1. IMPORTANCIA DE LA APLICACIÓN DEL MARCO LEGAL

Luego de una etapa de evaluación de un proyecto y antes de la implementación del mismo se debe tener muy en cuenta el aspecto legal. El estudio de viabilidad de un proyecto de inversión debe asignar especial importancia al análisis y conocimiento del cuerpo normativo que regirá la acción del proyecto, tanto en su etapa de origen como en la de su implementación y posterior operación.

Ningún proyecto, por muy rentable que sea, podrá llevarse a cabo si no se encuadra en el marco legal de referencia en el que se encuentran incorporadas las disposiciones particulares que establecen lo que legalmente está aceptado por la sociedad; es decir, lo que se manda, prohíbe o permite.

Es necesario conocer de acuerdo al tema de cada proyecto las disposiciones legales que, de acuerdo al mismo, permiten incorporar los elementos administrativos con sus correspondientes costos y a la vez para que posibiliten el desarrollo del proyecto en forma fluida y oportuna.

Si no se tiene una clara idea de los aspectos legales aplicables al proyecto, el propulsor de mismo se expone a demandas y otros problemas legales que podrían paralizar la ejecución.

4.1.1. Reglamentaciones a considerarse

Entre las múltiples leyes que rigen los destinos de este país se utilizarán dos que enmarcan la temática de este proyecto. Estas leyes son: LA LEY DE REGIMEN DEL SECTOR ELECTRICO Y LA LEY DE DEFENSA DEL CONSUMIDOR.

Estas leyes tratan las normas que conciernen la distribución de energía a los usuarios, los pasos que se deben seguir para la obtención del servicio y las sanciones que se acarrearán por una mala utilización de la misma, así como las acciones que pueden tomar los consumidores o usuarios cuando reciben un mal servicio por parte la Empresa Distribuidora.

LEY DE REGIMEN DEL SECTOR ELECTRICO

Promulgación y Alcance

La ley de Régimen del Sector Eléctrico fue expedida por EL CONGRESO NACIONAL el 10 de Octubre de 1996. Esta Ley contempla en su sección I disposiciones fundamentales y generales que regulan toda la estructura del sector eléctrico del país. En esta Ley se establece la creación del CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD, CONELEC. De igual forma conforma el CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA, CENACE. Además en este mismo numeral se establecen disposiciones sobre las concesiones, mercados y

tarifas, del papel de las Empresas de Generación, Transmisión y Distribución. Se establece el fomento de RECURSOS ENERGETICOS NO CONVENCIONALES, se garantizan los DERECHOS LABORALES y finalmente se habla sobre las EXENCIONES Y EXONERACIONES a las sociedades anónimas constituidas con activos de propiedad del Estado.

Esta ley en su artículo 8 da la definición *legal* de la energía eléctrica. En el mismo se indica que para fines legales y contractuales se define a la energía eléctrica como un *bien estratégico* con los alcances para efecto de problemas económico en el Código Civil y bajo las disposiciones de la Ley de Seguridad Nacional. No se advierte en este numeral alguna observación sobre el hurto de la misma ni alguna sanción sujeta al Código Penal. De tal forma que el uso equivocado de la misma no está sujeto a penalizaciones.

Con la promulgación de esta Ley quedaron derogadas la Ley Básica de Electrificación y su Reglamento General, sin embargo se deja vigente: El Fondo Nacional de Electrificación. El Fondo Especial para conexiones de servicios a consumidores de bajos ingresos. La ley para la constitución de gravámenes y derechos tendientes a obras de electrificación.

Esta Ley tiene el carácter de “especial” y por tal motivo las entidades y leyes nombradas en el párrafo anterior en adelante funcionarán de conformidad con las normas de esta Ley y su Reglamento general.

En la Ley de Régimen del Sector Eléctrico dentro de la Legislación conexas Sección 1, está íntimamente ligado al proyecto que se piensa realizar. Este numeral es el 13 y

corresponde al “**Reglamento de suministros del Servicio de Electricidad**”.

LEY ORGANICA DE DEFENSA DEL CONSUMIDOR

Promulgación y Alcance

El H. CONGRESO NACIONAL en ejercicio de sus facultades decidió aprobar y expedir el 4 de Julio del 2000, la ley orgánica de defensa del consumidor. Esta ley fue publicada en el REGISTRO OFICIAL, órgano del gobierno del Ecuador, el Lunes 10 de Julio del 2000.

Esta ley consta de 95 artículos distribuidos en 15 capítulos y están redactados de manera continua sin estar divididos en secciones o literales. Su objetivo es normar las relaciones entre proveedores y consumidores promoviendo el conocimiento y protegiendo los derechos de los consumidores y procurando la equidad y la seguridad jurídica entre las partes.

Al analizar los capítulos de la Ley de Defensa del Consumidor encontramos que los capítulos No 6 y No 13 están íntimamente relacionados con la calidad de servicio que prestan las empresas eléctricas y por tal motivo se los analizará en detalle.

4.1.1.1.Reglamento de Suministros del Servicio de Electricidad

Este reglamento que expone los procedimientos para implementar la Ley de Régimen del Sector Eléctrico cubre todo lo referente a la prestación de servicios por

parte de las Empresas Distribuidoras de Energía y la calidad de los mismos. Específicamente describe las acciones y obligaciones a las que deben someterse tanto El Distribuidor como el Consumidor, regulado por el CONELEC.

Este reglamento consta de cuatro capítulos los cuales son: Aspectos Generales, Aspectos Técnicos, Aspectos Comerciales y el último concerniente a Control, Infracciones y Sanciones.

Aspectos Generales

En este capítulo se exponen como el nombre lo indica, aspectos y reglamentaciones generales. Consta de tres secciones y son: Disposiciones generales, Obligaciones del Consumidor y del Distribuidor y Evaluación de la prestación del servicio.

Disposiciones generales

En el ámbito de las disposiciones generales se puede encontrar el objetivo y alcance del reglamento, el cual, regula las relaciones entre el Distribuidor y el Consumidor, tanto en los aspectos técnicos como en los comerciales. Las regulaciones las aprueba el CONELEC por instructivos y procedimientos dictados por los distribuidores de conformidad con este reglamento. Es justamente dentro de esta sección que se señala un artículo referente a la defensa del consumidor.

Art. 5. - Defensa del Consumidor.- el Distribuidor, en la prestación del servicio, observará y cumplirá las disposiciones que emanan de la Constitución y la Ley de Defensa del Consumidor en todo lo que sea aplicable. El Consumidor podrá reclamar ante el Distribuidor y en caso de inconformidad ante el CONELEC, la violación de sus derechos establecidos en la referida Ley, para lo cual deberá presentar los documentos que justifiquen su reclamo, sin perjuicio del ejercicio de las acciones que la Ley establezca para el caso de la indemnización por daños y perjuicios, que pudiesen ser ocasionados por la calidad deficiente del servicio prestado por el Distribuidor.

En caso de que el Distribuidor no cumpla con los niveles de calidad establecidos en las regulaciones pertinentes, estará obligado a resarcir todos los daños, previa verificación que efectuara el Distribuidor, de acuerdo a procedimientos que deberán ser aprobados por el CONELEC. El término dentro del cual el Distribuidor deberá realizar tal verificación será el de cinco días, contado a partir de la fecha en que se realizó la verificación. En caso de que el Distribuidor no emita la resolución en el término indicado, su silencio se considerará que el reclamo presentado por el Consumidor ha sido aceptado.

En este artículo se destaca que los Empresas Distribuidoras deben tener una óptima calidad de servicio a fin de salvaguardar los bienes materiales de algún daño temporal o definitivo que, debido a alguna falla de operación o desperfecto en el despacho de energía imputable al Distribuidor, sufrieran durante una interrupción y posterior restablecimiento de servicio.

Las Empresas Eléctricas nunca reconocen algún valor o responsabilidad cuando al realizar maniobras técnicas de operación perjudican de alguna forma a los consumidores, ya sea por ineficiencia de personal o por falla en los equipos que poseen. La Ley es muy clara y

obliga al Distribuidor a resarcir los daños ocasionados. Las Empresas Eléctricas o mejor dicho sus representantes y colaboradores desconocen a menudo este tipo de reglamentos y no asumen las responsabilidades tipificadas en la Ley. El problema es que los mismos usuarios o consumidores desconocen la existencia de este artículo y su derecho a reclamar; es más, en este artículo se habla de plazos y de no recibir respuesta satisfactoria se puede recurrir al mismo CONELEC como instancia final administrativa.

Obligaciones del Distribuidor y del Consumidor

El Distribuidor está obligado a cumplir con todas las disposiciones que se establecen en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y su reglamento en general. Asume la responsabilidad de prestar el servicio a los consumidores ubicados en su zona de concesión de acuerdo a normas dictadas por el CONELEC y de mantener el suministro de energía y la atención al Consumidor, dentro de los límites de calidad previstos.

El Consumidor cumplirá con las obligaciones que se establezcan en el contrato de suministro de energía suscrito con el Distribuidor y las disposiciones establecidas en la Ley. El Consumidor permitirá al Distribuidor, el libre acceso a su inmueble para realizar las inspecciones técnicas necesarias, hasta el punto de entrega, así como para las lecturas del equipo de medición.

El párrafo anterior trata de aclarar que la Empresa a través de su personal, bajo ningún aspecto puede entrar al interior del domicilio para inspección alguna. Sólo puede llegar hasta el medidor o punto de entrega de la energía. No tiene autoridad para allanar la morada.

Evaluación de la prestación del servicio

Los niveles de calidad de la energía eléctrica deben estar acordes con lo exigido en la Ley, para lo cual se deben adecuar y mejorar las instalaciones, organización, estructura y procedimientos técnicos y comerciales. La evaluación de la prestación del servicio se efectuará considerando los siguientes aspectos:

Calidad del producto.

Calidad del servicio técnico.

Calidad del servicio comercial.

Aspectos Técnicos

En este capítulo se establecen de manera puntual los parámetros técnicos bajo los cuales deben manejarse las Empresas Eléctricas de Distribución. Consta de dos secciones que son: Calidad del producto y Calidad del servicio técnico.

Calidad del producto

La calidad del producto está relacionada con el nivel de voltaje, las perturbaciones y el factor de potencia.

Con respecto al nivel de voltaje, el Distribuidor deberá efectuar pruebas mensuales de voltaje al 0.01% de los consumidores de su sistema, por un periodo mínimo de siete días continuos. EEMCA no lo hace en ninguno de sus sistemas. El CONELEC puede penalizar al Distribuidor si los niveles de voltaje están fuera de los permitidos. La calidad de voltaje se determina como las variaciones de los valores eficaces (rms) medidos con relación al voltaje nominal de las redes de los diferentes niveles de tensión. El CONELEC no establece índices de calidad permitidos. Solo aplica una ecuación para determinar el índice con que cada Empresa evalúa el nivel de voltaje.

Las perturbaciones que se controlarán son las oscilaciones rápidas de voltaje (flicker), las distorsiones armónicas y cualquier otro parámetro que la experiencia demuestre que afecta la calidad del servicio. Las mediciones de armónicos se realizarán con un medidor de efecto “Flicker” de acuerdo a los procedimientos especificados en la norma **IEC 868**. Las mediciones de distorsión armónica de voltaje individual y de voltaje total deberán ser realizadas de acuerdo a las normas **IEEE-519** e **IEC 1000-4-7**.

En lo referente al Factor de potencia (FP), el Distribuidor podrá efectuar mediciones del mismo en períodos de integración horarios con el régimen de funcionamiento y cargas normales de las instalaciones del consumidor al nivel primario y por un tiempo no menor a siete días. Si en la estadística se demuestra que el factor de potencia es inferior a 0.92 ya sea en adelanto o en retraso en más

del 5% del período evaluado, el Distribuidor a más de establecer los recargos por consumo de energía reactiva, notificará al Consumidor tal circunstancia y otorgará un plazo determinado para la corrección de dicho factor. Si pasado el plazo el Consumidor no lo hace, el Distribuidor tomará las acciones correspondientes para mejorar dicho factor y los gastos serán pagados por el Consumidor.

Calidad del servicio técnico

La calidad del servicio técnico está relacionado con la Continuidad del servicio, la frecuencia y las interrupciones intempestivas.

Para establecer porcentajes tanto de registros por interrupciones de servicio como de indicadores de continuidad de suministro se deberá efectuar una recopilación de la información existente.

Para manejar la frecuencia del Sistema, el Distribuidor deberá instalar equipos (relés de frecuencia) que desconecten, en bloque, parte de sus cargas cuando la frecuencia del Sistema Nacional Interconectado (SIN) varíe fuera de los límites permitidos. Las etapas de las desconexiones serán establecidas por el CENACE.

Para el caso en que se produzcan interrupciones generales intempestivas (apagones), que afecten la operación global del Sistema Nacional Interconectado (SIN) o la de un Distribuidor, se deberá cumplir estrictamente con los procedimientos de reposición

gradual del servicio a ser determinados por el CENACE, a fin de que el voltaje y frecuencia permanezcan dentro de los rangos permitidos y no causen daños a los bienes de los consumidores.

En el caso de que el Distribuidor no cumpla con los procedimientos de reposición establecidos por el CENACE y debido a esta causa se produjeren daños y perjuicios en las instalaciones y equipos del Consumidor, éste podrá recurrir a las acciones señaladas en el artículo 5 de este reglamento.

Aspectos Comerciales

Los aspectos comerciales en los cuales está inmersa la Empresa Eléctrica de Distribución son varios y en general manejables si se tiene un ordenamiento y seguimiento de pasos tendientes a la excelencia como institución y al mejoramiento del servicio a los clientes o usuarios. El reglamento de Suministro Servicio de Electricidad trata de abordar los aspectos más utilizados en el área comercial pero enfocados desde un punto de vista encaminado a la excelencia o lo ideal. Normalmente, la mayoría de los artículos no se aplican en la vida real, pero el incumplimiento de mandatos legales no es motivo para ignorarlos.

Características de la prestación del servicio

Los servicios comerciales que brindará el Distribuidor al Consumidor más importantes son:

- Atención eficiente a consumidores existentes.
- Atención a nuevas solicitudes de servicio provisional o definitivo.
- Modificaciones de los datos o características de los servicios existentes.
- Suspensión, reconexión y terminación del contrato.
- Atención y solución de reclamos.

Se tienen que mantener registros actualizados de los usuarios, para esto se deberá tener identificación y datos pertinentes del Consumidor. Cualquier cambio de información debe ser atendido a la brevedad posible por el Distribuidor. Para conexión de nuevos servicios en un inmueble debe existir la autorización escrita del dueño del inmueble o de su representante. No se podrá brindar nuevos servicios o modificaciones en los servicios existentes a aquellos solicitantes que tengan obligaciones con el Distribuidor.

En lo concerniente a la atención de solicitudes de servicio: el Distribuidor deberá elaborar los procedimientos, normas e instructivos de conformidad con este Reglamento y sus Regulaciones. Es conveniente una divulgación adecuada de estas disposiciones. El Distribuidor deberá atender las solicitudes de servicio al nivel de voltaje secundario (hasta 600 voltios), en los siguientes plazos máximos, contados a partir de la fecha de pago del servicio solicitado por el Consumidor.

Zona urbana:

Sin modificación de redes 4 días

Con modificación de redes 10 días

Zona rural:

Sin modificación de redes 7 días

Con modificación de redes 15 días

El Distribuidor, ya sea por sí mismo o por medio de terceros, deberá brindar las facilidades de información y de atención creando o habilitando suficientes locales o puntos de atención dentro de su área de concesión, para que el Consumidor pueda solicitar o pagar los servicios a los que tiene derecho. La orientación del Consumidor sobre los servicios que solicite se hará con personal calificado y capaz, evitando en lo posible causar demoras y acumulación de público.

El Distribuidor es el único autorizado a: instalar, modificar, mantener o remover las acometidas, así como también a conectarlas o desconectarlas a la red de distribución y a las instalaciones de medición de los Consumidores. Toda acometida nueva o modificación a las existentes tendrá acceso libre y directo para el Distribuidor desde la vía pública

En el caso de aquellas que incorporen equipo de medición con prepago, o de **telemedición**, estos equipos podrán instalarse en el interior del inmueble.

A partir de la promulgación del presente Reglamento, todo consumidor deberá realizar un depósito en calidad de garantía por consumo de energía y por el buen uso de la acometida y el equipo de medición. El valor a ser

cancelado se lo calcula de la siguiente manera: para nuevos consumidores el valor a pagar se calculará sobre la base de un consumo mensual estimado sobre la base de la carga instalada. Para consumidores existentes se tomará el promedio mensual de los últimos meses facturados hasta un máximo de doce.

El Distribuidor no podrá establecer otro tipo de garantías por concepto alguno diferente al aquí señalado.

El depósito en garantía, que será el equivalente a un mes de consumo, con sus respectivos intereses será devuelto al Consumidor, cuando éste decida prescindir del servicio, previo descuento de sus obligaciones pendientes para con el Consumidor.

Los consumos de energía se determinarán sobre la base de lecturas directas que el Distribuidor realice en los equipos de medición. El Distribuidor deberá realizar al menos 3 lecturas directas durante el año en las zonas rurales o de menor densidad poblacional.

En el párrafo 2 del artículo 23 del presente Reglamento referente a “Lecturas y facturación” se establece lo siguiente:

“Asimismo el Distribuidor podrá incluir en su sistema de medición, equipos con telemedición o prepago, o en casos especiales podrá realizar mediciones a través de un equipo totalizador, cuando se trate de consumidores de bajo consumo y con el fin de disminuir los costos de comercialización.”

La emisión de facturas por consumo será mensual. El cálculo del consumo se efectuará sobre la base del consumo diario promedio por el número de días al que corresponda la emisión, de conformidad con la tarifa y el sistema de medición respectivos. Las lecturas de energía activa y reactiva, servirán para establecer los consumos diarios promedios de cada Consumidor.

Reclamos relacionados con la prestación del servicio

El artículo 24 del Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad en su inciso primero especifica claramente lo siguiente: “Los Consumidores, cuando consideren que el servicio de electricidad prestado por el Distribuidor no está conforme con las disposiciones del presente Reglamento, podrán presentar su reclamo al Distribuidor, quien está obligado a atender y solucionar el reclamo en un plazo máximo de 4 días. En caso de existir discrepancias entre el Distribuidor y consumidores, estos últimos podrán formular sus reclamos al CONELEC”.

Este artículo precisa que si algún usuario tiene algún reclamo sobre el servicio o no está conforme con el mismo puede acercarse a la Empresa y reclamar por el mal servicio, es más, si ésta no lo quiere atender o tiene discrepancias puede acudir al CONELEC como última instancia. En la práctica esta situación nunca se da, ni siquiera con clientes de zonas urbanas. Al respecto, INECEL, aplicando las prácticas de disminución de la Burocracia y contra el Centralismo cerró la oficina que atendía estos reclamos en Guayaquil.

El Distribuidor efectuará por costo propio, cuando el CONELEC determine y al menos una vez al año, una encuesta a los consumidores ubicados en su zona de concesión, para obtener datos que permitan calificar la calidad de la prestación del servicio. La encuesta se efectuará sobre una muestra técnicamente establecida y los resultados serán comunicados por la empresa encuestadora directamente al CONELEC y al Distribuidor. Esta disposición aumenta el VAD y por ende incide en el costo final pagado por el usuario.

Nuevos servicios

Los distribuidores están obligados a dar servicio a todos los consumidores que lo soliciten, dentro de su área de concesión, previo el pago del valor de la Garantía y los cargos requeridos de inspección y conexión.

Si un consumidor que solicite un nuevo servicio se encuentra dentro de la franja de servicio y su carga declarada no excede de 10 kW, las inversiones de las obras de distribución necesarias serán por cuenta del Distribuidor. Este valor es propio de cada Empresa Eléctrica.

Para los efectos del presente Reglamento se define como franja de servicio a toda la superficie comprendida dentro de los 200 metros medidos a cada lado del eje y del punto terminal de las redes secundarias existentes en los sistemas de distribución. Esta cantidad de metros a menudo causa pérdidas excesivas y una inversión no recuperable.

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. El reglamento no especifica quién queda como dueño de la red, se requiere una concordancia con la Ley de Régimen Municipal.

Control, Infracciones y Sanciones

Este Reglamento en su último capítulo señala cual es el organismo de control que regula tanto al Distribuidor como al Consumidor, las sanciones para ambos y el glosario en el cual se identifican ciertos términos utilizados. Este último capítulo consta de 3 secciones que se describirán a continuación.

Supervisión y control

Como ente regulador, el CONELEC es el organismo que se encargará de controlar y supervisar las actividades de los Distribuidores conforme a las atribuciones que le confiere la presente Ley y su Reglamento General.

El Distribuidor tendrá la obligación de realizar la recopilación, procesamiento y almacenamiento de la información y ponerla a disposición del CONELEC en cumplimiento de lo dispuesto en este Reglamento, el

Reglamento de concesiones, permisos y licencias para la prestación de Energía Eléctrica y sus Regulaciones.

Procedimiento de control

Cuando el CONELEC compruebe el incumplimiento del Distribuidor a las exigencias y condiciones establecidas en el presente Reglamento o sus Regulaciones, incluida la falta de atención a los reclamos de sus clientes en los pasos previstos, notificará al Distribuidor y le otorgará treinta (30) días para que presente los argumentos de hecho y de derecho que correspondan a su defensa. Si el Distribuidor no respondiere o aceptare su responsabilidad dentro de dicho plazo, el CONELEC le aplicará las sanciones pertinentes, establecidas en el Contrato de Concesiones.

Infracciones y sanciones

El CONELEC es la autoridad competente para determinar incumplimientos y violaciones a las disposiciones establecidas en la Ley y sus Reglamentos; y, por tanto, adoptar las acciones que permitan aplicar las sanciones que correspondan.

El principio de cálculo de las multas a los distribuidores por incumplimiento en las condiciones de prestación de servicio, se basará en valorar el perjuicio económico ocasionado a los consumidores y en particular, la reincidencia en faltas similares, con especial énfasis cuando ella afecte la misma zona o grupo de

consumidores. Los montos y metodología de cálculo de las multas se establecerán en los Contratos de Concesión.

Finalmente, el Distribuidor, dentro de su área de concesión, tiene la facultad de sancionar a los consumidores por el cometimiento de infracciones.

La tipificación de las mismas y las sanciones pertinentes serán estipuladas en los respectivos contratos de suministro de servicio, cuyo modelo será aprobado por el CONELEC. **El Consumidor podrá recurrir ante el CONELEC respecto de la sanción que le imponga el Distribuidor y, mientras se tramita el recurso, el Distribuidor no podrá ejecutar la referida sanción.** Esta sanción por bienintencionada que sea, puede dar lugar a abusos como los que se cometen con el recurso de amparo.

A continuación para culminar el análisis del presente Reglamento se procederá a la explicación de ciertos términos que han sido utilizados a lo largo de este capítulo.

Acometida: Es la instalación comprendida entre el punto de entrega de la electricidad y la red pública de Distribución.

CONELEC: Consejo Nacional de Electricidad

Consumidor: Persona natural o jurídica, que acredite dominio sobre una instalación que recibe el servicio

eléctrico debidamente autorizado por el Distribuidor, dentro del 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.

Equipo de medición con prepago: Es el equipo que puede recibir y tramitar señales que permiten el uso de energía cuyo valor ha sido pagado anticipadamente.

Ley: Es la Ley de Régimen del Sector Eléctrico promulgada en el Suplemento del Registro Oficial 43 del 10 de octubre de 1996 y sus posteriores cambios y reformas.

Punto de entrega: Se entenderá como tal, el lado de la carga del sistema de medición, es decir los terminales de carga del medidor en los sistemas de medición directa y el lado secundario de los transformadores de corriente en los sistemas de medición indirecta o semi-indirecta, independientemente de donde estén ubicados los transformadores de potencial. De acuerdo a lo enunciado ninguna Empresa Eléctrica podría cobrar las pérdidas del transformador si suministra el servicio en baja tensión aunque el transformador sea del dueño del edificio.

Regulaciones: Son las normativas que emite el CONELEC con el objeto de hacer aplicables las

disposiciones que se señalan en algunos de los artículos del presente 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 reactiva y demandas máximas o de otros parámetros involucrados en el servicio. Incluyen las cajas y accesorios de fijación, 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.

Voltaje: Es el valor de voltaje eficaz que registra un equipo de medición analógico o digital y que corresponde a la raíz cuadrada de la media de los cuadrados de los valores instantáneos.

Zona rural, zona urbana y zona urbano – marginal: Definidas en las Ordenanzas respectivas.

A continuación se procederá a explicar la protección que la Ley da al usuario. Sin embargo se limita severamente a las Empresas el no tener el poder disuasivo de la amenaza de prisión a los usuarios infractores. En el artículo 8 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico no se aplica el código penal por robo o hurto de la Energía Eléctrica.

4.1.1.2. Defensa del Consumidor Respecto a Entidades Públicas

Dentro de la LEY ORGÁNICA DE DEFENSA DEL CONSUMIDOR se establecen 2 capítulos plenamente identificados con la prestación de servicios por parte de empresas públicas a los consumidores. Estos capítulos son los No 6 y No 13, los cuales desde el principio señalan la obligación que tienen las empresas a prestar servicios “eficientes” y de “calidad”. Básicamente el capítulo 6 es una advertencia a las Empresas Eléctricas de Distribución. Decimos todo esto debido a que algunos de sus artículos se refieren a estas entidades en algunos de los servicios que prestan, con especial atención a la parte comercial.

En algunos de los artículos del capítulo 6 se aprecia cierta similitud con artículos de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico ya que ésta también defiende al consumidor. La única diferencia es que la Ley Orgánica de Defensa del Consumidor es un poco más clara y puntualiza más en detalle las infracciones.

Servicios Públicos Domiciliarios

Este tema corresponde al capítulo 6 de esta Ley y entre sus primeros artículos obliga a las empresas encargadas de la provisión de servicios públicos domiciliarios, a través de contratos de concesión, a prestar servicios eficientes, de calidad, oportunos, continuos y permanentes a precios justos.

En este capítulo se habla de la reciprocidad que deben tener los proveedores de servicios públicos con los consumidores, en especial a las devoluciones y reintegros, al igual que aplican los criterios para los recargos por mora en el pago del servicio.

Con respecto a la utilización de instrumentos y unidades de medición: cualquier consumidor que se sienta perjudicado por el funcionamiento del equipo de medición puede acercarse a la persona autorizada en este Reglamento, que es el Defensor del Pueblo, para que mediante oficio se verifique el buen funcionamiento del mismo. Esto también es aplicable cuando existan dudas sobre la lectura en los equipos de medición efectuadas por las empresas proveedoras del servicio.

Los equipos de medición que se utilicen deben ser legalmente reconocidos y autorizados. La Ley no especifica en qué consiste el reconocimiento y la autorización. Las facturas deberán ser entregadas al usuario con no menos de diez días de anticipación a su vencimiento.

El Art.39 de la Ley Orgánica de Defensa del Consumidor traerá muchos problemas a las Empresas Eléctricas de Distribución. Es el artículo referente a la “Facturación de Consumo Excesivo”. Según este artículo cuando el consumidor se sienta perjudicado porque a su juicio está teniendo una facturación exagerada en la planilla de un periodo, podrá cancelar únicamente un valor equivalente al promedio del consumo mensual de los seis meses inmediatos anteriores.

Para ejercer a este derecho debe presentar hasta diez días después del vencimiento de la factura o planilla, las correspondientes al periodo de seis meses inmediatos anteriores a la objetada.

La empresa proveedora comenzará a hacer la investigación si el consumo fue excesivo o es el real. Si es real el consumidor deberá pagar la diferencia, pero si es un valor mayor la Empresa le debe extender al consumidor un crédito por un valor idéntico al exceso, este crédito será debitado de la posterior planilla del usuario.

Mientras se desarrolla el trámite para buscar la información correcta el proveedor está en la obligación de seguir prestando el servicio sin interrupción alguna.

Finalmente, en este capítulo se exponen los valores de las planillas. En las planillas sólo deben ser cobrados los valores que de acuerdo a la Ley están establecidos. Es decir se deben pagar aparte del consumo valores por ciertos impuestos y tasas.

En el Art.40 de la misma Ley, queda prohibido el planillaje en base de sistemas diferentes a la medición directa, tales como valores presuntivos o estimativos, con excepción del sector rural que no disponga de instrumentos de medición.

Si por alguna razón ajena al consumidor las planillas no le llegaran o no se pudiera acceder al sistema de

medición él pagará el valor promedio de los últimos seis meses de consumo y no un valor estimativo.

El proveedor está en la obligación de reponer el sistema de medición para obtener datos reales de medición y bajo ningún aspecto los montos de las planillas en los períodos posteriores podrán ser aumentados presuntiva o estimativamente.

Los proveedores de servicios públicos domiciliarios que sufrieren pérdidas por deficiencias técnicas, u otras causas debidamente comprobadas, imputables a la empresa, deberán asumirlas en su totalidad, quedando prohibido el traslado de dichas pérdidas a las planillas de los consumidores.

Infracciones y Sanciones

En el campo de las infracciones y sanciones impuestas a las empresas que prestan servicios públicos se pueden establecer cuatro artículos en el capítulo 13 de la Ley en mención y que se refiere a:

Art.77 Suspensión injustificada del servicio: El que suspendiere, paralizare o no prestare, sin justificación o arbitrariamente, un servicio previamente contratado y por el cual se hubiere pagado derecho de conexión, instalación, mantenimiento o tarifa de consumo, será sancionado con una multa de mil a cinco mil dólares de los Estados Unidos de América, sin perjuicio de las demás acciones a las que hubiere lugar.

Art.78 Cobro durante la suspensión del servicio: El proveedor de servicios públicos o privados, no podrá efectuar cobro alguno por el mismo, durante el tiempo que se encuentre interrumpido y, en todo caso, estará obligado a descontar o reembolsar al consumidor el valor del servicio pagado y no devengado.

Art.79 Requerimiento de información: Sin perjuicio de la facultad de las autoridades de asistirse por la fuerza pública, será sancionado con multa de quinientos a cinco mil dólares de los Estados Unidos de América, el proveedor que se negare a proporcionar la información requerida por autoridad competente o que proporcionare información falsa.

La misma pena será impuesta al proveedor que impida a la autoridad competente, por cualquier medio, la inspección de los lugares de prestación de servicios, producción, expendio o almacenamiento de bienes, productos o que se oponga a la verificación de la información proporcionada.

Art.80 Reincidencia: En caso de reincidencia en las infracciones que establece la presente Ley, la multa señalada podrá ser elevada al doble, además de la clausura temporal o definitiva del establecimiento; se considerará reincidente al proveedor que sea sancionado por una misma infracción a esta Ley, dos veces o más dentro del mismo año calendario.

4.2. APLICACIÓN DEL PROYECTO VERSUS LA PARTE LEGAL DEL MISMO

Como segunda parte del capítulo se expone si desde el punto de vista legal y luego de haber citado la reglamentación que atañe al proyecto, es posible la implementación del mismo.

Este análisis debe ser expuesto antes de continuar con el desarrollo del próximo capítulo que se refiere a la descripción propia del proyecto. Es importante mencionar que esta parte legal del proyecto tendrá que ver con la repercusión que tenga el mismo en el futuro; es decir, si en el largo plazo no afectará al sistema de distribución o a los usuarios o consumidores finales.

La alternativa que utilizaremos para la reducción de pérdidas no técnicas en la zona crítica de estudio será la medición de energía a través de medidores electrónicos colocados en concentradores secundarios que se comunican por medio de un “cable de comunicación” con un concentrador primario que se encarga de recibir toda la información y acumularla para luego ser pasada desde éste a un computador y así poder obtener los valores por consumo de energía. Este sistema se denomina “Medición Centralizada”.

En el artículo 7 del Reglamento de Suministro del servicio de electricidad se establece que el Distribuidor asume la responsabilidad de prestar el servicio a los consumidores ubicados en su zona de concesión de acuerdo a las regulaciones dictadas por el CONELEC y de mantener el suministro de energía y la atención al Consumidor dentro de los límites de calidad previstos.

En el párrafo cuarto del artículo 21 del referido reglamento se establece lo siguiente: “En el caso de aquellas (acometidas) que incorporen equipo de medición con prepago, o de telemedición, estos equipos podrán instalarse en el interior del inmueble”. Entendemos estas palabras en el sentido que esta Ley contempla equipos con medición remota.

Más específico es el párrafo segundo del artículo 23 del mencionado reglamento que expresa textualmente lo siguiente: “Asimismo el Distribuidor podrá incluir en su sistema de medición, equipos con telemedición o prepago, o en casos especiales podrá realizar mediciones a través de un equipo totalizador, cuando se trate de consumidores de bajo consumo y con el fin de disminuir los costos de comercialización”. Esta parte del reglamento es clara y no permite objeciones en el plano de la implementación del proyecto. Acogiéndose a este artículo la empresa distribuidora está autorizada para colocar este sistema de medición.

Dentro de la Ley Orgánica de Defensa del Consumidor en su artículo 37 referente a Instrumentos y Unidades de Medición se manifiesta lo siguiente: “La autoridad competente (Defensoría del Pueblo) queda facultada para intervenir de oficio, o a petición de la parte interesada, en la verificación del buen funcionamiento de los instrumentos de medición de energía, combustible, comunicación, agua potable, o cualquier otro similar, cuando existan dudas sobre las lecturas efectuadas por las empresas proveedoras del servicio. Tanto los instrumentos como las unidades de medición deberán ser legalmente reconocidos y autorizados. Las empresas proveedoras del servicio garantizarán al consumidor el control individual de los consumos. Las facturas deberán ser entregadas al usuario con no menos de diez días de anticipación a su vencimiento”. Para probar o implementar un sistema de medición no convencional se debe tener una autorización

por parte del organismo competente a fin de no tener problemas posteriores.

De acuerdo a lo establecido en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y en la Ley Orgánica de Defensa del Consumidor los procedimientos que a nuestro criterio deberían darse para la implementación del proyecto con medición centralizada son los siguientes:

1. - Comunicación por parte del Distribuidor al CONELEC indicándole que está presto a implementar un sistema de medición no convencional en una zona de grandes pérdidas no técnicas y requiere su autorización para continuar con la elaboración del plan de la construcción.

2. - El CONELEC, luego de analizar el mecanismo del sistema de medición y justificar su inversión optará por enviar una comisión para que revise el funcionamiento del equipo de medición en todas sus fases y detalles del mismo y esperar el informe de la comisión o, allanándose al artículo 23 párrafo segundo del Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad de la Ley de Régimen de Sector Eléctrico emitirá un comunicado en el que autoriza a la Empresa Distribuidora a implementar el sistema de medición en dicha zona y a la vez proseguir con la programación de las actividades para la continuación del proyecto.

3. - Finalmente, luego de recibir la comunicación de aprobación por parte del CONELEC, el Distribuidor enviará una comunicación a la Defensoría del Pueblo donde le indique que está próximo a implementar un moderno sistema de medición no convencional e invitan a las personas que ella considere pertinentes para mostrar el funcionamiento del nuevo sistema de medición. Adjunto a esta

invitación irá una copia del documento aprobatorio por parte del CONELEC.

Pensamos que estos pasos servirán para que la Empresa Distribuidora no tenga problemas para la implementación del proyecto y a la vez para que en el futuro no se produzcan inconvenientes con cualquier nueva reglamentación. Aunque no se lo coloca como un punto adicional a los procedimientos antes mencionados, no estaría de más solicitar una certificación por parte de la Defensoría del Pueblo donde se indique que conocen de la existencia del moderno sistema de medición y a la vez toda queja por parte de los consumidores a este tipo de equipos no tendrá acogida por parte de esta autoridad en vista de que personal de la misma comprobó el funcionamiento de éstos.

4.3. EVALUACIÓN FINAL DE LA LEGISLACIÓN DEL PROYECTO

El estudio legal puede llegar a influir fuertemente en los resultados de la rentabilidad económica de un proyecto de inversión, así como en la forma de organización y en su operación futura.

Cualquier actividad empresarial, y los proyectos que de ella se originen, se encuentran incorporadas en un régimen legal que regula los deberes y derechos de los diferentes agentes económicos que en ella intervienen. El estudio legal de la viabilidad económica deriva del marco normativo; por ello, no debe confundirse con la viabilidad legal, que busca determinar la existencia de restricciones legales o reglamentarias que impidan implementar u operar el proyecto que se evalúa.

Al formular un proyecto es preciso identificar clara y completamente las principales normas que inciden sobre los resultados económicos de la inversión. La calidad de servicio que prestan las Empresas Eléctricas de Distribución será regulada por la Ley de Defensa del Consumidor y de acuerdo a esta Ley se obliga a mantener una excelencia en el servicio so pena de caer en graves multas y denuncias por mal servicio, lo cual ocasionará demandas y penalizaciones.

Tanto la Ley de Régimen del Sector Eléctrico como la Ley Orgánica de Defensa del Consumidor guardan cierta similitud en alguno de sus artículos incluso, la primera de las dos leyes nombradas hace una clara exposición sobre la Defensa del Consumidor en su artículo 5 del Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad. Esta concordancia es encomiable. Las dos leyes mencionan la facturación, la lectura, la medición y las interrupciones de servicio, en ambas se habla de “excelencia y calidad de servicio”.

El usuario debe estar relacionado más directamente con ciertos términos que le son de mucho interés, ellos deben buscar las normas, los reglamentos que los favorezcan, saber qué cosas pueden reclamar y qué cosas no. A qué servicios tienen derecho y los organismos ante los cuales se puede recurrir en caso de disconformidad.

El enfoque de la parte legal estuvo dirigido en dos direcciones: Primero era necesario dar a conocer, a través de un documento como una tesis de grado, lo que dispone la Ley referente al despacho de energía a los consumidores finales, en todos los aspectos que en ella se tratan; para que de cierta forma se informe a los lectores de este documento sobre los derechos y deberes que les corresponden y ante qué organismos plantear alguna queja o reclamo, ya que, el servicio

de energía eléctrica es un bien estratégico al que todos tenemos alcance. Luego, para implementar un proyecto, era necesario analizar el ámbito de ambas leyes, para verificar la factibilidad legal del mismo.

Es necesario que las Empresas Eléctricas de Distribución se concienticen en mejorar la calidad del servicio que brindan. En todas sus áreas; sobre todo en la parte comercial, donde se manejan parámetros como medición, facturación, emisión y entrega de consumos. Es importante mejorar la imagen de la Empresa, aunque suene muy lírico o baladí, es la realidad con la que se deben manejar. Urge mejorar la atención al cliente en la prestación del servicio de energía eléctrica. La Ley Orgánica de Defensa del Consumidor ampara a los abonados de los malos servicios que prestan las empresas públicas.

CAPITULO V

FORMULACIÓN Y EVALUACIÓN DEL PROYECTO PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

5.1. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

Marco general

En la EEMCA la mayoría de sus clientes son del tipo residencial urbanos, rurales y marginales que representan aproximadamente el 85%, y del tipo comercial que representan el 13% de los abonados de la Empresa. El sistema secundario es predominantemente del tipo aéreo desnudo, permitiendo esto la facilidad para las conexiones directas; además que el mismo sistema cuenta con un tipo de medición de energía electromecánica, donde el registro de esta es alterado de diversas maneras. De tal forma que ambas arbitrariedades crean un déficit energético y financiero a la Empresa.

Marco de estudio

En toda el área de concesión de la EEMCA existe un nivel de pérdidas negras muy elevado, anotando entre las zonas más vulnerables y conflictivas al cantón Yaguachi, la cual se encuentra servida desde el 28 de Junio de 2003 por una alimentadora desde la Subestación del mismo nombre, comprendiendo la zona urbana y rural de la misma.

El Cantón Yaguachi se encuentra sectorizado en 6 partes de acuerdo al valor del suelo por metro cuadrado según información proporcionada por la Municipalidad del Cantón.

De manera general, el Cantón consta de aproximadamente 246 manzanas las mismas que suman 4,265 solares agrupando cerca de 13,315 habitantes, de acuerdo al último censo 2001 efectuado por el INEC.

Como referencia de la actual situación, la EEMCA realiza los cortes y las reconexiones únicamente en la zona céntrica de Yaguachi ya que en las zonas marginales se han presentado casos de violencia y atentados criminales contra los empleados de la Empresa. Este es el motivo por lo cual el robo de energía es más grande en esta zona.

En el plano adjunto se muestra el Cantón Yaguachi con todos sus sectores.

5.1.1. Búsqueda de la Información Pertinente

Determinación del Déficit Energético del Sector

A fin de mostrar el déficit en la facturación dentro de este Cantón se consideró obtener el balance energético de la alimentadora Yaguachi de la S/E Yaguachi para el mes de Octubre de 2004, la misma que cubre la demanda de la zona urbana y rural de Yaguachi.

En el Anexo No. 2 se muestra el cuadro de consumo mensual registrado en el año 2004 y la variación de crecimiento de clientes en el mismo período.

Se procedió a obtener la medición de la energía de salida en el alimentador Yaguachi y también el consumo facturado de los ciclos 21 (Zona Urbana Yaguachi), 62 (Zona Rural de Yaguachi) y

adicional el consumo industrial de algunos Usuarios Especiales que pertenecen al ciclo 49 debido a que se sirven de la misma subestación, para así obtener la diferencia entre la energía medida y la energía facturada en este alimentador.

DÉFICIT DE FACTURACIÓN GLOBAL PARA OCTUBRE-2004

Tabla No. 5-1

DESGLOSE	Energía (kWh)	Numero Abonados
Medidor Alimentador Yaguachi	1,087,108	4,133
Facturación Ciclo Urbano Yaguachi	406,865	2,850
Facturación Ciclo Rural Yaguachi	68,446	1,245
Facturación Ciclo 49 Usuarios Especiales	178,897	38
DÉFICIT FACTURACIÓN GLOBAL	432,900	-

Una vez encontrada la pérdida global de facturación de la energía que sale de la S/E, de ella debemos diferenciar que se encuentra compuesta - como sabemos- de pérdidas técnicas y no técnicas. Así, tenemos que del global de pérdidas, un 14% es debido a pérdidas técnicas y un 86% a causas no técnicas.

DESCOMPOSICIÓN DE PERDIDAS DE ALIMENTADOR
YAGUACHI
Tabla No. 5-2

Pérdidas Totales	Pérdidas Técnicas	Pérdidas No Técnicas
(kWh/mes)	(kWh/mes)	(kWh/mes)
432,900	60,606	372,294

Este valor de 14% fue proporcionado por la Dirección de Planificación de la Empresa y se debe a que la demanda suministrada es relativamente concentrada y sirve a clientes residenciales y urbano-marginales y rurales de tal forma que las alimentadora no es muy extensa y existe distribución a clientes especiales en una proporción pequeña. Por tal motivo las pérdidas técnicas poseen tal magnitud para el caso de la Alimentadora Yaguachi.

Las pérdidas en la facturación global provienen de la contribución de la totalidad de consumidores cubiertos en esta zona. Por tal razón el total de pérdidas no debe ser recargado totalmente a la ciudad de Yaguachi, ya que dentro de las rutas industriales y rurales externas a ella, existirá también robo de energía. No obstante, se ha considerado en un menor grado al producido dentro del área de estudio.

Tomando en cuenta la experiencia de los encargados del control de pérdidas de la Empresa y la cantidad de usuarios en las rutas externas, se presenta el grado de contribución del total de pérdidas no técnicas producidas dentro del área de estudio.

**DESCOMPOSICIÓN PORCENTUAL DE PÉRDIDAS NO
TÉCNICAS**

Tabla No. 5-3

Desglose	Contribución
Déficit por las Rutas externas	17%
Déficit por la Ciudad de Yaguachi	83%
Total	100%

Se observa que la contribución de las rutas externas es menor debido a que los consumidores industriales tienen un control más periódico y estricto; en las zonas residenciales externas, por encima de la cantidad de abonados, no existe un comportamiento de robo y hurto de energía en tal magnitud como el de los habitantes de Yaguachi.

Luego de tomar en cuenta las consideraciones anteriores y aplicándolo para obtener las pérdidas en la ciudad, los resultados se presentan en el siguiente cuadro.

**PÉRDIDAS DE ENERGÍA NO TÉCNICAS DE LA CIUDAD DE
YAGUACHI A OCTUBRE-2004**

Tabla No. 5-4

Localización Pérdidas	Pérdidas No Técnicas (kWh/mes)
Nivel Alimentador Yaguachi	372,294
Ciclo 49(Especiales) y Ciclo 62(Rural)*	63,290
Ciudad de Yaguachi	309,004

*Estimadas

Localización de las pérdidas.

De acuerdo al sistema de facturación de la Empresa, la ciudad de Yaguachi esta conformada en 7 libros de lectura la cual no tiene ninguna relación con la zonificación proporcionada por la Municipalidad del Cantón, resaltando que actualmente el enrutamiento de los usuarios esta totalmente desorganizado provocando una gran confusión y mayor trabajo para la toma de registro del consumo.

A continuación se presenta un cuadro de códigos de observación del censo de medidores realizado en el mes de Febrero/2004, en la Zona Urbana de Yaguachi utilizados también durante la toma de lectura.

**CENSO DE MEDIDORES Y USUARIOS EN
YAGUACHI A FEBRERO/2004**

Tabla No. 5-5

COD.	CONCEPTO DEL CODIGO	TOTAL	%
00	Sin Novedad	1,128	30.90
01	Medidor No Marca	8	0.22
02	Medidor en el Interior	147	4.03
03	Medidor con Giro al revés	0	0.00
04	Medidor sin Sello de Bornera	438	12.00
05	Medidor Abandonado	4	0.11
06	Medidor Instalado Alto	58	1.59
07	Puerta Cerrada	38	1.04
08	Medidor no Existe en el Sitio	519	14.22
09	Med.Retirado por Empresa Revisión	1	0.03
10	Med.cediendo a terceros	0	0.00
11	Acometida Clandestina	33	0.90
12	Acometida sin uso retirarla	0	0.00
13	Med.Cortado,Abonado Directo	83	2.27
14	Med.con Vidrio Roto	20	0.55
15	Medidor por caerce	5	0.14
16	Med.buen estado,No consume	0	0.00
17	Med.con Relojería Descalibrada	0	0.00
18	Instalación de med.Clandestino	0	0.00
19	Inconsistencia de Lectura	0	0.00
20	Lectura No Tomada	0	0.00
21	Acometida Picada	34	0.93
25	Directo no Consta en el Catastro	929	25.45
26	Medidor Obsoleto	0	0.00
27	Medidor Guardado, Directo	3	0.08
31	Medidor Cortado,sin Energía	0	0.00
40	Med.sin Sello en el Suncho	68	1.86
41	Med.Mal Estado No se puede toma	2	0.05
42	Medidor sin Tapa Bornera	129	3.53
51	Medidor Colocado al Revés	4	0.11
71	Digitos de med.entre 2 números	0	0.00
72	Med.Guardado Abon.sin Energía	0	0.00
90	Med.Retirado,Directo meses	0	0.00
TOTAL		3,651	100.00

Podemos apreciar que una de las novedades más preocupantes son las **Conexiones Directas**, que representan el 25.45% del universo, existe reportado también una gran cantidad de usuarios

con el código “08” (**Medidor No Existe**), esto se debe, a que los usuarios en esta zona al verse con una deuda impagable, proceden a retirarlos sin ninguna autorización de la Empresa y luego solicitan un nuevo servicio a nombre de otro miembro de la familia aduciendo que son inquilinos o simplemente se conectan en forma directa, a esto se suma el alto porcentaje de **adulteraciones en los medidores** y las invasiones en la periferia del Cantón.

En el Sistema de la EEMCA, actualmente existen catastrados en el Ciclo 21 (Yaguachi Urbano), un total de 2,850 abonados, a Octubre/2004.

Demanda de energía per capita

Para cuantificar las conexiones directas se procedió a la estimación del consumo de energía de los habitantes del sector, los cuales son en su gran mayoría usuarios residenciales.

Para estimar el consumo se consideró: el nivel económico de las familias, la carga instalada de cada villa y los hábitos horarios de consumo de la misma y también los consumos promedios obtenidos de los libros de facturación.

La estimación del consumo promedio mensual de los habitantes nos servirá de ayuda para obtener los niveles de fraude y la posible facturación adicional que se tendrá con la implementación del proyecto.

En el siguiente cuadro se presentan el consumo promedio mensual de energía de los usuarios.

CONSUMO MENSUAL DE ENERGÍA DE LOS USUARIOS EN ESTUDIO

Tabla No. 5-6

Descripción Equipos	Cantidad	Demanda (kW)	Horas/Mes	Energía (kWh/mes)
Refrigeradora mediana	1	0.373	270	100.7
Televisor pequeño	1	0.08	150	12
Ventilador de mesa	1	0.06	30	1.8
Plancha	1	1.00	10	10
Foco de 100 W	3	0.10	140	42
Radio	1	0.01	30	0.3
Total				167

El consumo promedio se fijó en 167 kWh mensuales por abonado tomado también del consumo promedio de los usuarios que no presentan novedad en la toma de lectura para la emisión de Octubre/2004. En los usuarios directos se fijó un consumo superior al establecido por no tener éstos ningún control en sus consumos debido a que no pagan por el servicio. El valor establecido por consumo es de 260 kWh/mes debido a que los usuarios son de condición media y baja y de la experiencia obtenida en la Jefatura de Control de Pérdidas de la EEMCA.

5.2. PROPUESTA DE SOLUCION AL PROBLEMA PRESENTADO.

El principal problema a ser resuelto son las conexiones directas a la red que, como en capítulos anteriores explicamos, son hechas sin ningún cuidado, atravesando casas y árboles; representando un constante peligro para quienes las maniobran además de causar serios daños al sistema eléctrico del sector y perjudicar a quienes cumplen con las obligaciones contraídas con la Empresa.

Se ha tomado en consideración una alternativa de carácter técnico que controlen las infracciones y permitan una facturación eficiente esto es la aplicación de un **SISTEMA CENTRALIZADO DE MEDICION ELECTRÓNICA**. En primer lugar se evaluará técnicamente su viabilidad

considerando las ventajas y desventajas para posteriormente evaluarla desde el punto de vista económico obteniendo parámetros que nos permitan tomar decisiones inmediatas.

5.2.1. Descripción y Valorización del Sistema Centralizado de Medición.

Aspectos Generales.

El sistema de Medición Centralizado de estado sólido de bajo costo permite obtener una información detallada y confiable de los kWh (registro de energía) del consumidor de tipo residencial de bajo consumo con barridos programables cada 15, 30 ó 60 minutos. Además procesa la información recibida de cada medidor, estableciendo el consumo adecuado y emisión de informes solicitados vía teclado; ya sea por la impresora o del Display alfanumérico del concentrador primario.

El registro de consumo de energía es realizado por medio de los medidores de estado sólido que emiten pulsos que no pueden ser intervenidos, los cuales se instalan uno por cada consumidor.

Los medidores de estado sólido son instalados lo más cerca posible al consumidor, a través de un módulo denominado concentrador secundario, donde se alojan los circuitos electrónicos del medidor y emisor de pulsos, así como también reciben la acometida de alimentación principal desde el transformador de distribución y las acometidas individuales de cada consumidor perteneciente al concentrador.

Este sistema cuenta con medidores inteligentes y programables, permiten obtener la información (consumo acumulado de energía) de una manera rápida y precisa, así como también en una forma programada y eficaz, suspender servicios individuales por concepto de deudas, o restablecer el servicio en caso de reconexión (pago de deuda), similar al actual sistema telefónico, sin necesidad de desconectar o conectar medidor, retirar e instalar acometida.

La comunicación para el procesamiento de la información de los medidores individuales instalados en cada concentrador secundario y desde estos hacia el microprocesador central localizado en el concentrador primario, se la realiza a través de un cable de comunicación especial cuya distancia no debe ser mayor de 1,500 metros, medida desde el punto donde se localiza el modulo primario, para garantizar que los datos sean recibidos sin ninguna distorsión.

Descripción de los Módulos.

El sistema de medición centralizado consta de los siguientes módulos:

Modulo 1. - Concentrador Primario.

Modulo 2. - Concentrador Secundario.

Modulo 3. - Medidor electrónico de energía activa.

Concentrador Primario.

Este módulo está basado en un sistema microprocesador y es responsable por la obtención de datos de los concentradores

secundarios, el procesamiento y almacenaje de información y la interfaz entre la empresa y sus clientes.

Las principales funciones son:

1. - Comunicación con los concentradores secundarios.
2. - Procesamiento de la información recibida de cada medidor.
3. - Emisión de informes por consumo solicitados vía teclado y obtenidos por la impresora local o el Display alfanumérico.

Concentrador Secundario.

El concentrador secundario se compone de una placa de circuito impreso que aloja los componentes y la fuente de alimentación, así como también los circuitos electrónicos de los medidores. Este módulo es colocado en el poste de distribución más próximo a los consumidores a ser atendidos. El concentrador secundario y los medidores están alojados en una caja para instalación a la intemperie.

Sus dimensiones varían de acuerdo a la cantidad de medidores a instalarse, tienen capacidad para alojar de 8 a 16 medidores monofásicos, los medidores son montados en placa de circuito impreso, este equipo recibe los conductores de las fases de la acometida del usuario.

Las principales funciones que realiza el concentrador secundario son:

- Comunicación con el concentrador primario.
- Sincronismo horario entre concentrador primario y secundario.
- Datos de control de carga y desconexión remota.

- Envío de los valores registrados por el medidor.
- Estado de operación de los medidores.

Medidor Monofásico (una fase 120V)

El medidor monofásico (circuito impreso) puede ser utilizado en cualquier de los 16 espacios disponibles en la placa de circuito impreso del concentrador secundario, y contiene el circuito electrónico y los sensores de potencial, convirtiendo el producto tensión-corriente en pulsos proporcionales a la potencia que se le aplica. La tarjeta madre integra esos pulsos y posteriormente los envía al concentrador primario para procesamiento.

Un shunt adecuado a la corriente máxima que se desea para el medidor montado fuera de la placa del mismo censa el paso de corriente. El censo de la tensión se hace en la propia placa del medidor por medio de un divisor resistivo.

Medidor Bifásico (dos fases 240V)

Una placa sumadora agrupa dos medidores shunt monofásicos en uno solo, transformándolos así en un medidor bifásico cuyos datos estarán en la placa integradora. La suma de los pulsos es realizada en el microprocesador.

Costo de Los Equipos.

De la investigación efectuada y recogiendo información de los departamentos de la Dirección Técnica y Comercial, además de consultar el precio de los equipos en el mercado, se pudo establecer el costo aproximado para la Empresa del sistema per

capita de usuario implementado, tomando sólo para este costo el rubro concerniente al equipo necesario.

**COSTO POR CLIENTE DEL SISTEMA DE MEDICION
CENTRALIZADA PARA LA CIUDAD DE YAGUACHI**

Tabla No. 5-7

Descripción	Costo / Cliente
Equipo conformado por: Concentrador Primario Concentrador Secundario Medidores Electrónicos Cable de Comunicación	\$ 120

Fuera de este costo, dentro de un presupuesto de elaboración también tendrá que tomarse en cuenta los gastos de los siguientes rubros:

- Servicios de supervisión con técnico de la Empresa proveedora.
- Adecuación de la red primaria y de distribución de ser necesaria y respectivos materiales.
- Materiales correspondiente a las acometidas.
- Instalación del sistema (Mano de obra y Dirección Técnica).
- Repuestos, etc.

5.2.2. Evaluación Física

Para el proyecto de la medición centralizada se utilizaría la misma postería que existe actualmente, la cual, debido al diseño del sistema, tendría que ser reubicada en algunos de sus sectores y realizar algunas extensiones de línea de Media Tensión. Los cambios a realizarse no alterarían la programación del proyecto ni la supervisión del mismo. Respecto a los transformadores,

algunos tendrían que ser reubicados, otros cambiados de capacidad e instalar otros nuevos dependiendo del circuito a diseñar.

5.3. JUSTIFICACIÓN Y EVALUACIÓN ECONÓMICA

Las soluciones físicamente realizables son comparadas económicamente para determinar si su costo está dentro de las limitaciones establecidas en las necesidades inicialmente detectadas y en la definición del problema.

La evaluación económica consiste en el cálculo de los precios de eficiencia del valor económico neto del proyecto. Para el caso de proyectos eléctricos, su objetivo es procurar la máxima eficiencia en la asignación de recursos del sector.

Para la valuación económica de un proyecto se deben considerar dos escenarios básicos: uno que excluye el proyecto y el otro que lo incluye. Estos escenarios se llaman escenarios *SIN* y *CON* el proyecto respectivamente.

El escenario *SIN* el proyecto permite analizar la situación de oferta y demanda, costos y beneficios si no se lleva a cabo el proyecto.

En el escenario *CON* el proyecto se obtienen los requerimientos de inversión para el nuevo proyecto y los ahorros en costos y beneficios obtenidos al implementar el proyecto.

El éxito de esta metodología radica en la buena estimación y proyección del consumo de energía y los precios de la energía, los programas de inversión de la empresa ejecutora, el nivel de pérdidas y de todos

aquellos parámetros que se modifiquen una vez que se ponga en marcha el proyecto.

5.3.1. Escenario *Sin* el Proyecto

Dentro del escenario sin el proyecto se expone y cuantifica el déficit en la facturación de energía y el respectivo costo de estas pérdidas así como también los costos de operación del sistema actual. Estos costos nos servirán como base de comparación frente a los beneficios y costos que acarrea el proyecto planteado.

Para obtener esto se realizó un desglose de la totalidad de los usuarios de la etapa en dos grupos: los usuarios directos, entendiéndose como tales los que no son clientes de la empresa y a la vez se apropian ilegalmente de la energía eléctrica; y los que sí son clientes pero cometen infracciones contra la empresa, los cuales se los clasificará de acuerdo a la infracción cometida.

Dentro de los usuarios se identificará el consumo promedio, cuanto de él se factura y cuanto no.

Cuantificación de las pérdidas en la Ciudad de Yaguachi.

En el sector señalado se producen pérdidas de energía y financieras debido a:

- Robo de energía por las conexiones directas sin medidor.
- Robo de energía por las conexiones directas con medidor cortado.
- Fraude en la adulteración del medidor de energía.
- Pérdidas por otras infracciones.

A continuación se expondrá brevemente las características de robo y fraude efectuadas, para luego determinar la energía no facturada por estas infracciones.

Conexiones Directas sin Medidor.

El inconveniente radica en que la Empresa permitió acumular los pagos de algunas planillas, 3 a 4 meses, provocando un incumplimiento por parte de los usuarios con el pretexto de que los medidores marcaban un consumo excesivo y estaban dañados. Con la acumulación de planillas vino el corte de energía provocando una reacción violenta en los moradores, amedrentando con armas corto punzantes y hasta armas de fuego a los trabajadores de la Empresa, es por esta razón que actualmente el corte se lo realiza únicamente en la zona céntrica de la ciudad. Todo esto sin contar que muchos de los propietarios de estas villas dejan deudas altas por pagar por consumo de energía al vender las mismas. Obviamente los nuevos dueños no estaban dispuestos a asumir las deudas de sus anteriores dueños y preferían solicitar un nuevo medidor quedando esta deuda en la cuenta de valores incobrables. Por otra parte, los nuevos habitantes de esta ciudad, al ver la situación de sus vecinos, prefirieron conectarse directamente a la red de baja tensión y nunca contrataron el servicio con la EEMCA. Por este motivo en los actuales momentos no se puede determinar con exactitud las personas que son clientes y las que no lo son. La Empresa no tiene control sobre los usuarios que dejan deudas acumuladas de varios meses por consumo de energía quedando estos valores en la cartera vencida de la misma.

El daño principal que causa este tipo de infracciones es el deterioro de las redes secundarias. El enganche de alambre de

cobre por parte de los usuarios a los secundarios de aluminio hace que se produzca un punto caliente en la conexión acortando la vida útil del cable que se utiliza como secundario además de estirar el secundario de su posición habitual.

Usuarios Directos por medidor cortado.

Este tipo de infracción es la segunda dentro de las encontradas en esta ciudad. Según el Reglamento interno de la Empresa con el vencimiento de una planilla de consumo se procede al corte del servicio de energía eléctrica. Tal acción se la realiza en el poste, cortando el cable correspondiente a la fase de la acometida de tal forma que sólo el neutro de la misma queda entorchado a la red de distribución. Sin embargo, los operativos de corte se los realiza a los usuarios con 4 y hasta 5 meses de deuda por consumo de energía.

Cuando finalmente viene el corte del servicio, el usuario se conecta (engancha) a la red secundaria en forma directa; por lo general con alambre # 10 ó 12 AWG Cu. provocando como se manifestó anteriormente un deterioro de las redes secundarias.

Dentro de la EEMCA existen trabajadores encargados de verificar y corregir la lectura del consumo mensual de los usuarios. Estas personas son los “facturadores”. Los facturadores tienen un criterio muy particular para colocar los consumos. No hay una coordinación entre los señores cortadores y los facturadores. Cuando a un abonado se le corta el consumo no se comunica de esta situación al facturador, éste no lo sabe y le sigue emitiendo una planilla. Las personas encargadas de tomar el consumo de energía de los medidores se les denomina “lectores” y son los encargados de informar cualquier anomalía que se encuentre en el

terreno. Los lectores les notifican a los facturadores que ese medidor está cortado y que el cliente está directo.

Sin tomar en cuenta esta observación el facturador le emite una planilla a un usuario cuando se supone que éste tiene suspendido el servicio, sin embargo el empleado de la Empresa asume que de alguna forma el cliente está hurtando energía y por eso le extiende la planilla. El consumo que se le impone al usuario es variado y lo establece el facturador aunque básicamente se toma el consumo promedio de los 3 últimos meses.

La Empresa pierde por concepto de esta infracción de dos formas. Sus pérdidas negras aumentan: al no tener un consumo real de este tipo de usuarios, los kWh consumidos son mayores a los kWh facturados. Por otra parte la cartera vencida cada vez se hace más grande. Estos usuarios básicamente tienen hasta 36 meses de deuda que muy difícilmente serán posibles de recaudar. Cuando a estos clientes se les emite una planilla porque su servicio ha sido cortado toman una actitud agresiva y se niegan enfáticamente a pagar. De esta forma a la Empresa se le acumula una cartera vencida debido a que su personal impone consumos que definitivamente no van a ser cancelados y que no se sabe si son reales.

Se presenta a continuación el cuadro de la cartera vencida de la EEMCA.

CARTERA VENCIDA DE YAGUACHI A FEB-2004

Tabla No. 5-8

RANGO MESES	MONTO ADEUDADO	No. CLIENTES	% INCUMPLIMIENTO
0	0.00	6	0
1	7,285.94	555	20
2	7,793.46	252	9
3	5,284.98	115	4
4	6,287.02	102	4
5-10	31,015.44	258	9
MAS DE 10	470,278.50	1,434	53
	527,945.34	2,722	100

Adulteración en el medidor

Casi la totalidad de los medidores utilizados en esta zona son del tipo "A" o sobrepuestos. Son medidores que tienen su entrada y salida de energía en la parte inferior del mismo. Tienen 2 tipos de sello, uno que se denomina de laboratorio que asegura la tapa de vidrio con el armazón del medidor y que por lo regular son dos, dependiendo de la marca del medidor; el otro sello es el que protege la bornera del medidor, el cual va sujeto a una tapa que impide ver como los cables entran y salen de la bornera y acceder a ellos.

La violación de estos sellos indica claramente que existe una manipulación del medidor, ya sea dentro del mismo o en su parte externa.

Por lo general, en los medidores con sellos de calibración violados el disco que gira de acuerdo a la carga requerida está frenado o totalmente parado. Se puede limar los engranajes de las esferas del medidor de tal forma que el eje helicoidal se vaya en banda y el medidor no registre el consumo. Se puede también romper los

sellos de calibración de tapa de vidrio para colocar algún dispositivo en el disco y hacer que éste se pare totalmente o gire más lentamente.

Para el caso de violación de sellos en la bornera su explicación es muy extensa. Se violan o se rompen estos sellos por diferentes motivos:

- Para sacar conexiones directas desde la entrada de la bornera.
- Para abrir el puente de potencial del medidor.
- Para manipular el neutro de la acometida.
- Para puentear la entrada de carga con la salida de la casa del medidor.
- Para invertir las conexiones del medidor.
- Para conectar los cables directos cuando se corta el servicio.

En medidores tipo socket, al violar el sello del fleje o zuncho se puentean los terminales de entrada y salida del medidor para disminuir el consumo.

En todos los casos mencionados la Empresa debe tomar correctivos ya que este tipo de infracciones ocasiona que la energía se derive por otros caminos distintos a los del medidor. Es decir, con estas infracciones parte del consumo pasa por el medidor y otra parte no.

Infracciones adicionales que representan pérdidas

Dentro de la extensa gama de infracciones que se registran en esta ciudad están aquellas en las que se requiere de astucia o audacia para perpetrarlas. Estas infracciones son:

- Acometidas adicionales a la existente para dar servicio a un equipo en especial, como por ejemplo aires acondicionados, refrigeradores, soldadoras, etc.
- Perforación del aislamiento de la acometida para desviar el consumo de energía de la vivienda de manera parcial o total.
- Instalación de acometidas de 2 hilos (120voltios) en medidores a 240 voltios. De esta forma el medidor marca la mitad del consumo del usuario.
- Colocación de bypasses en la acometida con un disyuntor de derivación, de tal forma que cuando el cliente quiere hacer pasar el consumo de energía de la casa por el medidor lo desconecta y cuando lo quiere hacer pasar directo lo acciona.
- Instalación de acometidas empotradas que por lo general llegan a cajas de paso para distribuir la energía a otros lados sin que pase por el medidor. Esta situación es común verla en casas de 2 pisos y más.
- Manipulación del neutro en medidores de 120V, a través de un interruptor previo al medidor, de tal forma que accionan el registrador a su antojo.

Finalmente personas con ingresos un poco superiores y dueñas de inmuebles en los cuales se deben instalar paneles de medidores, proceden a contratar electricistas para que les realicen conexiones de circuitos directos desde las barras de alimentación del panel aunque la ciudad en estudio no hay muchos casos de estos.

Luego de haber analizado las componentes del estudio de pérdidas negras de energía, los 2 tipos de infracciones que se dan (con y sin medidor) y la descripción de éstas, a la vez que presentamos los efectos que producen en el sistema de distribución y sobre todo en el balance energético de la Empresa,

se procederá a analizar el costo de estas pérdidas y los beneficios que puede obtener al implementar un plan piloto de reducción de hurto de energía. Los valores y porcentajes presentados en la siguiente tabla son estimados sobre la base de datos obtenidos del Sistema de Facturación de la EEMCA en el ciclo 21 correspondiente al mes de Octubre/2004 y del último censo realizado de los medidores, el cual permite apreciar que no toda la energía consumida pasa por el medidor. Es decir, cierta cantidad se desvía o deja de ser registrada.

Tabla No. 5-9

CUANTIFICACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA PO CLASE DE INFRACCIÓN

DESCRIPCION	%	Cant.	Consumo Promedio (kWh/mes)	Consumo Facturado (kWh/mes)	Consumo no Facturado (kWh/mes)	Energía		
						Consumida (kWh/año)	Facturada (kWh/año)	Déficit (kWh/año)
Conexiones Directas	25.4	970	260	0	260	3,026,400	0	3,026,400
Conexiones Directas por Medidor cortado	2.8	109	260	160	100	340,080	209,280	130,800
Adulteración del Medidor	23.7	907	205	160	45	2,231,220	1,741,440	489,780
Medidores No Existen	14.1	540	0	58	0	0	375,840	0
Otras Infracciones	3.0	113	180	135	45	244,080	183,060	61,020
Sin Infracciones	31.0	1,184	167	167	0	2,372,736	2,372,736	0
Total	100	3,823	179	113	65	8,214,516	4,882,356	3,708,000

DESCRIPCION	%	CANT.	ENERGÍA (kWh/año)		
			Consumida	Facturada	Déficit
Conexiones Directas	25.4	970	3,026,400	0	3,026,400
Cientes con Infracciones	29.5	1,129	2,815,380	2,133,780	681,600
Medidores No Existen	14.1	540	0	375,840	0
Cientes sin Infracciones	31.0	1,184	2,372,736	2,372,736	0
TOTAL	100	3,823	8,214,516	4,882,356	3,708,000

La tabla anterior presenta el desglose de la totalidad de usuarios en la Ciudad de Yaguachi cuantificando el número de usuarios por infracción y también los usuarios que no cometen ninguna infracción. Con la cantidad de infractores y con sus respectivos consumos promedio mensuales, segregados en facturados y no facturados, se procede a obtener el déficit en la facturación anual del sector.

Costo de las pérdidas

Con el valor de energía no facturada encontrada y mediante la tarifa de venta del mercado se evaluará la pérdida económica de la Empresa por la no-facturación de la energía consumida.

Se ha considerado como tarifa de venta el precio real de la energía en el valor de 10.28 centavos por kilovatio-hora consumido (0.1028 Usd/kWh). Esta tarifa es la que el CONELEC a aplicado para el año 2004 tomando en cuenta que las tarifas se han estabilizado hasta Noviembre del 2005. Se considera este tiempo como válido para la implementación del proyecto a realizarse.

A continuación se muestra el respectivo perjuicio económico:

Tabla No. 5-9

PERJUICIO ECONÓMICO POR PÉRDIDAS EN LA CIUDAD DE YAGUACHI

Infracción	Déficit Energía (kWh/año)	Perdida de Ingresos (Usd/año)
Conexiones Directas	3,026,400	311,114
Conex. Directa con medidor	130,800	13,446
Adulteración del medidor	489,780	50,349
Otras Infracciones	61,020	6,273
Total	3,708,000	381,182

Podemos observar en la tabla 5-9 que la pérdida de ingreso anual estimado asciende a US \$ 381,182; de los cuales el mayor importe a ella corresponde a las conexiones directas con US \$ 311,114 (82% del total No facturado).

Solamente se tiene como único beneficio económico, el producido por la facturación de los consumos en los usuarios sin infracción - 2,372,736 kWh. - y con la tarifa de venta, el monto asciende aproximadamente a \$243,917 una cifra incomparable con lo que la Empresa deja de facturar anualmente debido a las pérdidas por robo y fraude.

Costos de comercialización

Los costos de comercialización se deben a la lectura de consumos y entrega de planilla, corte y reconexión.

En el proceso se toma en consideración los desembolsos anuales por lectura, procesamiento de la lectura, los costos de emisión de facturas, corte y reconexión y medios y herramientas a utilizarse para dicho propósito.

Los costos del proceso de toma de lectura de medidores se han obtenido tomando en cuenta la terciarización de este servicio por la Empresa. Estos costos y demás gastos que incurren en el proceso de corte y reconexión, se los presenta en el siguiente cuadro:

**DESGLOSE DE COSTOS DEL PROCESO DE
COMERCIALIZACIÓN EN LA CIUDAD DE YAGUACHI**

Tabla No. 5-11

DESCRIPCIÓN	VALOR	TOTAL TIEMPO EMLEADO
Costo Toma Lectura x Abon.	\$ 0.18	1 día
Costo Entrega Planilla x Abon.	\$ 0.16	1 día
Ingreso de Lecturas	\$ 10.64	1 día
Revisión y Clasif. Información	-	2 día*
Cant. Unidades Corte y Reconx.	13	-
Cant. Total de Empleados	32	-
Costo Corte y Reconexión del Total de Empleados	\$ 2,397	1 Semana
Costo X Vehículo	\$ 252	1 Semana

*1 día de revisión de información de toma y 1 día de clasificación de planillas para entrega.

Considerando la cantidad de usuarios dentro del área de estudio y de indagaciones realizadas en la Jefatura de Corte y Reconexión, el tiempo empleado para realizar el corte de los usuarios morosos es de 1 semana aproximadamente y el costo de operación es el siguiente:

**COSTO DE OPERACIÓN ACTUAL DEL PROCESO DE
COMERCIALIZACION EN LA CIUDAD DE YAGUACHI**

Tabla No. 5-12

Descripción	Clientes	Costo
	Cant.	(Usd/año)
Costo de Operación	2,850	79,831
Tiempo Total Empleado	11 días	

Adicional a estos valores debemos considerar que cada cuadrilla de corte y reconexión se encuentra debidamente equipada con accesorios y herramientas de trabajo y seguridad los cuales ascienden a un monto aproximado por camioneta de US \$ 1,800.

5.3.2. Escenario *Con* el Proyecto

Para efectos del análisis económico, el cual busca establecer la rentabilidad económica, la prioridad y el impacto distributivo, se tomarán como indicadores de dichos conceptos:

- Tasa Interna de Retorno (TIR) del proyecto.
- Relación Beneficio / costo, donde el costo se define como el valor presente de la inversión y el beneficio como el valor presente de los ingresos menos los costos de operación.
- Periodo de Recuperación de Capital (PRC), tiempo estimado en el cual se recuperará la inversión

Los principales beneficios de este proyecto corresponde al ahorro de energía que ya no será consumida y por lo tanto no tendrá que ser pagada al proveedor. Empero, como no toda la energía no facturada dejará de requerirse, se seguirá suministrando. La diferencia es que con el proyecto se cobra. La Empresa obtiene un importante beneficio financiero con el proyecto al recibir un ingreso por la venta de energía que antes no cobraba.

Conceptualmente, el beneficio neto del proyecto esta dado por:

$$\textit{Beneficio Neto} = \textit{Ahorros de recursos} - \textit{Costos del Proyecto}$$

El primer término corresponde al ahorro en recursos debido a la reducción de pérdidas negras. El segundo a los costos actualizados del proyecto, inversión, incremento de facturación, operación y mantenimiento.

Objetivos.

Concretar en corto plazo la normalización de la totalidad de los usuarios clandestinos e infractores del área afectada, tanto en aspectos técnicos (conexiones y mediciones) como en lo comercial (facturación y control de pagos).

Tarea.

Efectuar un cambio de la situación de la red secundaria actual mediante la instalación de un sistema de medición centralizada en todos los servicios, retirando el sistema actual de baja tensión (conductores desnudos) y el sistema electromecánico de medición (medidores).

Costo de la Inversión.

Se requiere conseguir los montos necesarios para la implementación física del sistema. Este valor cubre tanto los costos directos e indirectos y otros gastos, incluyendo la mano de obra y arreglo de la instalación.

Los costos indirectos se los obtendrá sobre la base de un porcentaje de los costos directos. Se establece un porcentaje para los costos indirectos debido a que al momento de efectuar el estudio económico es difícil estimar el valor exacto de los mismos.

Dentro del sistema existente se tienen medidores electromecánicos, los que deberán ser retirados ocasionando esto, un gasto adicional.

En la siguiente tabla se presenta el monto de la inversión necesaria de implementación de este sistema, los mismos que serán presentados en detalle en el capítulo 7.

INVERSIÓN DEL SISTEMA CENTRALIZADO

Tabla No. 5-13

Descripción	Costo/Cliente	Clientes	Total
Eq.del SMC	\$ 120	3,283	393,960
Compra de Mat.y Eq. Adic.			149,707
Mano de Obra			30,000
Total Gastos Directos			573,667
Total Gastos Indirectos			91,030
TOTAL US \$			664,697

Costos de Comercialización.

Dentro de los costos de comercialización se presentan la variación con respecto a los costos incurridos actualmente.

Para el sistema centralizado se excluiría el costo de la toma de lectura y el costo por corte y reconexión debido a que:

- Los costos de lectura al abonado se evitan debido a la recepción de datos de manera remota a través del cable de comunicación al concentrador primario.
- Así mismo el corte y la reconexión se la efectúa en forma remota.
- Los costos de procesamiento, emisión, entrega y cobro de la facturación se mantienen ya que este proyecto no se implementa con una facturación en línea.

El costo de operación del nuevo sistema es el siguiente y presentamos su variación al valor actual:

**COSTOS DE COMERCIALIZACIÓN DEL SISTEMA
CENTRALIZADO**

Tabla No. 5-14

DESCRIPCION	VALOR	TIEMPO TOTAL EMLEADO
Costo Toma Lect. x Abon.	-	Instantáneo
Costo Entrega Planilla x Abon.	\$ 0.16	1 día
Ingreso de Lecturas	\$ 1.33	15 min.
Clasificación Inform.(Planillas)	-	1 día
Cant.Unidades Corte y Reconx.	-	-
Cant. Total de Empleados	-	-
Costo Corte y Reconx.	-	Instantánea
Costo X Vehículo	-	-

**COSTO DE OPERACIÓN DEL PROCESO DE
COMERCIALIZACION CON EL SMC EN LA CIUDAD DE
YAGUACHI**

Tabla No. 5-15

Descripción	Clientes	Costo
	Cant.	(Usd/año)
Costo de Operación	3,283	6,076
Tiempo Total Empleado	2 días	

Realizando un cuadro comparativo de los costos de operación de *Con* y *Sin* el Proyecto del sistema de comercialización en la Ciudad de Yaguachi, tenemos:

CUADRO COMPARATIVO DEL COSTO DE OPERACIÓN
CON Y SIN EL PROYECTO DEL SMC

Tabla No. 5-16

Descripción	Sin el SMC		Con el SMC	
	Clientes	Costo	Clientes	Costo
	Cant.	(Usd/año)	Cant.	(Usd/año)
Costo de Operación	2,850	79,831	3,283	6,076
Tiempo Total Empleado	11 días		2 días	

El resultado del cuadro anterior nos indica que el sistema centralizado trae consigo un ahorro sumamente considerable con respecto al costo de operación de aproximadamente US \$ 73,800; adicional una recaudación mucho más efectiva ya que el corte ahora si será efectuado sin existir la posibilidad de un soborno al empleado de la Empresa, encomendado dicho trabajo en comparación con el sistema de facturación actual.

Beneficios por Reducción Pérdidas.

En esta parte se cuantificará la reducción de pérdidas por la normalización de las situaciones anómalas. Los beneficios encontrados son los siguientes:

- Facturación adicional no registrada a los infractores por ser el sistema seguro contra cualquiera de las infracciones encontradas.
- Existirá un beneficio único en el primer año por el cobro de consumos no registrados por parte de la Empresa a los usuarios con conexión directa.

Para el efecto se ha considerado la costumbre de uso de los usuarios, ya que una vez registrados sus consumos en forma real, éstos procederán a reducirse ya que ahora si le cuesta al usuario

que estaba en Conexión Directa, teniendo como referencia un consumo promedio de energía de 167 kWh/mes.

Un resumen de los beneficios del sistema es el siguiente:

**BENEFICIO ANUAL POR ENERGÍA DEL SISTEMA
CENTRALIZADO DE MEDICION.**

Tabla No. 5-17

Infracción	Cant.	Energía (kWh/año)	Ingreso (Usd/año)
Conexiones Directas	970	1,943,880	199,830
Conex. Directa con medidor	109	9,156	941
Adulteración del medidor	907	76,188	7,832
Otras Infracciones	113	43,392	4,461
Total Anual	2,099	2,072,616	213,064

Existen además dos beneficios adicionales para el primer año de operación. El primero debido al cobro de los consumos no registrados en los usuarios directos. El valor que fue considerado estima un periodo de 6 meses con un consumo de 100 kWh y a una tarifa real promedio de 10.28 centavos de dólar. El segundo por la recuperación de los medidores que fueron retirados y reparados y que servirán para ser instalados en otro lugar del sistema.

BENEFICIO UNICO: AÑO 1

Tabla No. 5-18

Cobro de Consumos no Registrados	\$,59,830
Por recuperación medidores	\$ 13,300
TOTAL	\$ 73,130

5.3.3. Evaluación Final de los resultados

Una vez determinados los beneficios y realizados los cálculos correspondientes a los indicadores económicos se obtiene el flujo de inversiones versus los beneficios producidos por la reducción de pérdidas y los ahorros en costos de operación, generando valores numéricos denominados “medidas de valor” que consideran inherente el valor del dinero en el tiempo, es decir considera el hecho de que el dinero hoy vale una suma diferente en el futuro.

Se presenta entonces un análisis financiero del proyecto para un período de 5 años, convirtiendo a unidades comunes en dólares todos los beneficios positivos, negativos y costos identificados, es decir a un valor presente, valor anual o valor futuro equivalente, pero todos deben estar expresados en las mismas unidades, optando en particular por el valor presente para luego calcular la razón Beneficio – Coto (B/C); teniendo en cuenta que una razón B/C mayor o igual a 1 indica que el proyecto evaluado es económicamente ventajoso.

De igual forma se realiza el cálculo de la valoración de la Tasa Interna de Retorno (TIR), la misma que es un indicador de la rentabilidad del proyecto en un plazo determinado.

Y por último se determina el Período de Recuperación del Capital, la misma que nos indica el tiempo estimado en la cual el proyecto aplicado rinde sus beneficios y cubre con la inversión inicial del mismo.

En el Anexo # 5 se presentan los cálculos correspondientes para obtener el flujo anual de valores para 5 años de operación. Un resumen de los resultados se presenta en la siguiente tabla.

PARÁMETROS ECONÓMICOS DEL SISTEMA CENTRALIZADO

Tabla No. 5-19

Proyecto	Inversión	Valor Presente Beneficios	R.B/C	TIR	PRC Meses
Sistema Centralizado	\$ 664,697	\$ 1,099,213	1.85	37%	22.16

Del cuadro anterior podemos anotar que el proyecto es considerado rentable de acuerdo a los índices antes mencionados en la cual considera que básicamente la Relación Beneficio-Costo (B/C) mayor a uno, siendo para el caso en particular R. B/C = 1.85; resultando un período estimado de recuperación de la inversión de 22.16 meses, además se tiene que éste representaría un porcentaje de pérdidas recuperado de 1.07% sobre la base de 347 GWh comprados en el 2004.

Por otro lado, el hecho de no ejecutarse un programa de reducción de pérdidas provocaría un aumento considerable de las pérdidas de energía eléctrica, ya que en la actualidad existe un perjuicio económico por pérdidas no técnicas de US \$ 381,182 (Trescientos ochenta y un mil ciento ochenta y dos 00/100 Dólares), producto del déficit anual de energía eléctrica provocada por las infracciones antes mencionadas de 3,708,000 kWh/año, el mismo que tiende a incrementarse por el alto índice de contravenciones existentes en el sitio.

Es por eso, entonces que se debe aplicar de manera Urgente el Proyecto de Construcción del Sistema de Medición Centralizada en el Cantón Yaguachi, considerado éste sitio uno de los más conflictivos dentro del área de concesión de la EEMCA, para luego partiendo de las experiencias y recursos generados del mismo ser aplicado en otros lugares no sólo de la EEMCA sino de las demás

Empresas Eléctricas del país las cuales se encuentran afectadas por el mismo inconveniente e incluso en mayor proporción.

A continuación se presenta las ventajas y desventajas de la aplicación del Sistema de Medición Centralizado:

Sistema de Medición Centralizada: Ventajas del sistema

- 1) Reducción a cero de las pérdidas no técnicas. Al ser la medición de energía con medidores electrónicos ya no habrá alteraciones al nivel del medidor. Toda la energía que consuman los usuarios será registrada por el medidor. No hay forma de violar el sistema de medición salvo que se pretenda tomar energía de la acometida del vecino pero en este caso no se perjudica a la Empresa sino al vecino.
- 2) Abaratan los costos por abonado de facturación (costos operativos de comercialización), en lo concerniente a la toma de lecturas y verificación de los consumos o validación. Se observa claramente que los consumos de un mes a otro varían de acuerdo a lo que ha consumido el usuario.
- 3) Ahorra en su totalidad los gastos de contingencia en el área de corte y reconexión de servicio. El costo mensual que tiene una cuadrilla de corte y reconexión es ahorrado con este sistema de medición centralizada ya que el corte de servicio es remoto y no se necesita estar físicamente en el terreno para proceder al corte. Se lo realiza desde el concentrador primario.
- 4) Permite una captación inmediata de nuevos clientes. Al no haber otra forma de acceder al servicio, las personas directas tendrán que registrarse bajo esta nueva modalidad.

- 5) Por otra parte la medición es casi exacta y no tiene errores en la misma mayores al 0.2%, diferente a lo que ocurre en los medidores convencionales donde existen errores en el orden del 2%.
- 6) Crea una costumbre de pago a los usuarios que tengan este sistema debido a que el corte es de manera remota y no se le avisa al usuario. Por tal motivo estos saben que tienen que pagar el consumo de energía como ocurre con el servicio telefónico. Se puede, a través de programa, limitar la carga del usuario para que éste no se quede totalmente sin el servicio y pueda pagar lo que debe.
- 7) Existe un valor que la empresa puede recuperar como activos y son los medidores que les son retirados a los usuarios que sí son clientes de la Empresa. Aunque la empresa gaste un valor adicional en recuperar estos medidores, tendrá una cantidad de reserva en bodega y se evitará el comprar estos medidores que servirán para ser instalados en otra parte.

Sistema de Medición Centralizada: Desventajas del sistema

- 1) Abarca una cantidad definida de usuarios por caja. Cuando se termina la reserva por caja se necesitaría de la instalación de otra caja adicional para satisfacer la demanda.
- 2) No se puede hacer transferencia de carga a otros circuitos cuando haya daño en el transformador. El diseño está planteado para que los transformadores alimenten sólo las cajas y no haya conexión hacia otros lados. En casos como estos se debe cambiar el transformador.

- 3) La única manera de boicotear el sistema es cortando el cable de comunicación que interconecta todas las cajas de un determinado concentrador primario. Si se corta el cable de comunicación las cajas quedan incomunicadas con el concentrador primario y no se pueden obtener los consumos de los usuarios, sin embargo, los registros de los consumos quedan guardados hasta cuando se arregle el desperfecto y la información puede ser recopilada nuevamente.
- 4) Como el equipo es complejo y delicado no es recomendable su instalación en sectores donde proliferen la delincuencia.

Luego de haber realizado los análisis de costos de implementación, los ahorros en los costos de comercialización, los costos indirectos y los beneficios que presta al mejoramiento del Sistema de Distribución y a la reducción de pérdidas no técnicas, así como las ventajas y desventajas de este proyecto, concluimos que es una inversión rentable con una recuperación de la misma a un año 5 meses aproximadamente.

A continuación se presenta el estudio de la planificación para la implementación del Sistema de Medición Centralizada y los detalles necesarios para ejecutarla.

CAPITULO VI

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO A IMPLEMENTARSE

6.1. ASPECTOS GENERALES

Se elaborará el proyecto para la implementación del Sistema de Medición Centralizada en la zona urbana de la ciudad de Yaguachi.

La misma que esta conformada de 246 manzanas, con un total de 4,265 solares abarcando a 13,315 habitantes urbano-marginales predominantemente de bajos ingresos económicos, excluyendo los 127 solares que se encuentran pasando el río, dándoles un trato diferente a este sector, de tal forma que se recomienda instalar un sistema antihurto con cable preensamblado, acometida antifraude y medidor electrónico alojado en una caja así mismo antihurto, material que se esta procediendo a instalar en las obras del FERUM.

El sistema debe atender a un total de 3,129 puntos de medición tomados del último censo de medidores efectuado en febrero de 2004, en toda la zona urbana de Yaguachi, sin embargo se ha considerado un margen de crecimiento mínimo ya que se registra para el mes de Octubre/2004 3,283 usuarios, superando esta situación, ya que se ha considerado una reserva de aproximadamente 4 de los 16 espacios por Concentrador Secundario.

Para el efecto se atenderá todos los puntos de medición con desconexión remota, los cuales serán distribuidos en **336** concentradores secundarios, intercalados a través de un cable de comunicación serial (tipo telefónico auto soportado) a **7** concentradores Primarios, con caja para sobreponer en pared para uso interno, localizados según su optimización del área de cobertura.

6.2. CONSIDERACIONES ELÉCTRICAS.

6.2.1. Descripción Del Sistema Eléctrico De Distribución Existente

Fuente de Energía

La fuente de energía desde donde son alimentadas las redes primarias es la Subestación Yaguachi. La S/E posee un transformador de poder, tipo encapsulado, conexión Dyn1, 69/13.8kV, marca MITSUBISHI de 5/6.25 MVA, con su interruptor en 69kV (Tipo 70-SFMT-25B, 600 Amps, 72.5kV) con 4 alimentadores de 13.8kV (4 interruptores en vacío modelo 10-VPR-2SC, 13.8kV, 600 Amps y un interruptor en vacío para las barras, modelo 10-VPR-2SC, 13.8kV, 1200 Amps) dos alimentadores se encuentran en servicio, Caimito y Yaguachi, cubriendo el Alimentador Yaguachi la zona urbana y rural de Yaguachi y una pequeña zona Industrial. La Subestación esta ubicada en la afueras de la zona urbana de Yaguachi a 4 Km. en la vía a Babahoyo.

Red de Alta Tensión

La red de alta tensión es aérea subtendida sobre postes de 11 mts. 500 Kg. Y se toma de la troncal de alimentadora calibre 3 X 3336.4 MCM + # 3/0 ACSR, la cual viene de la S/E Yaguachi.

En su entrada a la población lo hace por el lado Este, bordeando el lado izquierdo del carretero Yaguachi-Durán, existiendo en el poste séptimo una derivación trifásica para un Usuario Especial (Marmolería), continuando hasta el poste décimo tomando un giro

hacia la izquierda introduciéndose a la población propiamente dicha, existiendo un recorrido del alimentador troncal a través de la zona urbana de Yaguachi de aproximadamente 2 Km. de donde se derivan las redes monofásicas que cubren la carga Total.

Para mejor ilustración se puede observar el plano del levantamiento actual de la línea en M.T. con los transformadores de Distribución de la Población presentado al final de la Tesis.

Postes y Estructuras

Los postes utilizados son del tipo de hormigón armado de 11 mts. Y de 9 mts. de sección circular.

Para alta tensión se emplea postes de 11 mts. 500 Kg. en los casos en los que el poste tenga como carga adicional un transformador y son de 11 mts. 350 Kg. en los casos en los que no tenga carga adicional instalada. Para la red de baja tensión se emplean postes de 9 mts. 350 Kg.

Transformadores

Son montados en poste, monofásicos predominantemente auto protegidos, auto enfriados, sumergidos en aceite, con un terminal en el lado de alta tensión, tres terminales de baja tensión de 13220/7620 , 240/7120 voltios.

Están provistos de 4 taps para operación sin carga de 2.5% cada uno, dos arriba y dos abajo del voltaje nominal, con una frecuencia de 60 Hz. Luz indicadora de sobrecarga.

La capacidad nominal de los transformadores del sector va desde 10 hasta 50 KVA. La conexión con la línea primaria se efectúa mediante grapa en línea viva.

Red de Baja Tensión

La red de baja tensión transporta la energía al nivel del voltaje de utilización de los consumidores desde los terminales de baja tensión del transformador hasta las entradas a las casas.

El circuito secundario está localizado en los postes debajo de los transformadores de distribución y debajo de los conductores de las líneas primarias, donde existan.

La ubicación del conductor neutro del secundario por lo general se localiza en el punto mas alto del rack secundario.

La red de baja tensión existente es radial aérea monofásica a tres hilos. Los conductores instalados están conformada por conductor de calibre 2X1/0 + 1X#2 ASC. Se utiliza un calibre menor para el neutro debido a que las cargas son resistivas y no hay en la zona problemas de armónicos. Si los hubiera, el conductor neutro seria del mismo calibre que el de las fases.

En algunos sectores la Empresa ha colocado circuitos con redes aisladas y cajas antihurto para contrarrestar el problema de las conexiones clandestinas por enganche.

Los vanos para las calles donde se ubica el transformador y la red de baja tensión promedian los 50 mts.

Servicio de Acometidas y Medidores

Las acometidas de los usuarios sirven de conexión entre la red de baja tensión y sus viviendas. Este conductor es del tipo dúplex o tríplex de aluminio del calibre # 6 AWG.

Los medidores son el punto terminal del sistema de distribución y ellos miden el consumo de energía por parte de los usuarios. Estos medidores son de propiedad de la Empresa concesionaria y están instalados antes del breaker principal del usuario.

Los medidores instalados son del tipo sobrepuestos (A) predominantemente, los cuales son instalados en una base de madera o metálica y poseen una caja donde se alojan (medidores tipo socket) y son clase 100 o 200 según el servicio suministrado.

Alumbrado Público

Las luminarias instaladas están ubicadas a lo largo de las calles exteriores e interiores, en áreas verdes, pasajes peatonales y parqueaderos. Son del tipo cerrada de vapor de Sodio y mercurio de 400 W, 175 W y 100. Trabajan a una tensión nominal de 240V. Las primeras están ubicadas en los sectores que se encuentran hacia las vías principales de acceso. El resto del sector se usan luminarias de menor potencia.

La alimentación de las luminarias es efectuada desde las redes de baja tensión existente, mediante conductor # 12 AWG, Cu TW y en los lugares donde no existe red se la hará con cable tríplex # 6 AWG.

6.2.2. Especificaciones Para La Instalación Del Sistema De Medición Centralizado en Yaguachi Urbano.

Para la implementación del sistema de medición centralizada será necesario conocer las especificaciones y pruebas a las que han sido sometidos los equipos.

Instalación del concentrador Primario

El concentrador primario puede ser instalado en un poste, en algún establecimiento comercial o en una caseta independiente.

Cuando se fija en un establecimiento se lo hace mediante tornillos a una caja empotrada en la pared, cuando es en el poste se la realiza como en el concentrador secundario. Las dimensiones del concentrador son de 21.4 cm de ancho, 24.6 cm de altura y 13.3 cm de profundidad.

El mismo se coloca a una altura de 1.50 m del suelo y se describe en los siguientes:

- Microcontrolador 8031, base de tiempo en cristal de cuarzo;
- Alimentado por las tres fases de la red CA en 127V. 50/60 Hz, con aislamiento galvánico y protección contra sobre tensión. En caso de falta de una o dos fases, la fuente de alimentación continuará abasteciendo el equipo normalmente.
- 64K"bytes" de memoria EPROM para almacenar la programación fija del equipo;
- 2K"bytes" de memoria no volátil tipo NOVRAM para almacenar datos;
- Interfaz RS-485 para comunicación con los concentradores secundarios;
- Circuito de control tipo "watchdog"
- Indicación de operación de normal y actividad Tx y Rx por la interfaz RS-485 mediante "leds" en el panel frontal;
- Reloj calendario de tiempo real con funcionamiento continuo;
- Interfaz serial tipo Rs-232C, completa con controlador DIC para comunicación con "modems", redes de paquetes y otros;
- Teclado de membrana (4X4) y "display" alfanumérico (2X16) en el panel frontal del equipo;

- Programación fija en el lenguaje de alto nivel compilado para el código del 8031, que puede atender a diversas aplicaciones;
- Consumo: 6,5W

Instalación del Concentrador Secundario

El concentrador será instalado en el poste. Se fija al mismo a través de abrazaderas o pernos pasantes al poste ubicándolo debajo del transformador.

El concentrador se alimenta de los bornes de baja tensión del transformador mediante cable aislado TW de cobre y en los casos que no se encuentre debajo del mismo se alimentará por medio de un conductor tipo antifraude del calibre necesario para la carga demandada. Debe conectar un cable de entrada y otro de salida para la señal de comunicación (RS-485).

El concentrador secundario será metálico tipo intemperie de 1/16" de espesor, de 56 cm de ancho, 37.5 cm de altura y 23 cm de profundidad, soporte para dos abrazaderas, pintado al horno con pintura anticorrosivo.

Está compuesto por un juego de 3 barras para 100 amperios y de las placas electrónicas que alojará espacio para 16 medidores monofásicos. A continuación se presenta los equipos que lo forman:

- "Dip Swiches" para programación de dirección del concentrador 91^a127;
- Placa de interligación tipo "BlackPlane";
- Microcontrolador 8031, base de tiempo a cristal de cuarzo.
- Alimentación por la red CA en 127/220V, 50/60 Hz, con aislamiento galvánico y protección contra sobre tensión; en el

caso de falta de una o dos fases, la fuente del alimento continúa normalmente proporcionando el equipo.

- 64K"bytes" de memoria no volátil tipo NOVRAN para almacenar datos.
- Interfaz RS-485.
- Circuito de control tipo "Watchdog".
- Capacidad para lectura de 1 hasta 16 medidores.
- Programación fija en lenguaje de alto nivel compilada para el código del 8031, pudiendo atender a diversas aplicaciones;
- Consumo: 6W.
- Peso: 17.5 Kg. (peso máximo con 16 medidores y 16 contactores).

Instalación del Cable de Comunicación RS-485

El cable interconecta los concentradores secundarios entre sí y al concentrador primario.

Se sostiene de roldas o argollas mediante una lazada perforada en cada poste, debajo del concentrador secundario.

Existen cajas de derivación del cable serial, para unir todos los concentradores secundarios al primario.

Conexión a Tierra de Concentradores

El Concentrador Secundario se conectará a tierra mediante un conductor de cobre, calibre # 6 AWG cableado. La conexión a tierra se realizará con una varilla copperweld de 16mm de diámetro y 1.8m. de longitud con conector para conductor de cobre # 6 AWG.

El conductor de puesta a tierra se protegerá mediante un tubo EMT o PVC de 12.5 mm de diámetro y 3 m de longitud, sujeto al poste mediante tres flejes de acero inoxidable.

El Concentrador Primario se aterriza mediante un cable de tierra que se protege de la misma manera que el concentrador secundario.

Instalación de Acometidas

Las acometidas a utilizarse son las mismas del sistema existente dúplex o triplex # 6 AWG de aluminio.

Las acometidas serán llevadas desde el concentrador secundario partiendo del medidor shunt hasta las respectivas villas. Estas acometidas irán dispuestas sobre el conductor neutro del sistema de baja tensión existente.

Recepción, Manejo y Almacenaje

Los equipos serán embalados en cajas proyectadas para protegerlos. Después de recibidos, es necesario examinarlos de inmediato para comprobar posibles daños derivados del transporte.

6.2.3. Especificaciones Para La Readecuación De la Red Eléctrica De Distribución Primaria De La Ciudad de Yaguachi.

Será necesario realizar extensiones de línea monofásica y cambio de postes. A continuación se explica sobre estas actividades.

Erección de Postes

Se lo realiza en los lugares que sea necesario por remodelación del circuito existente.

Se procederá a la excavación del terreno mediante la modalidad de huecos y efectuando nivelación, aplome del poste y relleno con cascajo debidamente hidratado y compactado. La compactación se realiza cada 20 cm con pisones adecuados. La profundidad final de los huecos será de 1.60 m para los postes de 11 m y de 1.40 m para los postes de 9 m. El hueco donde se para el poste será perfectamente circular con un diámetro no mayor de 0.45 m, para no dañar la consistencia del suelo. Se considerará un hueco roca aquel en el que toda la excavación del hueco se realiza en roca. Cualquier material sobrante deberá retirarse en forma inmediata para evitar molestias en el avance general de la obra. Todos los postes, una vez parados deberán tener grabado en bajo relieve el nombre del fabricante, longitud y resistencia a la rotura.

Deberá tenerse especial cuidado durante el transporte y bajada del poste en el lugar de su instalación para evitar golpes o esfuerzos indebidos que puedan dañar su estructura, lo mismo que durante el proceso de erección se deberá utilizar grúa con cable y trípode.

En todos los postes se garantizará la verticalidad e integridad de los postes una vez colocados en el sitio, así como su alineación con los demás postes de la red.

Instalación de Estructuras

Comprende el transporte, ensamblaje y accesorios de fijación para los conductores de alta tensión desde el sitio de

almacenamiento. Su instalación y sujeción a los postes de distribución deberá efectuarse con las normas de INECEL.

Instalación de Conductores, Puentes y Conexiones

Para tendido de los conductores se deberá utilizar equipos y métodos de trabajo que aseguren una buena protección de los cables, evitando que se lasquen, corten o deformen.

La fijación de los conductores a los aisladores de suspensión se efectuara utilizando grapas terminales apernadas de dimensiones acordes al conductor empleado. Los conductores se fijarán a los aisladores tipo PIN, siguiendo las indicaciones que constan en el reglamento de INECEL.

Los puentes en alta tensión se efectuarán desde la grapa terminal al estribo, apernada en la línea principal y conector de compresión de calibre adecuado en la línea de derivación.

Las derivaciones a transformadores, seccionadores, cajas portafusibles y pararrayos se realizan mediante “grapas de conexión en línea viva” ubicada sobre los respectivos estribos.

Características y Cualidades de los Materiales

Aisladores

Serán fabricados de porcelana vitrificada procesada en húmedo. No deberán usarse aisladores sucios, despostillados, rotos o con desperfectos de fabricación. Deberá prestarse especial atención al proceso de subir aisladores a las estructuras.

Para la red de alta tensión se utilizarán aisladores espigas tipo PIN ANSI 55-4, para las retenidas de tensores de alta el aislador será clase ANSI 54-2.

Conductores Desnudos

Los conductores a utilizarse en la red de alta tensión en los ramales monofásicos serán 1 x # 2 ACSR + 1 x # 2 AWG ACSR. Se usarán conductores de cobre desnudo cableado 7 hilos de calibre # 8 AWG para conexión del neutro a la varilla de puesta a tierra.

Herrajes Galvanizados

Los herrajes deberán ser galvanizados por el proceso de inmersión en caliente, estar en buen estado y no tener manchas de oxidación.

Los herrajes que se utilicen en la red serán los normalizados por INECEL.

6.2.3. Caídas De Tensión y Crecimiento De La Carga Con Nuevo Sistema

Los sistemas de distribución se planifican tratando de dar las mejores condiciones de servicio eléctrico a los clientes.

Uno de los parámetros de diseño es la regulación de voltaje que tendrá el sistema desde la red primaria hasta la entrada de la acometida a la casa.

Podemos considerar que los sistemas se diseñan para tener una caída de tensión menor a un 4% entre el conjunto transformador y secundario. Todo esto dependerá de la longitud del circuito,

capacidad del transformador y de las características del conductor de baja tensión.

Para el caso del sistema de medición centralizado, las acometidas de los usuarios parten desde las barras del concentrador secundario. Que es como si partieran de los bornes de baja tensión del transformador del circuito. Todas las acometidas estarán tomadas del mismo punto y la carga de cada una de ellas directamente del lado de baja del transformador. Esto difiere del sistema convencional en el cual existe un efecto distribuido de las cargas en el secundario..

Otra condición importante es el crecimiento de la demanda del sector. Dentro del sistema convencional se soluciona dividiendo el circuito secundario mediante el cambio o la instalación de otro transformador y/o un cambio o corte del circuito secundario.

Dentro del nuevo sistema se aplica algo semejante, se amplía el crecimiento de la demanda con nuevos concentradores secundarios, ya que el concentrador primario tiene capacidad de reserva.

En los concentradores a instalarse se ha dejado 4 espacios en promedio para incrementar el número de abonados o también para atender cambios de servicio de 120 a 240 V el cual ocupa dos espacios dentro del concentrador.

Especialmente se tiene esta consideración de ampliación en las zonas céntricas de la ciudad donde se ve un desarrollo comercial en auge.

6.3. DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS DEL SISTEMA CENTRALIZADO

Introducción

El SMC (Sistema de Medición Centralizada) recaba a través de módulos electrónicos, información, referente al consumo individual de energía eléctrica en kWh. Para un grupo de consumidores.

Está compuesto por módulos denominados Concentradores Secundarios (CS) y Concentrador Primario (CP).

Este sistema adquiere información proveniente de los medidores y la concentra, en una primera etapa en los concentradores secundarios. Posteriormente esta información será recolectada y almacenada en el concentrador primario, que permitirá una lectura local o remota para información de la Empresa concesionaria y la lectura local de los propios consumidores.

La información recogida corresponde a pulsos digitales que provienen de los medidores, siendo cada pulso correspondiente a una cantidad definida de energía eléctrica activa. Es posible obtener la lectura local o remota.

Existen varios niveles de redundancia en el equipo que dan una mayor confiabilidad y consistencia de los datos obtenidos como también una disminución de los fraudes.

Como se trata de un sistema inteligente, basado en un microprocesador, se puede implementar varias funciones adicionales como:

- Tarifa diferenciada.
- Cálculos de demandas.
- Corte remoto.
- Control de carga.

- Adquisición de los datos del concentrador primario vía línea telefónica.

Presentación

Los medidores de energía están conectados directamente a los CS. Una configuración ideal prevé un Concentrador Primario en un local adecuado, como por ejemplo un centro de acopio próximo a los consumidores medidos, y un CS con medidores electrónicos para cada agrupamiento de consumidores conectados a un mismo poste de distribución.

Los diversos concentradores secundarios se comunican con el primario a través de una red de comunicación RS-485, siendo el concentrador primario el que actúa como maestro dentro de la red. El mismo es responsable por verificar secuencialmente y periódicamente los concentradores secundarios y obtener los valores acumulados de pulsos y el estado de operación de cada medidor.

En el Anexo 3 se hace una descripción íntegra de los equipos. En el Anexo 4 se muestran fotografías de los elementos que integran el sistema de medición centralizada.

6.4. ETAPA DE CONSTRUCCION

El proyecto consiste en la ejecución de cambios en toda el sistema de distribución de Yaguachi, claro está que existe sectores con redes antifraude en los cuales sólo restaría instalar los concentradores secundarios y su respectivo cable de comunicación. Por ende, viene a ser un plan piloto para el área de concesión de la Empresa Eléctrica Milagro, cuya función a más de ahorrar dinero servirá para retroalimentar información a la misma. Se trata de cambiar un sistema que causa excesivas pérdidas de energía y de fácil violabilidad por uno moderno a través de una medición centralizada y sin redes secundarias. Para tal

efecto, se aprovechan las facilidades existentes del terreno como es su postería, los transformadores de distribución y las acometidas existentes. Este sistema servirá además como mecanismo de presión para incrementar la recaudación de clientes morosos.

Para los cambios y la implementación del sistema se ha considerado que el trabajo se lo hará con mano propia de la Empresa en vista de que es un proyecto que puede ser manejado con personal propio y los trabajos como tal no revisten una dificultad considerable que justifique contratar personal externo a la Empresa. Además será la misma Empresa la encargada de administrar y llevar el control sobre los usuarios que estén bajo este sistema de medición. Únicamente para los trabajos que necesiten de reubicación de transformadores, de postes y extensión de línea primaria, se establecerá un contrato civil con cláusulas que se ciñan a lo que es la programación de la construcción. Para las tareas de supervisión y control del avance de la obra se utilizará ingenieros eléctricos propios de la Empresa.

El material a utilizarse en este tipo de proyectos consistirá de un concentrador primario, concentradores secundarios de distribución, cable de comunicación entre cajas y herrajes para el montaje de los equipos. El transporte de los equipos y materiales corre por cuenta de la compañía distribuidora lo cual será indicado en una de las cláusulas del contrato de adquisición de los mismos.

Los equipos y materiales serán almacenados en las bodega de la Empresa ya que esta cercana a la zona donde se va a realizar el proyecto por lo que se tendrá que reforzar la seguridad de la misma a fin de prevenir algún inconveniente. En caso de tener que alquilar alguna bodega o espacio físico mas cercano a la zona del proyecto, para el almacenamiento de los materiales se deberá considerar estos valores como costos indirectos de obra del proyecto.

El proyecto se desarrollará siguiendo una lista de actividades de acuerdo a etapas de construcción que serán analizadas en detalle más adelante.

Los gastos en que se incurran por cualquier actividad, ya sea realizados por la Empresa o por personal contratado deberá ser registrado dentro del presupuesto general del proyecto y bajo los costos correspondientes. Se establecerán ciertos tipos de seguro durante la construcción que servirán para cubrir alguna eventualidad.

6.4.1. Alcance De los Trabajos

La implementación de este tipo de plan piloto no es inédita pero muy poco utilizado en nuestro país, teniendo como referencia únicamente su efectividad en la Zona del Recreo de Durán perteneciente a la administración de la Empresa Eléctrica EMELGUR. Se lo trata de instalar utilizando las facilidades técnicas existentes y acomodándolo a las necesidades que urge satisfacer en esta área urbano-marginal.

De manera general se procederá a la reubicación del secundario aéreo existente y a instalar cajas de distribución secundarias con medidores electrónicos en su interior, las cuales envían la lectura de los contadores a través de un cable de comunicación a un concentrador primario para luego ser vista en una computadora que estará provista de un software especial que será compatible con el concentrador primario.

Para lograr lo expuesto en el párrafo anterior se tendrá que rediseñar y a la vez cambiar ciertos circuitos secundarios ubicados en esta zona. También será necesario el cambio de ciertos postes de nueve metros por otros de once metros para la colocación de transformadores de distribución y para el caso de simple pasante de líneas en M.T. se hará extensiones en los postes de 9 m. Con platinas.

Se dejará una reserva considerable en los concentradores secundarios para el caso de solicitud de nuevos servicios o en su defecto para el cambio de un servicio de 120 voltios a uno de 240 voltios, lo cual sí es permitido en este tipo de sistema.

Finalmente se realizarán pruebas en todos los concentradores que se coloquen y se comprobará la correcta distribución de los medidores a las villas. Aunque no está dentro del alcance de este proyecto se tratará de educar a los abonados enseñándoles el mecanismo para que ellos mismos puedan obtener el valor de la planilla que deben cancelar.

Dentro del alcance de los trabajos de implementación del proyecto se tendrá la asesoría y supervisión de los técnicos de la Compañía que diseñan y construyen este tipo de equipos de medición centralizada por un lapso de tiempo, determinado entre ambas partes hasta que el personal responsable por parte de la Empresa esté debidamente capacitado en el manejo, operación de fallas y mantenimiento de este sistema de medición. Este entrenamiento, por ser con personal extranjero, entrará dentro de los costos de equipo que son costos directos.

6.4.2. Descripción General de la Etapa de Construcción

En esta sección se detallan todas las actividades involucradas en la construcción del proyecto de medición centralizada. Todos los pasos que deban ser considerados para dejar plenamente establecido este sistema serán citados cronológicamente y de manera puntual.

Para el efecto, la planificación y puesta en marcha del Proyecto, se ha considerado la sectorización de las 8 nuevas rutas de toma de lectura de la Ciudad de Yaguachi, la misma que inició su

aplicación a partir del 1 de Agosto de 2004 en la EEMCA, plenamente identificables en los planos que se muestran en el índice de planos al final de la tesis, estableciendo un plano de alta tensión actual y otro con sus modificaciones para la aplicación del proyecto; uno de distribución de los concentradores por circuito y otro donde consta el cable de comunicación para cada ruta de estudio, descartando de la obra la ruta 8 que corresponde a 127 solares ubicados del otro lado del río ya que no se justifica la prolongación del proyecto por su distancia y cantidad de viviendas como se indicara anteriormente.

La “**Ruta 1**” consta de 1,054 solares de los cuales el 73% esta desocupado. En este sector predomina notablemente los solares vacíos existiendo usuarios en conexión directa de manera muy dispersa y alejados de los circuitos secundarios actuales, debiendo realizar varias extensiones de línea primaria y la instalación de transformadores de distribución resaltando que se ha rediseñado los circuitos colocado únicamente concentradores secundarios para cubrir la demanda actual y dejando de reserva en promedio 4 espacios .

La “**Ruta 2**” consta de 456 solares correspondiente a parte de la zona céntrica de Yaguachi. En este sector como ya se anotó es mucho más poblado con tendencia a incrementar su carga, por lo que se dejó suficiente reserva en los concentradores secundarios, debiendo realizar así mismo varias extensiones de línea primaria para la instalación de transformadores de distribución y el retiro de otros transformadores sobredimensionados con el fin de repartir y balancear la carga de manera mas eficiente.

La “**Ruta 3**” consta de 437 solares correspondiente a la otra parte restante de la zona céntrica de Yaguachi. Este sector igualmente es mucho más poblado con tendencia a incrementar su carga, por lo que se dejó suficiente reserva en los concentradores

secundarios, debiendo realizar así mismo varias extensiones de línea primaria para la instalación de transformadores de distribución y en otros casos el cambio por otro de mayor o menor capacidad según las necesidades, las mismas que se anotan en los planos de M.T. rediseñados.

La “**Ruta 4**” consta de 579 solares predominantemente de tarifa residencial, de los cuales se anotan 104 solares vacíos, 71 casas en construcción, 122 conexiones directas sin medidor con un total de 282 medidores y de éstos 16 están directos con medidor. En este sector como ya se anotó se asientan viviendas del tipo residencia con suficientes solares vacíos, realizando un rediseño de los circuitos secundarios acorde a las necesidades de la zona, con varias extensiones de línea primaria para la instalación de transformadores de distribución y cambio de transformadores con el fin de repartir y balacear la carga.

La “**Ruta 5**” consta de 831 solares, de los cuales se anotan 182 solares vacíos, 83 casas en construcción, 172 conexiones directas sin medidor con un total de 394 medidores y de éstos 24 están directos con medidor. En este sector densamente poblado se requiere para la implementación del proyecto, realizar así mismo varias extensiones de línea primaria, cambio de postes para la instalación de transformadores de distribución y unos pocos cambios de capacidad de los transformadores para balacear la carga total.

La “**Ruta 6**” consta de 479 solares, de los cuales se anotan 25 solares vacíos, 12 casas en construcción, 61 conexiones directas sin medidor con un total de 381 medidores y de éstos 20 están directos con medidor. Para la implementación del proyecto en este sector se requiere la realizar extensiones de línea primaria con la instalación y cambio de postes de 11m para la instalación

de transformadores de distribución y el cambio de capacidad de unos transformadores para balancear la carga total.

La “**Ruta 7**” consta de 723 solares, de los cuales se anotan 104 solares vacíos, 38 casas en construcción, 235 conexiones directas sin medidor con un total de 346 medidores y de éstos 52 están directos con medidor. Para la implementación del proyecto en este sector se requiere la realizar extensiones de línea primaria con la instalación y cambio de postes de 11m para la instalación de transformadores de distribución y el cambio de capacidad de unos transformadores para balancear la carga total.

Al comenzar el montaje del sistema partiremos por el sector de la “Ruta 1” que es el menos poblado. Por otro lado consideramos que este sector al igual que los demás, sus circuitos son un tanto complejo, por sus características, es el que hará corregir cualquier eventualidad o inconveniente dentro de la construcción y servirá de prueba para pulir ciertos detalles que son ineludibles y que casi siempre ocurren al comenzar cualquier actividad similar a la de este proyecto.

La segunda parte de la construcción del proyecto se lo efectuará en el la “Ruta 2” y así sucesivamente en forma secuencial hasta llegar a la “Ruta 7”. Se deberá hacer cambio de postes, reubicación de transformadores, extensión de línea primaria de alta y otras actividades que serán enumeradas más adelante; Se piensa que luego de haber pasado por dos etapas, las subsiguientes serán más rápida en la implementación.

El orden en el que se procederá a ejecutar el trabajo está justificado en el numeral 7.1. de este documento.

6.4.3. Suministro y Transporte de Materiales

Para la adquisición de los materiales y equipos necesarios para la implementación del proyecto se firmará un contrato por compra de equipos entre la Empresa y la concesionaria encargada de representar a la compañía que fabrica esta clase de equipos.

En este contrato se estipularán todas las cláusulas que rigen este tipo de contratos, entre las que consten:

El concesionario se encargará de trasladar todos los equipos y materiales específicos para la implementación del proyecto. Los materiales serán puestos en la bodega de la Empresa en el lugar que ésta decidiera.

El valor total del contrato incluirá una asesoría técnica por parte de técnicos extranjeros especializados en el sistema de medición por un periodo determinado entre ambas partes.

La compañía contratista correrá con los seguros de los equipos hasta dejarlos en la bodega de la Empresa.

Cualquier daño o pérdida de equipos durante la importación y transporte de los mismos será imputable al contratista. Para esto regirá una prima de seguro por los puntos antes señalados. El seguro cubrirá los concentradores primarios, los concentradores secundarios y el cable de comunicación.

Adicionalmente la Empresa someterá los equipos a etapa de prueba para comprobar el buen funcionamiento de los mismos. En caso de no satisfacer los requerimientos exigidos por la Empresa y no cumplir con los objetivos trazados la Empresa podrá dar por concluido el contrato sin ningún perjuicio para ella y exigir las garantías correspondientes.

Cualquier otro tipo de herramientas o herrajes necesarios para la construcción del proyecto serán proporcionados por la Empresa.

Para las actividades de reubicaciones y cambios de postes y transformadores, así como la readecuación de las líneas de alta

tensión, se procederá a la elaboración de un contrato civil por obra de construcción. Es decir, esta actividad será contratada pero se regirá bajo la planificación que realice la Empresa en la parte constructiva.

El diseño de nuevos circuitos secundarios y los cambios que se realicen serán de exclusiva responsabilidad de la Empresa.

Los daños que se produjeran en la instalación de los equipos por parte del personal de la Empresa serán asumidos en este caso por la Empresa y no por la compañía contratista.

6.4.4. Planeamiento de la logística

Todo el proceso para la implementación del sistema de medición debe ser planificado, analizado con detenimiento y evaluando los tiempos de todas las actividades que se van a ejecutar.

El transporte de los materiales a la bodega, de la bodega al terreno y la posterior instalación de los equipos, así como los cambios en los que se deban incurrir serán considerados en un diagrama de tiempos.

El transporte del personal hasta el lugar de trabajo, la cantidad de horas de trabajo y la distribución correcta y ordenada del recurso humano debe ser tomada en cuenta a la hora de planificar la implementación del proyecto.

Las demoras y contratiempos que se puedan dar en las actividades más críticas deben ser evaluadas en la planificación de la logística.

Es decir, se debe hacer un programa de actividades, de avance de obra y del control del avance de la obra para finalmente evaluar la puesta en marcha del proyecto y hacer una fiscalización general de toda la instalación y proceder a emitir un informe técnico-administrativo de todo el sistema.

6.4.5. Tratamiento del Alumbrado Público.

El alumbrado público de este sector se maneja por medio del conductor triplex # 6 AWG para luminarias. En todos los postes existen luminarias para alumbrado, sin embargo, el gasto por energía es exagerado en vista de que no es necesario que esté tan iluminado estos sectores. Al implantar el sistema de medición centralizado el sistema de alumbrado tendría que obligadamente inhabilitar ciertas luminarias en algunos postes, sobre todo por la dificultad que se ocasionaría al poner los concentradores secundarios.

Con el sistema de medición centralizada el alumbrado público tendría que ser tomado desde los terminales de baja tensión de los transformadores de distribución y llegar con triplex o con cable antihurto hasta las otras luminarias y conectarse en forma paralela. Todo esto dependiendo de la ubicación del transformador y la distancia a la luminaria.

Otra forma de tratar el alumbrado público es a través de los concentradores secundarios pero en este caso restan la disponibilidad de reserva que tienen los mismos.

6.4.6. Evaluación Técnica y Constructiva de cada sector

Como se lo mencionó anteriormente todos los sectores de esta ciudad, debido a su configuración y para efectos del proyecto, se ha considerado la división de ocho rutas de lectura para una mejor evaluación de las actividades en general, descartando la Ruta 8 por razones antes mencionadas. Para la implementación del sistema de medición centralizada se ha procedido a dividir la planificación del proyecto en dos partes. Una etapa evaluativa y una etapa constructiva.

ETAPA EVALUATIVA DEL PROYECTO

Esta etapa comprende, como su nombre lo indica, una evaluación general de todas las etapas de la ciudad de Yaguachi. Es decir, que cada uno de los sectores será evaluado de una manera general para conocer toda la infraestructura física y poblacional. La evaluación general de cada sector está dividida en una evaluación física del terreno y en una planificación de las actividades de la construcción propias de cada sector.

EVALUACION FISICA DEL TERRENO

En esta evaluación se describen las facilidades e inconvenientes existentes en el sector para favorecer la implementación del sistema además de señalar los cambios que se deban hacer respecto al plano original. El diseño de los nuevos circuitos secundarios y el nuevo esquema de distribución de cada sector serán la parte culminante de esta evaluación.

Dentro de los aspectos técnicos que deberán ser tomados en cuenta para hacer esta evaluación estarán: el recorrido de las alimentadoras que pasan por las etapas, la configuración de los circuitos, la ubicación de los transformadores de distribución en todos los circuitos y el balanceo de las cargas en esta zona, protecciones existentes y dimensionamiento de las cargas por usuario.

Cada sector deberá ser estudiado independientemente y analizando las características principales de cada uno.

Dentro del estudio de las rutas de “1 al 7” se detallará el estado del sistema distributivo y los cambios que deban aplicarse.

PLANIFICACION DE LAS ACTIVIDADES

Dentro de cada sector será importante señalar todas las actividades que se desarrollarán para tener una idea del recurso humano que se requerirá y el tiempo que tomará el cumplimiento de las actividades presupuestadas.

Adicional a las actividades que se estipulen se procederá a levantar un censo de clientes de cada sector para definir la cantidad de concentradores secundarios y medidores monofásicos tipo shunt que se necesitarán para los servicios de 120 y 240 voltios.

Se deberá definir el programa de las actividades de acuerdo a los cambios que deban realizarse tanto para retiro de materiales como para la instalación de equipos nuevos.

La coordinación de actividades propias de la implementación del nuevo sistema de medición, la planificación de la logística, la distribución del recurso humano y el presupuesto de gastos para todas las actividades, tanto directos como indirectos, deberán ser parte fundamental de la descripción de actividades.

La descripción de las actividades de cada sector es propia de cada uno y van ligadas a las actividades que se realizan durante la construcción por lo que se las describirá en la etapa constructiva.

ETAPA CONSTRUCTIVA DEL PROYECTO

La materialización de la descripción de las actividades son ejecutadas en la parte constructiva de las mismas. Mientras en la etapa evaluativa se estiman tiempos y personal para llevar a cabo la obra en la etapa constructiva se detallan las actividades de

manera general y la justificación del porqué se las realizan. Dentro de cada sector hay actividades que merecen atención particular y es lo que hace diferente la parte evaluativa. Cada sector tiene actividades en particular que otros sectores no las tienen. Por este motivo es que la parte constructiva se maneja por sectores y no a nivel general. Sin embargo para los siete sectores habrán actividades que se repitan por lo que dentro de cada sector se explicará que estas actividades ya fueron descritas anteriormente. Es de suma importancia mencionar que todas las actividades que se realicen en los diferentes sectores se las hará por **circuito** y de forma cronológica. En cada sector, se comenzará a trabajar en un circuito determinado y se lo terminará sin laborar en algún otro sector a la medida posible. Todo esto se debe a las interrupciones del servicio que se producirán por la ejecución de las de las actividades. Deberá existir entonces una coordinación de tiempos entre las personas que laborarán en las actividades de esta etapa.

“RUTA 1”

ETAPA EVALUATIVA: DESCRIPCION FISICA DEL TERRENO

Estado actual

En la ruta “1” los circuitos secundarios están distribuidos de forma no homogénea al igual que los demás sectores y la postería existente se encuentra en las zonas peatonales. La línea de alta tensión que alimenta a los transformadores pasa por el centro y periferia Oeste de este sector energizando a un total de 307.5 KVA . Es un ramal monofásico que se ramifica a este sector a través de la fase A. Los postes de once metros llegan con la línea de alta hasta la ubicación del transformador y luego se utilizan postes de 9 metros, aunque éstos son muy escasos por las características del sector ya que existe un total de 1,054 solares, conformado de 709 solares vacíos, 58 casas en

construcción, 119 Conexiones Directas y apenas 168 medidores de los cuales 62 están directos con medidor.

Replanteo de circuitos

Para poder implementar el proyecto en este sector se tiene que alimentar cuarenta y un concentradores secundarios distribuidos en 31 transformadores de diferente capacidad, debiendo realizar extensiones de línea primaria en un total de 950 metros con la instalación de 14 nuevos postes de 11 metros y el cambio de 2 postes de 9 por unos de 11 metros con un total de 550 KVA instalado a lo largo de todo el recorrido; los circuitos son alimentados con la fase C, incurriendo en el replanteo de varios circuitos para una mejor distribución, tal como se ilustra en el plano adjunto al final de la tesis.

ETAPA CONSTRUCTIVA: LISTA DE ACTIVIDADES

INSTALACION DE CONCENTRADOR PRIMARIO

La primera actividad que se realiza en el terreno es la instalación del concentrador primario el cual se utiliza para receptor toda la información de los concentradores secundarios mediante un cable de comunicación. El concentrador primario será colocado dentro del centro de carga actual del sector para tener una mejor distribución con respecto a los concentradores secundarios. La ubicación del centro de carga obliga por seguridad a que el concentrador primario sea instalado obligadamente en el solar 14 de la manzana 48 correspondiente al inmueble del Club de Leones por la carencia de un inmueble de la Empresa dentro de este sector, buscando en forma general de ser posible lugares públicos o entidades oficiales. La instalación estará a cargo de la compañía proveedora de los equipos y lo hará a través de los

técnicos extranjeros que se encargarán de capacitar a los ingenieros seleccionados por la Empresa.

INSTALACIÓN Y CAMBIO DE POSTES DE 9 x 11 METROS

La instalación de postes de 11 metros y el cambio de postes en algunas zonas peatonales de este sector es una actividad clave para la colocación de transformadores y concentradores secundarios en este sector. Esta actividad la realizará personal externo a la Empresa bajo la modalidad de contrato por obra cierta. Los equipos, herramientas, materiales y transporte de los postes corren por cuenta del contratista encargado del trabajo. Todas estas diligencias entran dentro del total del valor del contrato. Por este motivo es un valor fijo.

Esta actividad debe estar regida dentro de la planificación de la obra en general y por este motivo el contratista debe regirse al tiempo que le asigne el supervisor de la Empresa para que realice su función. Obviamente, esta actividad deberá ser planificada para las primeras horas de la mañana antes de que llegue el personal de Empresa.

EXTENSIONES DE LINEA DE ALTA TENSION

Luego del cambio de postes el mismo personal procederá a extender la línea de alta tensión en un total de 950 metros hasta los postes que así lo requieran. De acuerdo a lo planificado y como se puede apreciar en el plano de alta tensión mostrado al final de la tesis.

INSTALACIÓN Y REUBICACION DE TRANSFORMADORES

Finalmente el contratista deberá proceder a la instalación y reubicación de ciertos transformadores que por su ubicación dificultan la implantación del nuevo sistema de medición.

Además se deben colocar transformadores adicionales para la distribución de circuitos que antes tenían otra forma de alimentación y de ser el caso el retiro de transformadores que estarían sobredimensionados luego de realizar el diseño.

REUBICACION DE HERRAJES Y BASTIDORES

Para la instalación de los concentradores secundarios se necesitará un espacio libre en el poste donde sea instalado. En ciertos postes de 9 metros los bastidores de tres vía están en el extremo de los mismos lo que dificulta la colocación de los concentradores secundarios. En la etapa evaluativa se deberán definir en qué postes deberán ser reubicados los herrajes. De igual forma, ciertos herrajes de sujeción deberán ser ubicados para no tener complicaciones al momento de instalar las cajas secundarias. Previo a la reubicación se procederá a la suspensión del servicio. El secundario existente no será retirado y servirá como cable mensajero para atar las acometidas que salen de los concentradores y demás cables adicionales.

INSTALACION DE CONCENTRADORES PRINCIPALES Y ADICIONALES

En este sector, se colocarán cuarenta y un concentradores secundarios, denominándose concentradores principales a los que se ubican por debajo del transformador de distribución y concentradores adicionales que se encuentran colocados en postes de 11 o 9 metros alimentados desde los terminales de baja del transformador a través de un conductor aislado para cubrir la demanda existente, como se puede apreciar en el plano de distribución de los Concentradores Secundarios. Los concentradores principales y adicionales alimentarán las viviendas.

ALIMENTACION DE CONCENTRADORES SECUNDARIOS

En esta zona los transformadores alimentan directamente a los concentradores secundarios principales por la forma de las manzanas. De tal forma que de una caja se alimenta a una parte de las villas de una manzana y de la otra caja se alimenta una parte de otra manzana, existirá concentradores adicionales según sea el caso para satisfacer la demanda actual y dejando una reserva en cada concentrador principal y adicional. La alimentación se la hará desde los bornes de baja tensión del transformador y con cable antihurto con revestimiento de PVC, de calibre 3 X # 2 de tipo U con 2 revestimientos adicionales. Este cable irá sostenido en alguno de los tres cables que sirven como mensajeros y se conectará a la caja a través de las entradas que éstas poseen.

SOLDADURA DEL CABLE DE COMUNICACION

El cable de comunicación conectará todas las cajas que están ligadas a su respectivo concentrador primario. Esta conexión se la hace a través de los mismos concentradores secundarios o por cajas de paso. Las cajas de paso son pequeños equipos que tienen tres salidas simples las cuales internamente están puenteadas entre sí para transmitir sin ningún problema la comunicación que emiten las cajas. Estas cajas de paso también llamadas cajas de derivación deben ser bien soldadas debido a que en cada tramo que barre se acumula mayor cantidad de información de todos los medidores que están dentro de las cajas. Al final la última caja de paso traerá los datos de todas las cajas que están conectadas a ese concentrador primario.

COLOCACION DE LAS ACOMETIDAS A LA CAJA

Esta actividad es de suma importancia debido a que en ella se establece qué medidor electrónico va con la villa correspondiente. Para no equivocarse en esta señalización se deberán marcar todas las acometidas y colocarlas cuidadosamente dentro de cada uno de los concentradores. Esta actividad es en la que más supervisión se debe tener y la que mayor cantidad de tiempo empleará. La fase de la acometida se introducirá en el correspondiente espacio dentro del concentrador. El neutro de la misma va corrida a lo largo del cable que antes servía de neutro y va cogido con el neutro de las acometidas y se une por medio de cable desnudo # 2 ASC con el neutro del transformador de distribución. Las acometidas irán colocadas en los cables que antes servían como secundario y serán amarradas con cable de atar. Las acometidas deben ser distribuidas equitativamente en la medida de lo posible utilizando los cables que servían de fase para no cargar el peso de todas las acometidas en un solo cable.

VERIFICACION DE UBICACIÓN DE ACOMETIDAS A CONCENTRADORES

La verificación de la ubicación de las acometidas a los concentradores es una actividad netamente supervisiva y va relacionada con la actividad anterior. Se busca que la acometida de un usuario no sea colocada en un medidor que está asignado a otro usuario. Para verificar esta situación y corregir cualquier anomalía se procede a energizar toda la caja y luego a desenergizarla. Se hace esto para verificar que todas las acometidas estén bien ajustadas y para confirmar que todas las casas tienen energía. Acto seguido, se procede a energizar cada medidor y constatar que la persona asignada con ese medidor tenga servicio pidiéndole que encienda una carga que bien puede ser un foco. Si la carga se enciende es porque la acometida está

bien colocada. Si no se prende se deberá investigar entonces qué usuario tiene ese medidor pidiendo a todos aquellos que son servidos de ese concentrador, prendan alguna carga en particular. La casa que tenga energía será la que esté alimentada con esa acometida. Si tal situación ocurre se deberá proceder a cambiar la acometida y colocarla en el lugar respectivo. Se deberá tener especial atención tanto en la colocación de las acometidas como en la verificación del servicio.

ARREGLO DE INSTALACION EXTERNA DE LA CASA CON ACOMETIDA

La instalación de este tipo de equipos merece un extremo de cuidado y responsabilidad, sobre todo por lo costoso y lo laborioso en su instalación. Como protección del sistema se pedirá al usuario la instalación de un disyuntor, el más económico posible, en la parte externa a la casa para evitar cortocircuitos en la acometida y fallas de la casa al concentrador que incluso puedan dañar el transformador de distribución. La Empresa, por medio de su personal, procederá a la instalación de la protección sin cargo adicional para el usuario. Se solicita esto como medida precautelaria que beneficia tanto al usuario como a la Empresa.

FISCALIZACIÓN DE ACTIVIDADES

Es la parte culminante de esta etapa, en la cual se hará una revisión y verificación total de cada una de la actividades antes realizadas para luego emitir un informe parcial de las metas obtenidas con respecto a la obra y tiempo empleado, contrastándolo con el proyectado, la misma que será ejecutada por los Ingenieros de la misma Empresa.

“RUTA 2”

ETAPA EVALUATIVA: DESCRIPCION FISICA DEL TERRENO

Estado actual

Este sector a evaluar, comprende parte de la zona céntrica de Yaguachi la cual limita con las riveras del Río y es uno de los más complejos en su revisión por la diversidad de formas en sus circuitos secundarios y por la trayectoria de la línea de alta existente que bordea la periferia Este bajando hacia el Sur atravesándola luego cerca de la parte de en medio de la Ruta en mención para luego cruzar el Río. Consta de 456 solares, de los cuales solo se anotan 17 solares vacíos, 7 casas en construcción, 65 conexiones directas sin medidor con un total de 367 medidores y de éstos 39 están directos con medidor. Existen circuitos que alimentan manzanas de un lado y de otro tomando en cuenta que son de forma irregular. Existe ubicación de transformadores en lugares no adecuados, sobresaturados y donde no corresponde el centro de carga en un total de 760 KVA. La ubicación de postes de 9 metros en lugares donde se necesitaba postes de 11 metros es otro inconveniente técnico considerable en el diseño de nuevos circuitos de distribución. Se aprecia la falta de ciertos postes en lugares donde las acometidas son muy bajas por venir de postes colocados en aceras contrarias.

Replanteo de circuitos

Para poder implementar el sistema de medición centralizada se deben hacer cambios sustanciales en ciertos circuitos de este sector. Este replanteo traerá consigo una mejor distribución de las cargas, una mejor ubicación del centro de carga ya que algunos circuitos deben ser readequados totalmente y beneficiaría

la disminución de las caídas de tensión ya que las mismas serían asumidas por los usuarios únicamente a través de su acometida. Se debe instalar un total de cincuenta y tres concentradores secundarios distribuidos en 38 transformadores de distinta capacidad. Para el replanteo de los circuitos se debe: cambiar 11 postes de nueve metros por otros de once metros, y la instalación de 17 postes de once metros para extender en ciertos lugares línea de alta tensión por un total de 1,825 metros, y una capacidad instalada total de 960 KVA distribuidos en las tres fases para la distribución de circuitos que antes tenían otra forma de alimentación y el retiro de 11 transformadores que estarían sobredimensionados luego del diseño. El manejo de estos cambios permitirá un óptimo aprovechamiento de la estructura existente tal como se ilustra en el plano adjunto al final de la tesis.

ETAPA CONSTRUCTIVA: LISTA DE ACTIVIDADES

INSTALACION DE CONCENTRADOR PRIMARIO

La instalación del concentrador primario en este sector será la actividad fundamental dentro de las que se nombrarán ya que su ubicación deberá estar situada en el centro de todo el sector como centro de carga para obtener una información veraz y sin distorsiones. Como se puede ver en el plano de comunicación que se muestra al final de la tesis, el concentrador equidista del concentrador más lejano en sus cuatro puntos lo cual certifica el diseño del plano y la ubicación del concentrador primario. En este caso el concentrador primario será instalado en la sede de una Escuela ubicada frente al parque central de Yaguachi debido a la falta de oficina de la Empresa dentro de este sector. La instalación estará a cargo de la compañía proveedora de los equipos y lo hará a través de los técnicos extranjeros que se encargarán de capacitar a los ingenieros seleccionados por la Empresa.

ACTIVIDADES SIMILARES A LA “RUTA 1”

El resto de las actividades que se realizan en este sector son similares a las efectuadas en el sector anterior. Al comienzo de la descripción de las actividades se expuso que algunas de las mismas iban a ser repetitivas debido a que en todos los sectores se hace el mismo trabajo.

Las actividades que son comunes a realizar en esta etapa son las siguientes:

- Instalación de Postes de 11m. Y cambio de Postes de 9X11m.
- Extensión de Línea en Media Tensión.
- Instalación, retiro y cambio de Transformadores.
- Reubicación de herrajes y bastidores.
- Instalación de Concentradores Secundarios.
- Alimentación de Concentradores Principales y Adicionales.
- Soldadura del cable de comunicación.
- Colocación de acometidas a los concentradores.
- Verificación de ubicación de acometidas a concentradores.
- Arreglo de instalación externa a la casa.
- Fiscalización de Actividades.

“RUTA 3”

ETAPA EVALUATIVA: DESCRIPCION FISICA DEL TERRENO

Estado actual

Este sector se encuentra contiguo a la Ruta 2 hacia el Este y comprende la parte restante de la zona céntrica de Yaguachi conformada por 18 manzanas irregulares con 437 solares de los cuales solo se anotan 14 solares vacíos, 6 casas en construcción, 55 conexiones directas sin medidor con un total de 362 medidores y de éstos 21 están directos con medidor servidos a través de

327.5 KVA instalados. La troncal de alimentadora atraviesa el sector por la zona Norte en forma transversal dos cuadras abajo para luego rodearla por su periferia casi en su totalidad y se bifurca para alimentar los circuitos que sirven a las manzanas que están hacia el interior del sector.

Replanteo de circuitos

Al igual que las rutas anteriores, se tiene que hacer varias modificaciones en varios circuitos de este sector. Se debe instalar cuarenta concentradores secundarios distribuidos en 18 transformadores que suman un total de 497.5 KVA conectados en la fase A y B para luego finalmente hacer la reubicación de tres transformadores. Para realizar las modificaciones en los circuitos será necesario cambiar 10 postes de nueve metros por otros de once metros e instalar 4 postes nuevos de 11 metros, extender en ciertos lugares línea de alta tensión por un total de 1,800 metros. Estos cambios se pueden apreciar tal como se ilustra en el plano adjunto al final de la tesis.

ETAPA CONSTRUCTIVA: LISTA DE ACTIVIDADES

INSTALACION DE CONCENTRADOR PRIMARIO

El concentrador primario en este sector al igual que en los demás será ubicado en el centro de carga para facilitar la comunicación entre las cajas y evitar la distorsión de la información. Se lo instalará en el predio de la Iglesia Parroquial en una esquina dentro del inmueble del convento. La ubicación de este concentrador se ilustra en el plano de comunicación.

ACTIVIDADES SIMILARES A LAS RUTAS ANTERIORES

Esta Ruta tiene gran similitud con las actividades consecuentes descritas en las Rutas anteriores.

Las actividades que son comunes a realizar en esta etapa son las siguientes:

- Instalación de Postes de 11m. Y cambio de Postes de 9X11m.
- Extensión de Línea en Media Tensión.
- Instalación, retiro y cambio de Transformadores.
- Reubicación de herrajes y bastidores.
- Instalación de Concentradores Secundarios.
- Alimentación de Concentradores Principales y Adicionales.
- Soldadura del cable de comunicación.
- Colocación de acometidas a los concentradores.
- Verificación de ubicación de acometidas a concentradores.
- Arreglo de instalación externa a la casa.
- Fiscalización de Actividades.

“RUTA 4”

ETAPA EVALUATIVA: DESCRIPCION FISICA DEL TERRENO

Estado actual

Este sector se encuentra contiguo a la Ruta 3 en la parte inferior derecha hacia el Sur-Este y comprende la parte denominada Batallón de Yaguachi conformada por 579 solares de los cuales solo se anotan 104 solares vacíos, 71 casas en construcción, 122 conexiones directas sin medidor con un total de 282 medidores y de éstos 16 están directos con medidor. Un ramal monofásico se deriva del alimentador principal en dirección Norte-Sur por en medio del sector energizado desde la fase B y servido también

con la fase C desde el alimentador principal con un total de 212.5 KVA.

Replanteo de circuitos

Así mismo se deben realizar algunas modificaciones en varios circuitos del sector. Se debe instalar cincuenta concentradores secundarios distribuidos en 27 transformadores que suman un total de 575 KVA conectados en la fase B de los cuales 20 transformadores son nuevos y 5 transformadores reubicados. Para realizar las modificaciones en los circuitos será necesario cambiar 3 postes de nueve metros por otros de once metros e instalar 19 postes nuevos de 11 metros, extender la línea monofásica a través de bifurcaciones radiales a lo largo de todo su recorrido en forma simétrica hasta el final de la misma en un total de 1,110 metros. Estos cambios se pueden apreciar tal como se ilustra en el plano adjunto al final de la tesis.

ETAPA CONSTRUCTIVA: LISTA DE ACTIVIDADES

INSTALACION DE CONCENTRADOR PRIMARIO

La ubicación del concentrador primario deberá estar situada en el centro de todo el sector como centro de carga para obtener una información veraz y sin distorsiones. El concentrador primario por razones de seguridad y tratando de ubicarlo en el centro de carga de la misma es necesario instalarlo dentro del predio de la Escuela Fiscal Centenario de Yaguachi en la esquina Sur-Este. La ubicación de este concentrador se ilustra en el plano de comunicación.

ACTIVIDADES SIMILARES A LAS RUTAS ANTERIORES

Esta Ruta tiene gran similitud con las actividades consecuentes descritas en las Rutas anteriores.

Las actividades que son comunes a realizar en esta etapa son las siguientes:

- Instalación de Postes de 11m. Y cambio de Postes de 9X11m.
- Extensión de Línea en Media Tensión.
- Instalación, retiro y cambio de Transformadores.
- Reubicación de herrajes y bastidores.
- Instalación de Concentradores Secundarios.
- Alimentación de Concentradores Principales y Adicionales.
- Soldadura del cable de comunicación.
- Colocación de acometidas a los concentradores.
- Verificación de ubicación de acometidas a concentradores.
- Arreglo de instalación externa a la casa.
- Fiscalización de Actividades.

“RUTA 5”

ETAPA EVALUATIVA: DESCRIPCION FISICA DEL TERRENO

Estado actual

Este sector se encuentra contiguo a la Ruta 4 hacia el lado derecho de la misma y comprende la parte denominada El Tamarindo conformada por 831 solares de los cuales se anotan 182 solares vacíos, 83 casas en construcción, 172 conexiones directas sin medidor con un total de 394 medidores y de éstos 24 están directos con medidor. Un ramal monofásico se deriva del alimentador principal en dirección Sur-Norte por en medio del

sector energizado desde la fase A y servido también con la fase B desde el alimentador principal con un total de 215 KVA.

Replanteo de circuitos

De igual manera se tiene que realizar varios cambios en varios circuitos del sector. Se debe instalar cincuenta y seis concentradores secundarios distribuidos en 37 transformadores que suman un total de 660 KVA conectados en la fase A predominantemente a excepción de un transformador conectado en la fase B, de los cuales 27 transformadores son nuevos y 2 transformadores reubicados. Para realizar las modificaciones en los circuitos será necesario cambiar 32 postes de nueve metros por otros de once metros e instalar 11 postes nuevos de 11 metros, extender la línea monofásica a través de bifurcaciones radiales a lo largo de todo su recorrido en forma simétrica hasta el final de la misma en un total de 1,460 metros. Estos cambios se pueden apreciar tal como se ilustra en el plano adjunto al final de la tesis.

ETAPA CONSTRUCTIVA: LISTA DE ACTIVIDADES

INSTALACION DE CONCENTRADOR PRIMARIO

La ubicación del concentrador primario deberá estar situada en el centro de todo el sector como centro de carga para obtener una información veraz y sin distorsiones. El concentrador primario por razones de seguridad y tratando de ubicarlo en el centro de carga de la misma es necesario instalarlo dentro del predio de la Escuela Jorge Guaman Arguello ubicada en la manzana 68A en la esquina Norte-Este. La ubicación de este concentrador se ilustra en el plano de comunicación.

ACTIVIDADES SIMILARES A LAS RUTAS ANTERIORES

Esta Ruta tiene gran similitud con las actividades consecuentes descritas en las Rutas anteriores.

Las actividades que son comunes a realizar en esta etapa son las siguientes:

- Instalación de Postes de 11m. Y cambio de Postes de 9X11m.
- Extensión de Línea en Media Tensión.
- Instalación, retiro y cambio de Transformadores.
- Reubicación de herrajes y bastidores.
- Instalación de Concentradores Secundarios.
- Alimentación de Concentradores Principales y Adicionales.
- Soldadura del cable de comunicación.
- Colocación de acometidas a los concentradores.
- Verificación de ubicación de acometidas a concentradores.
- Arreglo de instalación externa a la casa.
- Fiscalización de Actividades.

“RUTA 6”

ETAPA EVALUATIVA: DESCRIPCION FISICA DEL TERRENO

Estado actual

La Ruta 6 se encuentra ubicado contiguo a la Ruta 3 en la parte derecha hacia el Este y comprende la parte denominada Febres Cordero de Yaguachi conformada por 479 solares de los cuales solo se anotan 25 solares vacíos, 12 casas en construcción, 61 conexiones directas sin medidor con un total de 381 medidores y de éstos 20 están directos con medidor. El sector es atravesado por el alimentador principal en forma transversal por la parte Norte

dos cuadras antes de llegar al carretero principal, dos ramales monofásico se deriva del alimentador principal en dirección Norte-Sur por en medio del sector energizado desde la fase A y el otro del mismo nodo en dirección Sur-Norte energizado desde la fase B servido también con la fase C desde el alimentador principal totalizando 355 KVA.

Replanteo de circuitos

Se debe instalar treinta y nueve concentradores secundarios distribuidos en 18 transformadores que suman un total de 515 KVA conectados en las tres fases de los cuales 12 transformadores son nuevos, 5 transformadores reubicados y 3 transformadores son retirados. Para realizar las modificaciones en los circuitos será necesario cambiar 23 postes de nueve metros por otros de once metros e instalar 5 postes nuevos de 11 metros, extender la línea monofásica a través de bifurcaciones radiales a lo largo del ramal monofásico que nace en dirección Norte-Sur en forma simétrica hasta el final de la misma en un total de 1,300 metros. Estos cambios se pueden apreciar tal como se ilustra en el plano adjunto al final de la tesis.

ETAPA CONSTRUCTIVA: LISTA DE ACTIVIDADES

INSTALACION DE CONCENTRADOR PRIMARIO

Para la instalación del concentrador primario, se lo deberá realizar Ubicándolo en el solar 25 de la Manzana 53 en la parte media del sector. El concentrador primario por razones de seguridad y tratando de ubicarlo en el centro de carga de la misma es necesario instalarlo en un solar de propiedad privada debiendo readecuar una pequeña construcción para el alojamiento del equipo. La ubicación de este concentrador se ilustra en el plano de comunicación.

ACTIVIDADES SIMILARES A LAS RUTAS ANTERIORES

Esta Ruta tiene gran similitud con las actividades consecuentes descritas en las Rutas anteriores.

Las actividades que son comunes a realizar en esta etapa son las siguientes:

- Instalación de Postes de 11m. Y cambio de Postes de 9X11m.
- Extensión de Línea en Media Tensión.
- Instalación, retiro y cambio de Transformadores.
- Reubicación de herrajes y bastidores.
- Instalación de Concentradores Secundarios.
- Alimentación de Concentradores Principales y Adicionales.
- Soldadura del cable de comunicación.
- Colocación de acometidas a los concentradores.
- Verificación de ubicación de acometidas a concentradores.
- Arreglo de instalación externa a la casa.
- Fiscalización de Actividades.

Una vez terminada toda la evaluación del terreno y las actividades que deben realizar en el sector, procederemos a establecer un estudio de costos directos e indirectos para determinar el presupuesto total del proyecto.

“RUTA 7”

ETAPA EVALUATIVA: DESCRIPCION FISICA DEL TERRENO

Estado actual

La Ruta 7 se encuentra ubicado contiguo a la Ruta 6 en la parte derecha hacia el Este y comprende la parte denominada El

Mango de Yaguachi la cual tiene forma triangular, conformada por 723 solares de los cuales solo se anotan 104 solares vacíos, 38 casas en construcción, 235 conexiones directas sin medidor con un total de 346 medidores y de éstos 52 están directos con medidor. El alimentador principal ingresa a la ciudad a través de este sector bordeando el lado norte del mismo a la vez es limitado por un ramal monofásico en el lado Sur y se bifurca algunos ramales en el interior del sector energizando a un total de 365 KVA en sus tres fases.

Replanteo de circuitos

Para la implementación del diseño se tiene que hacer algunas variaciones en los circuitos del lugar. Se debe instalar cincuenta y siete concentradores secundarios distribuidos en 38 transformadores que suman un total de 680 KVA conectados en las tres fases de los cuales 27 transformadores son nuevos, 4 transformadores reubicados y 1 transformador retirado. Para realizar las modificaciones en los circuitos será necesario cambiar 23 postes de nueve metros por otros de once metros e instalar 10 postes nuevos de 11 metros, extender la línea monofásica a través de bifurcaciones en los ramales existentes en un total de 1,100 metros. Estos cambios se pueden apreciar tal como se ilustra en el plano adjunto al final de la tesis.

ETAPA CONSTRUCTIVA: LISTA DE ACTIVIDADES

INSTALACION DE CONCENTRADOR PRIMARIO

La ubicación del concentrador primario deberá estar situada en el centro de todo el sector como centro de carga para obtener una información veraz y sin distorsiones. Este sector por tener forma triangular, su centro de carga se desplaza un poco hacia la base del mismo siendo necesario instalarlo dentro del predio del

Hospital de Yaguachi debiendo readecuar una pequeña construcción para el alojamiento del equipo. La ubicación de este concentrador se ilustra en el plano de comunicación.

ACTIVIDADES SIMILARES A LAS RUTAS ANTERIORES

Esta Ruta tiene gran similitud con las actividades consecuentes descritas en las Rutas anteriores.

Las actividades que son comunes a realizar en esta etapa son las siguientes:

- Instalación de Postes de 11m. Y cambio de Postes de 9X11m.
- Extensión de Línea en Media Tensión.
- Instalación, retiro y cambio de Transformadores.
- Reubicación de herrajes y bastidores.
- Instalación de Concentradores Secundarios.
- Alimentación de Concentradores Principales y Adicionales.
- Soldadura del cable de comunicación.
- Colocación de acometidas a los concentradores.
- Verificación de ubicación de acometidas a concentradores.
- Arreglo de instalación externa a la casa.
- Fiscalización de Actividades.

Una vez terminada toda la evaluación del terreno y las actividades que deben realizar en el sector, procederemos a establecer un estudio de costos directos e indirectos para determinar el presupuesto total del proyecto.

6.4.7. Recurso y Costo de Implementación del Proyecto

Para llevar a cabo este proyecto es necesario evaluar los gastos que se van a dar previo, durante y después de la construcción del

mismo. Los gastos básicos en los que se incurrirán son los de compra de equipos y materiales y la mano de obra que se utilizará para desarrollarlo. Un pequeño porcentaje de gastos con respecto al valor de la inversión será ocupado en la supervisión y control del proyecto mientras se lo está ejecutando. Este proyecto, será evaluado desde el punto de vista económico en costos directos y costos indirectos.

Dentro de los costos directos se tomará en cuenta: el costo de compra de los equipos de medición junto con los materiales necesarios para cualquier readecuación y toda la mano de obra necesaria para la implementación del sistema.

Dentro de lo que llamamos equipos de medición se encuentran: Los concentradores primarios, los concentradores secundarios, el cable de comunicación y la dirección técnica por parte de técnicos extranjeros.

Los materiales que se utilizarán serán: herramientas para baja tensión, cable para alta tensión y conductor antihurto para alimentar los concentradores.

La mano de obra considera el empleo de personal fijo para la obra y el personal bajo contrato por obra cierta.

Los costos indirectos a ser considerados dentro de nuestro proyecto son los gastos que en conjunto abarcan la parte técnica y administrativa. Son valores que no se pueden atribuir a ninguna área en particular sin embargo son atribuibles a la obra en general. En este grupo de gastos se encuentran: el transporte del personal, los seguros durante la construcción, honorarios del personal de supervisión y control de la obra por parte de la Empresa y los imprevistos que se presentaren durante la obra.

Los costos financieros de este proyecto son los costos de los intereses que se generan por los préstamos obtenidos de alguna entidad bancaria o estatal. Ciertas primas de riesgo por la

compra de equipos y algunos impuestos estatales son cubiertos por medio de este tipo de costos.

COSTOS DIRECTOS DE LA OBRA

COSTO DE MANO DE OBRA

El costo por mano de obra se lo calculará en base al personal que laborará durante la construcción a lo largo de todo el proyecto. Se fija un salario superior al estipulado en el Código de Trabajo y Reglamentos de la Empresa, sin embargo es fijo, se lo paga por semana y dentro del cual entran todos los beneficios de ley. Este trabajo investigativo no profundiza en el desglose de todos los beneficios y aportes que se hacen al IESS, no obstante se simplifica el cálculo pagando un valor superior al correspondiente que a la larga beneficia tanto al trabajador como a la Empresa.

El pago por obra cierta se lo hará en las actividades correspondientes al cambio de postes, extensión de línea de alta tensión y reubicación de transformadores. Se tomará en cuenta en el momento de evaluar los gastos de cada sector y en valor unitario.

COSTOS DE EQUIPOS Y MATERIALES

Los costos de los equipos y los materiales se los ubicarán de acuerdo a cada etapa y prorratedos, no se hace una evaluación de los costos de equipos por actividad. En este proyecto sólo se evalúa el costo del equipo constituido por todas sus partes en el ámbito de usuario final. No hay valor de concentrador primario o secundario por unidad, ni tampoco el costo del metro de cable de comunicación.

Mientras más usuarios se sirvan, menor será el costo del equipo.

Con respecto a los materiales a utilizar en todos los sectores, el costo total de la compra se lo dividirá en los siete sectores.

Los materiales que se piensan utilizar de manera general en toda la etapa de construcción son:

Herramientas básicas para baja y media tensión: guantes, cascos, destornilladores, alicates, cortadoras de cables, curvos, pértigas, escaleras telescópicas, fajas para electricistas, etc. Adicionalmente se comprará conductor ACSR 1 x No 2 AWG para extensión de línea de alta y ASC 1 x No 2 AWG para neutro. Para las alimentaciones de los concentradores secundarios se comprará cable antifraude concéntrico 3 x No 2 tipo U con revestimiento de PVC.

COSTOS INDIRECTOS DE LA OBRA

Son aquellos valores que están incluidos dentro de la obra pero que no se pueden contabilizar dentro de lo que es la mano de obra y los materiales. Los gastos indirectos que se verán envueltos en la etapa de construcción son:

- Transporte de personal.
- Viáticos y subsistencias.
- Alquiler de vehículos.
- Pago de gastos de ingeniería: Planificación, oficina y campo.
- Seguros en la construcción.
- Seguridad
- Alquiler de inmuebles o bodegas.
- Imprevistos.

Los imprevistos que se tienen durante la construcción se los citará en el capítulo correspondiente a la supervisión y control de la obra.

COSTOS FINANCIEROS

Los costos financieros son incorporados al proyecto para que sirvan de soporte para el mismo durante el periodo preoperacional. Los costos financieros sirven para pagar intereses anticipados. Depósitos en garantía y para obtener las garantías bancarias durante la realización de algún contrato civil. Cierta tipo de imprevistos pueden ser considerado dentro de los costos financieros como son la renovación de garantías por plazos vencidos.

COSTOS DE SALVAMENTO DE MATERIALES

Luego de terminada la implementación del sistema y de estimar un periodo de prueba de equipos, se procede a la remoción de los medidores electromecánicos de los usuarios que tenían medición de energía. Como se lo explicó en el capítulo 4, la recuperación de estos medidores tienen un costo para poder calibrarlos y ponerlos en buenas condiciones. Sin embargo, una vez arreglados y listos para instalar, representan un activo de la Empresa y desde el punto de vista financiero, la Empresa se ahorra un dinero en comprar estos medidores retirados que serán instalados en otro sector a otros usuarios.

Por otra parte, existirán medidores electrónicos que no serán instalados debido a que algunas de las viviendas pueden no estar habitadas. Estos medidores permanecerán almacenados en la bodega de la Empresa y quedarán como activos de la misma debido a la inversión realizada para la compra de ellos. Algunos concentradores también serán embodegados en caso de no ser instalados.

Tanto las herramientas utilizadas como los materiales sobrantes en la construcción serán valorados de acuerdo a su vida útil

luego de verificar su estado y calidad. Es obvio que estos materiales y herramientas no tienen un valor igual que cuando se compraron. Estos materiales no tienen un costo de salvamento, lo que tienen es un costo residual luego de la construcción. Los costos de los materiales, luego de la construcción, no han sido considerados en el flujo de caja debido a su compleja cuantificación.

6.4.8. SEGUROS DURANTE LA CONSTRUCCION

Aspectos generales

Antes de puntualizar sobre seguros en la construcción, es importante mencionar que en el ámbito de Sistemas de Distribución no hay mucho que asegurar. Las empresas Eléctricas no dan mucha importancia al seguro de sus equipos por considerar que son de buena calidad y además por la garantía que tienen cuando son adquiridos. Sin embargo, en la etapa de construcción es importante cubrir ciertos riesgos que en un momento dado puedan causar efectos contraproducentes en la construcción propia del proyecto.

Es recomendable desde nuestra óptica personal, que al momento de solicitar algún seguro se lo contrate con una compañía conocedora de la parte técnica y que fundamentalmente tenga una visión clara en el proceso de análisis de riesgos, evaluación de canales de reaseguro, negociación de primas y deducibles.

Existen dos tareas claras que se deben definir antes de establecer los seguros a emplear en un proyecto determinado. La primera consiste en definir qué riesgos se van a cubrir. Es decir, qué riesgos corresponderá asegurar a las empresas de servicio o proveedores y cuáles serán responsabilidad de la propia compañía o Empresa. La segunda está relacionada con el

dimensionamiento de los montos para cada riesgo a cubrir durante las diversas etapas o actividades de ejecución. Inclusive, se pueden asegurar beneficios por atraso del proyecto.

Una tarea adicional que debe ser considerada corresponde a la estrategia para la licitación de contratación de seguros que se piense implementar.

Seguros dentro del proyecto

Asumidos por el contratista

Tomando como base lo anteriormente citado, definiremos que parte del proyecto es asegurada por la compañía proveedora o contratista y que parte le toca asegurar a la Empresa.

Los equipos básicos para la implementación del sistema como son los concentradores primarios, secundarios y el cable de comunicación son asegurados por la compañía proveedora. Los seguros de adquisición de los equipos y transporte de los mismos correrá a cargo del proveedor incluido el transporte del flete dentro del país hasta la obra.

Seguros durante la construcción

Dentro de la construcción se deben cubrir ciertos riesgos entre los cuales se encuentran:

Seguro a trabajadores en caso de accidentes. Se pueden incluir todos los trabajadores reconocidos por la Empresa en una póliza flotante. La póliza flotante es un tipo de seguro dentro del cual se incluye un determinado grupo de personas y pago por el seguro

de esas personas, sin embargo, si por alguna razón se necesita colocar algún trabajador adicional lo puedo incluir por el tiempo que desee el patrón sin que el costo por la póliza sea mayor al de la prima anual dividido para el número de personas colocados en esta prima. Es decir, el valor de la prima es anual por el conjunto de trabajadores y obviamente el valor por persona es menor que si fuera realizado por persona. Al incluir una o varias personas dentro de la póliza se cancelará el valor proporcional al número de personas adicionales. Los materiales que se utilicen pueden ser asegurados por robo o por pérdida accidental de los mismos. La empresa incluirá estos elementos igual que lo anterior dentro de una póliza flotante.

En caso de daño de los equipos dentro de la implementación del proyecto se puede tomar dos caminos: se puede descontar un valor deducible por daño de equipos y la compañía devuelve el equipo en su totalidad o, pagar una franquicia para recuperar todo el material.

Las compañías aseguradoras son manejadas por personas especializadas en materias exactas como las matemáticas y basan sus proyecciones en meras estadísticas y situaciones esperadas. Términos como siniestro, fuerza mayor, riesgos son empleados comúnmente en el campo de los seguros. De acuerdo a situaciones netamente naturales una compañía aseguradora puede perder mucho dinero como en el caso de catástrofes o desmanes de la naturaleza. Sin embargo se cuidan de hacer contratos muy bien estudiados y con el menor riesgo posible.

Seguros durante las pruebas y puesta en marcha

Se deben mantener ciertos seguros como los de riesgo en construcción y montaje durante las pruebas y puesta en marcha

tanto para los trabajadores como para el personal de supervisión como ingenieros y técnicos.

Puede haber algún seguro responsabilidad civil por daños a terceros.

Adicionalmente, los seguros pueden extenderse a los equipos cuando se están probando en caso de que falle alguno de ellos. En este caso, la compañía proveedora dará un tiempo de gracia para comprobar el funcionamiento de los equipos.

6.5 ETAPA DE FINANCIAMIENTO

6.5.1. CONCEPTOS GENERALES

El financiamiento de proyectos de inversión es un análisis muy complejo debido a la dificultad existente para conseguir préstamos a instituciones tanto públicas como privadas. El costo de inversión inicial de un proyecto debe ser en lo posible ajustado a la realidad existente de la empresa o institución y evitando incrementar costos extras que pueden “inflar” el presupuesto inicial.

Si no se realiza un razonable estudio de costos de inversión y posteriores costos indirectos, el financiamiento de un proyecto siempre requerirá de sacrificios en otras áreas, además de incumplir compromisos adquiridos anteriormente.

Para no caer en estos errores se deberá tener una clara formulación de políticas de inversión y endeudamiento, planificación financiera del proyecto, implementación del paquete financiera, correcta operación financiera del proyecto y finalmente un control financiero del proyecto.

La formulación de políticas de inversión involucra decisiones u orientaciones relativamente permanentes para las empresas o compañías. Estas políticas giran alrededor de criterios de inversión, rubros preferenciales, tasas de descuento aplicables, evaluaciones de riesgo, fuentes habituales de fondos, activos susceptibles de entregarse y otros como los nombrados.

Cuando los estudios de factibilidad de un proyecto han concluido se puede pensar en la planificación financiera del proyecto. Una vez determinados los gastos reales de inversión se procede a definir los mecanismos para obtener el financiamiento. Sin embargo, las predicciones del plan de financiamiento y su utilidad como herramienta de programación serán muy débiles.

La implementación del paquete financiero requiere organización y bastante trabajo de detalle, sobre todo en el caso de créditos otorgados por instituciones financieras. Ciertos documentos financieros como cartas de crédito requieren un manejo por parte de un equipo persistente y con buenos conocimientos sobre la materia.

Las operaciones financieras reúnen tareas programadas, imprevistas o urgentes que se realizan a lo largo del proyecto y por lo menos dos veces a la semana. Los movimientos bancarios, el manejo de cuentas corrientes, modificaciones o confirmaciones en pagos, garantías y otras actividades forman parte de estas operaciones.

El control financiero del proyecto es una etapa medular dentro de la etapa de financiamiento. Este control está relacionado con el cálculo de intereses, las primas de compromiso y de riesgo y análisis de los saldos por utilizar de las líneas de crédito. Si el financiamiento es a través de entidades financieras extranjeras, éstas se preocupan de conocer periódicamente lo que ocurre con

los desembolsos dados, estableciendo para ello contractualmente la obligación del propietario informar oportunamente.

6.5.2. ASPECTOS GENERALES DE LAS EMPRESAS

A lo largo del tiempo, las empresa eléctricas de nuestros país recurrían al ex-INECEL para obtener préstamos para desarrollar algún proyecto de inversión para el mejoramiento de su sistema o bien para brindar un mejor servicio a su área de concesión. Las empresas como tales no eran sujetos de créditos por lo que no podían obtener préstamos internacionales.

En la actualidad las empresas eléctricas presentan sus proyectos y planes a través del “Fondo de Solidaridad”, mayor accionista de la empresas eléctricas. El fondo pide un préstamo a una institución bancaria como el Banco Mundial (BM) o a la Corporación Andina de Fomento (CAF) por el monto total de los proyectos y este ente estatal asume como el responsable por el préstamo. El Fondo es el encargado de solicitar los pagos a las distintas empresas. Las condiciones de pago son iguales para todas, lo que difiere es el monto. De alguna forma se podría conseguir ayuda de organismos internacionales a manera de proyectos sociales indispensables para el desarrollo del país.

Por otra parte sería importante diferenciar la situación de las empresas de la Sierra con respecto a las de la Costa. En la Costa existen “cinturones de miseria” y las condiciones de vida son peores en esta región del país. Adicionalmente, muchos nativos de la Sierra emigran a la Costa y al no haber fuentes de trabajo se invaden tierras que desbordan en asentamientos no legales. Algunas ocasiones estos asentamientos ocurren en zonas ya electrificadas proliferando de esta forma, el robo de energía eléctrica.

En la zona interandina o Sierra, la situación es un poco diferente debido a que el clima de esta región es frío y el consumo de energía es menor que en la Costa.

Por este motivo y por la cultura de cada región, las tasas de recaudación por concepto de energía son más bajas en la Costa. Esto influye significativamente en las pérdidas de energía en las empresas de la Costa.

La situación de las empresas se agrava aun más con el tiempo de pago por compra de energía versus la recaudación por venta de la misma. El periodo promedio de pago al proveedor es menor que el periodo promedio de cobro a clientes. En promedio, las generadoras emiten sus facturas y el tiempo para el pago de las mismas es de 10 días. Un usuario dispone para el pago de su planilla por consumo de energía aproximadamente de 60 días a partir de su fecha de emisión previo al corte del servicio, aunque la planilla tenga su fecha de vencimiento mucho tiempo antes. Por Ley, la empresa distribuidora no puede interrumpir el servicio antes de este periodo de tiempo. Sin embargo, el pago de la energía suministrada es independiente al pago de la misma por parte de los usuarios existiendo un considerable desfase.

El aumento progresivo de las tarifas que se ha venido realizando por parte del CONELEC, estabilizándose recién en este año, provoca que el medidor de energía marca menos consumo, aumenta el robo de energía, disminuye el consumo, se paga menos por el consumo, disminuye el control y por ende baja el promedio nacional. Se refleja una menor compra de energía y a la vez una menor venta de energía. La demanda al CENACE disminuye y por ende la facturación.

El Valor Agregado de Distribución (VAD) es un valor correspondiente al costo propio de la actividad de distribución de una empresa con costos normalizados, que tenga características

de operación similares a las de la concesionaria de distribución de la cual se trate. Para obtener el Valor Agregado de Distribución las empresas eléctricas toman en cuenta lo siguiente: los costos asociados al consumidor, es decir la comercialización del sistema, las pérdidas técnicas por potencia y energía y un máximo de 2% por pérdidas no técnicas y, los costos de inversión, operación y mantenimiento asociados a la distribución en la empresa de referencia por unidad de potencia suministrada.

Las empresas eléctricas se encargan cada año de establecer su propio VAD y ponerlo a consideración del CONELEC para su estudio y aprobación.

Dentro de la diferencia están los gastos por peaje y la utilidad neta de la empresa. Sin embargo, la realidad es diferente a lo planificado. Las empresas eléctricas llevan pérdidas en sus ejercicios contables porque el valor que pagan por compra de energía es mayor al que facturan a sus clientes. Las empresas pierden por la no-recaudación de los consumos facturados y por las pérdidas no técnicas de energía que tienen. Su VAD es negativo porque con los balances actuales el precio de compra es mayor que el precio de venta. Es la empresa la que asume los costos por pérdida de energía. Se paga más de lo que se factura.

6.5.3. FUENTES DE FINANCIAMIENTO

Las fuentes de financiamiento varían de acuerdo a las necesidades y monto de cada proyecto. Puede que se recurra a recursos propios si el monto no es mayor o a través de entidades públicas o privadas si la inversión inicial es alta.

Si el financiamiento es por fondos propios, el mismo es lento y demora en la implementación del proyecto, además de que inevitablemente se deja de pagar por la energía comprada.

Si el financiamiento se lo hace privado, se lo puede hacer por medio de fuentes de crédito con bancos privados, con entidades estatales como el Banco del estado o la CFN (Corporación Financiera Nacional) o de entidades extranjeras como la CAF (Corporación Andina de Fomento) o el BM (Banco Mundial). Dependiendo del tipo de proyecto en algunos casos se puede establecer formas de pago no convencionales con los proveedores de equipos.

6.5.4. FINANCIAMIENTO DEL PROYECTO

Para el financiamiento de este proyecto consideraremos ciertas cuentas dentro de la Empresa que son importantes citar ya que de alguna forma ayudarían directamente a la financiación del mismo.

Capitalización de la Empresa

Si la Empresa desea, puede incluir dentro de las cláusulas por compra de equipo una capitalización por parte de la compañía proveedora. De esta forma el proveedor pasaría a ser accionista de la Empresa en caso de incumplimiento del contrato en las formas de pago. Se establecería de esta forma un crédito con opción a capitalización. Puede también la Empresa buscar con el proveedor algún mecanismo de asociación.

Lo que sí se tendría que tomar en cuenta son las cláusulas de concesiones de servicio de las empresas distribuidoras. En ellas se dice que los activos de la Empresa no pueden estar en garantía, es decir que equipos como transformadores de poder o subestaciones no podrían estar dentro de una negociación de esta índole. Lo concesión es privativa del estado y por tal motivo el derecho sobre las instalaciones es del estado.

Por este motivo a la banca privada no le importaría esta forma de financiamiento, ya que ellos en caso de ser dueños de cierta parte de la Empresa no podrían vender estos activos.

Pignoración de facturación

Tanto a las entidades privadas como a los proveedores se les puede pignorar la facturación y posterior recaudación de rutas donde el consumo de energía es alto y rentable para los acreedores. No se podría dar en prenda las rutas de la zona donde se implemente el proyecto debido a que el consumo de estos clientes es relativamente bajo y por ende la facturación y la recaudación. Sin embargo, ciertas rutas donde vivan clientes que signifiquen altos ingresos como por ejemplo un libro o varios de la ruta del ciclo 49 (Usuarios Especiales), que servirían para acelerar el proceso de pago de la inversión inicial. Se dejaría de pagar la compra de energía pero por otro lado ingresan valores que antes tenía que pagar y que nunca iban a ser cobrados.

Tanto en el ámbito de bancos privados como de proveedores, se les debe cancelar un valor adicional debido a que ellos deben tomarse la molestia de ir a los usuarios y proceder al cobro de dichas planillas. Este valor adicional debe quedar establecido entre ambas partes.

CAPÍTULO VII

PROGRAMACIÓN DE LA CONSTRUCCIÓN

7.1. Descripción General De La Etapa De Construcción.

En este capítulo se enunciarán todas las actividades involucradas en la construcción del proyecto de medición centralizada. La distribución de los concentradores secundarios a lo largo de toda la Ciudad, la ubicación de los concentradores primarios y la interconexión por medio del cable de comunicación. El tiempo de ejecución para cada actividad, el periodo de interrupción del servicio a los clientes y los costos por materiales y mano de obra serán considerados en este capítulo. El análisis del recurso humano y finalmente un diagrama de construcción de la obra a lo largo de las siete Rutas serán presentados en este capítulo.

Todos los pasos que deban ser considerados para dejar plenamente establecido este sistema serán citados cronológicamente y de manera puntual.

Como se explicó en la definición de la etapa de Construcción, la implementación del proyecto será por sectores y ejecutado bajo ciertas actividades propias de la misma implementación.

Los siete sectores están plenamente definidos en los planos respectivos y fueron divididos así de acuerdo a las nuevas rutas de toma de lectura.

Se puso como objetivo primordial cubrir la demanda existente dejando una reserva del 25% aproximadamente en cada Concentrador Secundario para suplir la carga futura con el rediseño de los circuitos.

Para cada una de las rutas de la construcción se detallarán las actividades y la evaluación de tiempos. Cada sector será construido por separado. No habrá construcción del proyecto en dos sectores a la vez. La construcción será realizada de acuerdo al cronograma planteado por sectores; es decir, primero la Ruta 1, luego la Ruta 2 y así sucesivamente en forma secuencial hasta finalmente llegar a la Ruta 7.

Se prefirió no trabajar en dos etapas a la vez para no perder el control sobre los trabajadores y evitar que la programación de la obra no avance de acuerdo a lo planeado. Es preferible comenzar una zona y terminarla. Se tiene un control sobre las herramientas y los materiales de construcción.

Los concentradores primarios se denominarán **CP** y los concentradores secundarios **CS**. La numeración de los siete concentradores primarios será: CP 100 para la Ruta 1, CP 200 para la Ruta 2, CP 300 para la Ruta 3, CP 400 para la Ruta 4, CP 500 para la Ruta 5, CP 600 para la Ruta 6 y CP 700 para la Ruta 7.

El concentrador primario CP 100 estará ubicado en la Mz 48 solar No. 14 (Sede del Club de Leones) de la Ruta 1; el concentrador CP 200 será ubicado en la Mz 14 de la Ruta 2 (Escuela Fiscal Antonio José de Sucre); el concentrador CP 300 se lo instalará en la manzana 3 de la Ruta 3 (Casa Parroquial-Convento); el concentrador CP 400 se instalará en el solar 30 (Escuela Fiscal Centenario); el concentrador CP 500 se ubicará en la Mz 68A (Escuela Fiscal José G. Arguello); el concentrador CP 600 se lo instalará en la Mz 25 solar No. 25 (Solar Privado) y el concentrador CP 700 será instalado en la Mz 24 de la Ruta 7 (Hospital de Yaguachi).

Los siete Concentradores Primarios han sido colocados tomando en cuenta su centro de carga respecto a las manzanas que son servidos por estos concentradores respecto a cada sector y predominantemente en sitios de concurrencia pública. Se realiza esta acción tentativamente hasta construir una caseta donde se puedan ubicar y proteger los concentradores.

7.2. Interrupción del servicio eléctrico a los clientes

El servicio de energía eléctrica será interrumpido para la implementación del proyecto en las siete Rutas. Se debe suspender el servicio el menor tiempo posible. Para las actividades tales como cambios de postes, reubicación de transformadores y extensiones de líneas de alta tensión el tiempo de interrupción será un poco mayor sin embargo, estas actividades comenzarán un poco más temprano de lo habitual. Se deberá emitir un comunicado por la prensa indicando el sitio de la suspensión del servicio con la debida antelación. Dentro de la planificación del proyecto se deberán evaluar estos tiempos por interrupción de servicio y a la vez deberá ser incluida una coordinación con el personal que realice las tareas propias de implementación del proyecto a fin de no desperdiciar tiempo ni recurso.

7.3. Proceso a seguir en la programación de obras

Todo proceso constructivo precisa establecer un grupo de actividades que de acuerdo a la temática del mismo pueden ser secuenciales o alternadas. Estas actividades deben ser programadas de acuerdo a cada proyecto y previo a un estudio sobre la planificación del mismo. Son las actividades de la construcción las que permitirán la evaluación de tiempos en la obra para determinar cuando terminará definitivamente el proceso de construcción. Es decir, dentro de la planificación del proyecto en su parte constructiva se enumerarán las

actividades y se les asignará un tiempo determinado para cada una de ellas. De acuerdo a como avance el proyecto y a la fiscalización del mismo podremos analizar si el proyecto está de acuerdo a lo planificado, si está atrasado o adelantado.

Las actividades en conjunto dan forma al proyecto y permiten establecer diagramas de barras o de Gann. La secuencialidad de las tareas permite establecer una ruta crítica de trabajo la cual permitirá conocer un tiempo esperado y un tiempo máximo para la culminación de las obras.

Finalmente, es importante señalar que durante la construcción, las actividades se realizan por circuito debido a que en este proyecto se realizará una readecuación de circuitos secundarios y como mencionamos anteriormente no se puede interrumpir el servicio por mucho tiempo y causar molestias a los habitantes del sector.

Con la lista de actividades por etapa se procede a evaluar la asignación de recursos para determinar los costos directos e indirectos de cada sector y definir la cantidad de mano de obra necesaria para la implementación del proyecto. Mediante la valoración de las actividades se elabora el presupuesto del proyecto.

Una vez concluida la etapa de construcción comenzará una etapa de prueba del funcionamiento de los equipos y supervisión de la instalación del sistema. Este periodo será considerado como el tiempo necesario para evaluar la puesta en marcha. Para fines de control y avance de proyecto será considerado dentro de la programación de la construcción.

En el capítulo anterior se explicó que cada sector constaba de dos etapas: la evaluativa y la constructiva. Las actividades constructivas dentro de cada sector se refieren exclusivamente a la implementación

del sistema y no toman en cuenta las actividades de la etapa de evaluación. Sin embargo, en la programación de toda la obra deben ser consideradas porque son parte de un cronograma de trabajo.

7.4. Consideraciones previas a la implementación del sistema

Durante la planificación de la implementación del proyecto se deben tomar en cuenta ciertos parámetros de referencia básicos para saber si es posible continuar con el estudio. Si no se tomaran en cuenta estas apreciaciones al momento de instalar el sistema podrían aparecer problemas que difícilmente podrían ser resueltos con los equipos y materiales en las bodegas de la Empresa. Estas consideraciones pueden ser:

a.-) Estudio eléctrico del terreno. Para conocer si las facilidades existentes del terreno como son postes, transformadores, forma de circuitos ayudan a la continuidad de la etapa de construcción. Adicionalmente se debe verificar el estado de las alimentadoras, el balanceamiento de las cargas y las protecciones existentes del sistema para asegurar el buen funcionamiento del nuevo equipo ante eventuales contingencias.

b.-) Es necesario hacer un censo de clientes en toda la zona de estudio para conocer cuantas personas contribuirán a la recuperación de la inversión del proyecto debido a que éste será llevado a cabo para toda la ciudad. Se debe determinar cuántos usuarios tienen servicio monofásico de 2 hilos y cuántos de 3 hilos. Previamente se debe hacer un somero estudio de las pérdidas en el sector y exponer la justificación del proyecto ante la junta directiva de la Empresa.

Se debe determinar que los materiales y equipos pueden ser instalados y que su traslado al terreno sea posible y que los cambios que se hagan

causen inconvenientes no mayores a los aceptables. Los caminos de acceso al área deben ser estudiados para determinar si éstos representan una contingencia a la hora de implementar el sistema.

7.5. Actividades a realizar en la construcción

A continuación se enumerarán las actividades propias de cada Ruta durante la etapa de construcción. Por su característica, aquí todas las actividades se repetirán en las siete rutas virtud de que el proyecto considera actividades similares para todos los circuitos. Este proyecto no es de construcción sino de adecuación de un sistema partiendo de lo existente en el terreno; por tal motivo las tareas son repetitivas. No se mencionan en esta parte las actividades propias de la etapa evaluativa del proyecto. Las actividades que se realizarán secuencialmente por circuito de acuerdo a cada sector son las siguientes:

“RUTA 1-2-3-4-5-6-7”

- A 1) Instalación de concentrador primario.
- A 2) Instalación de postes de 11m.
- A 3) Cambio de poste de 9 X 11m.
- A 4) Extensión de línea en M.T.
- A 5) Instalación de transformadores nuevos.
- A 6) Reubicación de transformadores.
- A 7) Retiro de herrajes.
- A 8) Instalación de concentradores secundarios.
- A 9) Alimentación de concentradores secundarios.
- A10) Soldadura de cable de comunicación.
- A11) Colocación de acometidas a las cajas.
- A12) Verificación de acometidas en concentradores.
- A13) Arreglo de instalación externa a la casa.
- A14) Fiscalización de actividades.

7.6. Estimación de tiempos por actividad en cada sector

Dentro de cada sector se debe evaluar los tiempos empleados para cada actividad. En este proyecto se evaluará el tiempo que el personal de campo invierta en cada una de las actividades pero en todos los circuitos de ese sector. Adicionalmente, dentro de cada sector, se debe tomar en cuenta el tiempo en que se desarrollarán las actividades concernientes a la etapa evaluativa del proyecto; es decir, la descripción de las instalaciones y la planificación de las actividades. El tiempo para cada actividad se lo establece tomando en cuenta la complejidad de los circuitos y los cambios que se deban hacer en los mismos.

A continuación, el cuadro de tiempos de cada actividad en cada uno de los sectores:

“RUTA 1”

NOMBRE DE LA ACTIVIDAD	DURACIÓN (DÍAS)
X 1) Evaluación física de la instalación	2
X 2) Planificación de las actividades	7
A 1) Instalación de concentrador primario.	1
A 2) Instalación de postes de 11m.	2
A 3) Cambio de poste de 9 X 11m.	1
A 4) Extensión de línea en M.T.	5
A 5) Instalación de transformadores nuevos.	5
A 6) Reubicación de transformadores.	5
A 7) Retiro de herrajes.	5
A 8) Instalación de concentradores secundarios.	5
A 9) Alimentación de concentradores secundarios.	5
A10) Soldadura de cable de comunicación.	5
A11) Colocación de acometidas a las cajas.	5
A12) Verificación de acometidas en concentradores.	5
A13) Arreglo de instalación externa a la casa.	5
A14) Fiscalización de actividades.	5

“RUTA 2”

NOMBRE DE LA ACTIVIDAD	DURACIÓN (DÍAS)
X 1) Evaluación física de la instalación	1
X 2) Planificación de las actividades	2
A 1) Instalación de concentrador primario.	1
A 2) Instalación de postes de 11m.	3
A 3) Cambio de poste de 9 X 11m.	3
A 4) Extensión de línea en M.T.	10
A 5) Instalación de transformadores nuevos.	4
A 6) Reubicación de transformadores.	4
A 7) Retiro de herrajes.	4
A 8) Instalación de concentradores secundarios.	4
A 9) Alimentación de concentradores secundarios.	4
A10) Soldadura de cable de comunicación.	4
A11) Colocación de acometidas a las cajas.	4
A12) Verificación de acometidas en concentradores.	4
A13) Arreglo de instalación externa a la casa.	4
A14) Fiscalización de actividades.	4

“RUTA 3”

NOMBRE DE LA ACTIVIDAD	DURACIÓN (DÍAS)
X 1) Evaluación física de la instalación	2
X 2) Planificación de las actividades	3
A 1) Instalación de concentrador primario.	1
A 2) Instalación de postes de 11m.	1
A 3) Cambio de poste de 9 X 11m.	3
A 4) Extensión de línea en M.T.	10
A 5) Instalación de transformadores nuevos.	3
A 6) Reubicación de transformadores.	3
A 7) Retiro de herrajes.	3
A 8) Instalación de concentradores secundarios.	3
A 9) Alimentación de concentradores secundarios.	3
A10) Soldadura de cable de comunicación.	3
A11) Colocación de acometidas a las cajas.	3
A12) Verificación de acometidas en concentradores.	3
A13) Arreglo de instalación externa a la casa.	3
A14) Fiscalización de actividades.	3

“RUTA 4”

NOMBRE DE LA ACTIVIDAD	DURACIÓN (DÍAS)
X 1) Evaluación física de la instalación	2
X 2) Planificación de las actividades	2
A 1) Instalación de concentrador primario.	1
A 2) Instalación de postes de 11m.	3
A 3) Cambio de poste de 9 X 11m.	1
A 4) Extensión de línea en M.T.	5
A 5) Instalación de transformadores nuevos.	4
A 6) Reubicación de transformadores.	4
A 7) Retiro de herrajes.	4
A 8) Instalación de concentradores secundarios.	4
A 9) Alimentación de concentradores secundarios.	4
A10) Soldadura de cable de comunicación.	4
A11) Colocación de acometidas a las cajas.	4
A12) Verificación de acometidas en concentradores.	4
A13) Arreglo de instalación externa a la casa.	4
A14) Fiscalización de actividades.	4

“RUTA 5”

NOMBRE DE LA ACTIVIDAD	DURACIÓN (DÍAS)
X 1) Evaluación física de la instalación	2
X 2) Planificación de las actividades	2
A 1) Instalación de concentrador primario.	1
A 2) Instalación de postes de 11m.	2
A 3) Cambio de poste de 9 X 11m.	9
A 4) Extensión de línea en M.T.	7
A 5) Instalación de transformadores nuevos.	5
A 6) Reubicación de transformadores.	5
A 7) Retiro de herrajes.	5
A 8) Instalación de concentradores secundarios.	5
A 9) Alimentación de concentradores secundarios.	5
A10) Soldadura de cable de comunicación.	5
A11) Colocación de acometidas a las cajas.	5
A12) Verificación de acometidas en concentradores.	5
A13) Arreglo de instalación externa a la casa.	5
A14) Fiscalización de actividades.	5

“RUTA 6”

NOMBRE DE LA ACTIVIDAD	DURACIÓN (DÍAS)
X 1) Evaluación física de la instalación	2
X 2) Planificación de las actividades	2
A 1) Instalación de concentrador primario.	1
A 2) Instalación de postes de 11m.	1
A 3) Cambio de poste de 9 X 11m.	6
A 4) Extensión de línea en M.T.	7
A 5) Instalación de transformadores nuevos.	3
A 6) Reubicación de transformadores.	3
A 7) Retiro de herrajes.	3
A 8) Instalación de concentradores secundarios.	3
A 9) Alimentación de concentradores secundarios.	3
A10) Soldadura de cable de comunicación.	3
A11) Colocación de acometidas a las cajas.	3
A12) Verificación de acometidas en concentradores.	3
A13) Arreglo de instalación externa a la casa.	3
A14) Fiscalización de actividades.	3

“RUTA 7”

NOMBRE DE LA ACTIVIDAD	DURACIÓN (DÍAS)
X 1) Evaluación física de la instalación	2
X 2) Planificación de las actividades	2
A 1) Instalación de concentrador primario.	1
A 2) Instalación de postes de 11m.	2
A 3) Cambio de poste de 9 X 11m.	6
A 4) Extensión de línea en M.T.	5
A 5) Instalación de transformadores nuevos.	4
A 6) Reubicación de transformadores.	4
A 7) Retiro de herrajes.	4
A 8) Instalación de concentradores secundarios.	4
A 9) Alimentación de concentradores secundarios.	4
A10) Soldadura de cable de comunicación.	4
A11) Colocación de acometidas a las cajas.	4
A12) Verificación de acometidas en concentradores.	4
A13) Arreglo de instalación externa a la casa.	4
A14) Fiscalización de actividades.	4

7.7. Distribución del Sistema de Medición Centralizada en toda el área a ser implementado

Un detalle muy importante tanto en la etapa de planificación como en la de la construcción es la ubicación de las acometidas de los usuarios a cada uno de los concentradores secundarios que se van a instalar. Este es prácticamente el diseño del plano de Distribución que se muestra en el final de la tesis para cada una de las Rutas. Basándose en este plano el personal de instalación procede a la colocación de la acometida a la

caja. Dada la capacidad de los concentradores secundarios (16 servicios monofásicos a 120V.) y la diversidad en el tamaño de las manzanas no es posible determinar un número exacto de concentradores que cubran la cantidad de usuarios. En virtud de lo anteriormente señalado se ha considerado guardar una reserva adicional en caso de cambios de servicio o de nuevos servicios tomando en cuenta un ligero crecimiento de carga a futuro en esta zona.

En los cuadros que se muestran a continuación se describe el sector, el concentrador primario, el número y capacidad del transformador con la fase respectiva, el concentrador secundario con las villas que sirve y a qué manzana pertenecen y finalmente la reserva existente en cada concentrador. El desglose se lo describirá por sector.

7.8. Restricciones y criterios de optimización

Dentro de la programación del proyecto se deben considerar restricciones en cuanto a la utilización del personal y un plan estratégico de labores a fin de aprovechar al máximo el recurso humano de trabajo. En todo el proyecto sólo se contará con ocho (8) técnicos electricistas para el desarrollo de las actividades en los siete sectores. Por este motivo es importante, desde el comienzo, distribuir todas las tareas de una manera equitativa y tomando en cuenta que en un momento dado se pueden realizar dos actividades a la vez.

Al realizar todas las actividades por circuito será importante estimar los respectivos tiempos para cada tarea, cuanto personal lo hará y qué comprende cada actividad; es decir, se requerirá de una lista de sub-actividades que permitan establecer el tiempo total de cada actividad específica y el personal que laborará en la misma.

Es aconsejable rotar en las labores o actividades del proyecto a los mismos trabajadores a fin que sean capaces de desenvolverse en varias tareas y no que sólo se especialicen en una actividad en particular.

El personal empleado será el suficiente y no se recomienda exceder el número de trabajadores. Es importante mencionar que con la debida anticipación se elaboró un estudio del recurso de mano de obra, el cual optimizaba el personal para las tareas a realizar. Para poder optimizar el recurso humano para la obra es importante poner énfasis en la hora de entrada y de salida de los trabajadores ya que, en promedio, salvo casos en los que se deban hacer trabajos adicionales, se piensa replantear cuatro circuitos por día. Los trabajadores tendrán en consideración que si por algún motivo el trabajo no se termina a la hora prevista se deberá permanecer en el terreno hasta que éste quede concluido. Este tipo de trabajo es a tiempo completo, sin retrasos y con la mayor

responsabilidad. El cronograma de trabajo será realizado para trabajar bajo presión. Al minimizar el número de horas sin servicio al abonado se evita el deterioro de la imagen de la Empresa.

Se deberá tener especial cuidado en el material distribuido a los trabajadores por causa de daño o pérdida involuntaria. Las herramientas serán utilizadas en los siete sectores. Si éstas se pierden, pueden provocar atrasos involuntarios en el desarrollo de las actividades.

Por factores externos a la obra y para tener una tranquilidad dentro de la programación y desarrollo de la obra se debe tener una distribución de los costos de acuerdo a los costos directos e indirectos de la obra, no obstante, es aconsejable dar un margen de holgura al *rubro de imprevistos*. Se maneja esta apreciación por la gama de situaciones que se pueden dar en el terreno.

Los imprevistos durante la obra son manejados en todos los niveles de la planificación de los proyectos. Los imprevistos pueden ser: atraso en la entrega de equipos y materiales, no compra oportuna de materiales, atraso en la mano de obra de personal externo bajo contrato, pérdida de herramientas durante la construcción, etc. Estos términos serán analizados en detalle en el último capítulo que corresponde al control y evaluación del proyecto.

7.9. Asignación de recursos para cada Ruta

Los valores, tanto de costos directos como indirectos de cada etapa, se muestran a continuación y en ellos se detalla lo que se gastaría en cada una.

En cada etapa se manejan costos de imprevistos diferentes debido a la complejidad del sector. No es posible hacer una evaluación de los

costos por actividad en cada sector. El análisis está enfocado a través del personal que se necesita, el tiempo que se utilizará este personal para realizar el proyecto y los gastos en que se incurrirán.

Luego de analizar los costos por Ruta se muestra un resumen con los gastos de cada etapa.

El valor en referencia incluye la etapa de evaluación y de construcción por lo que se puede hablar de un presupuesto general de la obra.

EVALUACION DE COSTOS POR RUTA

Tabla No. 7-1

ANALISIS DE COSTOS RUTA 1**COSTOS DIRECTOS**

Concepto	Cantidad	Valor Unitario (Usd/unidad)	Unidad	Tiempo (Semana)	Costo Total (US \$)
Compra de Equipos y Materiales					
CP + CS + CC	304	120	-	-	36,480
Cable antihurto	320	1.35	metros	-	432
Cable para alta tensión	950	0.48	metros	-	456
Transformadores de Distribución	16	680	u.	-	10,880
Mano de Obra					
Electricistas para instalación	8	68	-	7	3,808
Cambio e Instalación de Postes	16	100	u.	-	1,600
Extensión de línea de alta	4	100	-	-	400
Reubicación de Transformadores	3	120	u.	-	360
Colocación de Transformadores	14	90	u.	-	1,260

TOTAL COSTOS DIRECTOS USD \$	55,676
-------------------------------------	---------------

COSTOS INDIRECTOS

GASTOS VARIOS					
Viáticos y subsistencia	1	60	-	7	420
Alquiler de vehículo	4	175	vehículo	7	4,900
<i>(Seguros de Construcción)</i>	<i>Opcional</i>				
Seguridad	1	50	guardia	7	350
Imprevistos	-	-	-	-	300
GASTOS ADMINISTRATIVOS					
<i>(Pago de Profesionales)</i>					
Ingenieros de Planificación	2	150	-	6	1,800
Ingenieros de Supervisión	4	150	-	7	4,200

TOTAL COSTOS INDIRECTOS USD \$	11,970
---------------------------------------	---------------

EVALUACION DE COSTOS POR RUTA

Tabla No. 7-2

ANALISIS DE COSTOS RUTA 2**COSTOS DIRECTOS**

Concepto	Cantidad	Valor Unitario (Usd/unidad)	Unidad	Tiempo (Semana)	Costo Total (US \$)
Compra de Equipos y Materiales					
CP + CS + CC	430	120	-	-	51,600
Cable antihurto	377	1.35	metros	-	509
Cable para alta tensión	1825	0.48	metros	-	876
Transformadores de Distribución	31	728	u.	-	22,568
Mano de Obra					
Electricistas para instalación	8	68	-	8	4,352
Cambio e instalación de Postes	28	100	u.	-	2,800
Extensión de línea de alta	4	200	-	-	800
Reubicación de Transformadores	3	120	u.	-	360
Colocación de Transformadores	31	90	u.	-	2,790

TOTAL COSTOS DIRECTOS USD \$	86,655
-------------------------------------	---------------

COSTOS INDIRECTOS

GASTOS VARIOS					
Viáticos y subsistencia	1	60	-	8	480
Alquiler de vehículo	4	175	vehículo	8	5600
(Seguros de Construcción)			<i>Opcional</i>		
Seguridad	1	50	guardia	8	400
Imprevistos	-	-	-	-	400
GASTOS ADMINISTRATIVOS					
<i>(Pago de Profesionales)</i>					
Ingenieros de Planificación	2	150	-	7	2,100
Ingenieros de Supervisión	4	150	-	8	4,800

TOTAL COSTOS INDIRECTOS USD \$	13,780
---------------------------------------	---------------

EVALUACION DE COSTOS POR RUTA

Tabla No. 7-3

ANALISIS DE COSTOS RUTA 3**COSTOS DIRECTOS**

Concepto	Cantidad	Valor Unitario (Usd/unidad)	Unidad	Tiempo (Semana)	Costo Total (US \$)
Compra de Equipos y Materiales					
CP + CS + CC	441	120	-	-	52,920
Cable antihurto	1215	1.35	metros	-	1,640
Cable para alta tensión	1800	0.48	metros	-	864
Transformadores de Distribución	11	740	u.	-	8,140
Mano de Obra					
Electricistas para instalación	8	68	-	7	3,808
Cambio e instalación de Postes	14	100	u.	-	1,400
Extensión de línea de alta	4	200	-	-	800
Reubicación de Transformadores	3	120	u.	-	360
Colocación de Transformadores	11	90	u.	-	990
TOTAL COSTOS DIRECTOS USD \$					70,922

COSTOS INDIRECTOS

GASTOS VARIOS					
Viáticos y subsistencia	1	60	-	7	420
Alquiler de vehículo	4	175	vehículo	7	4,900
(Seguros de Construcción)	<i>Opcional</i>				
Seguridad	1	50	guardia	7	350
Imprevistos	-	-	-	-	400
GASTOS ADMINISTRATIVOS					
(Pago de Profesionales)					
Ingenieros de Planificación	2	150	-	6	1,800
Ingenieros de Supervisión	4	150	-	7	4,200
TOTAL COSTOS INDIRECTOS USD \$					12,070

EVALUACION DE COSTOS POR RUTA

Tabla No. 7-4

ANALISIS DE COSTOS RUTA 4**COSTOS DIRECTOS**

Concepto	Cantidad	Valor Unitario (Usd/unidad)	Unidad	Tiempo (Semana)	Costo Total (US \$)
Compra de Equipos y Materiales					
CP + CS + CC	427	120	-	-	51,240
Cable antihurto	540	1.35	metros	-	729
Cable para alta tensión	1115	0.48	metros	-	535
Transformadores de Distribución	20	694	u.	-	13,880
Mano de Obra					
Electricistas para instalación	8	68	-	7	3,808
Cambio e instalación de Postes	22	100	u.	-	2,200
Extensión de línea de alta	4	100	-	-	400
Reubicación de Transformadores	5	120	u.	-	600
Colocación de Transformadores	20	90	u.	-	1,800
TOTAL COSTOS DIRECTOS USD \$					75,192

COSTOS INDIRECTOS

GASTOS VARIOS					
Viáticos y subsistencia	1	60	-	7	420
Alquiler de vehículo	4	175	vehículo	7	4,900
(Seguros de Construcción)	<i>Opcional</i>				
Seguridad	1	50	guardia	7	350
Imprevistos	-	-	-	-	300
GASTOS ADMINISTRATIVOS					
(Pago de Profesionales)					
Ingenieros de Planificación	2	150	-	6	1,800
Ingenieros de Supervisión	4	150	-	7	4,200
TOTAL COSTOS INDIRECTOS USD \$					11,970

EVALUACION DE COSTOS POR RUTA

Tabla No. 7-5

ANALISIS DE COSTOS RUTA 5**COSTOS DIRECTOS**

Concepto	Cantidad	Valor Unitario (Usd/unidad)	Unidad	Tiempo (Semana)	Costo Total (US \$)
Compra de Equipos y Materiales					
CP + CS + CC	598	120	-	-	71,760
Cable antihurto	1007	1.35	metros	-	1,359
Cable para alta tensión	1465	0.48	metros	-	703
Transformadores de Distribución	27	648	u.	-	17,496
Mano de Obra					
Electricistas para instalación	8	68	-	9	4,896
Cambio e instalación de Postes	43	100	u.	-	4,300
Extensión de línea de alta	4	150	-	-	600
Reubicación de Transformadores	2	120	u.	-	240
Colocación de Transformadores	27	90	u.	-	2,430
TOTAL COSTOS DIRECTOS USD \$					103,785

COSTOS INDIRECTOS

GASTOS VARIOS					
Viáticos y subsistencia	1	60	-	9	540
Alquiler de vehículo	4	175	vehículo	9	6,300
(Seguros de Construcción)	<i>Opcional</i>				
Seguridad	1	50	guardia	9	450
Imprevistos	-	-	-	-	400
GASTOS ADMINISTRATIVOS					
<i>(Pago de Profesionales)</i>					
Ingenieros de Planificación	2	150	-	8	2,400
Ingenieros de Supervisión	4	150	-	9	5,400
TOTAL COSTOS INDIRECTOS USD \$					15,490

EVALUACION DE COSTOS POR RUTA

Tabla No. 7-6

ANALISIS DE COSTOS RUTA 6**COSTOS DIRECTOS**

Concepto	Cantidad	Valor Unitario (Usd/unidad)	Unidad	Tiempo (Semana)	Costo Total (US \$)
Compra de Equipos y Materiales					
CP + CS + CC	468	120	-	-	56,160
Cable antihurto	1020	1.35	metros	-	1,377
Cable para alta tensión	1300	0.48	metros	-	624
Transformadores de Distribución	12	720	u.	-	8,640
Mano de Obra					
Electricistas para instalación	8	68	-	7	3,808
Cambio e instalación de Postes	28	100	u.	-	2,800
Extensión de línea de alta	4	150	-	-	600
Reubicación de Transformadores	5	120	u.	-	600
Colocación de Transformadores	12	90	u.	-	1,080
TOTAL COSTOS DIRECTOS USD \$					75,689

COSTOS INDIRECTOS

GASTOS VARIOS					
Viáticos y subsistencia	1	60	-	7	420
Alquiler de vehículo	4	175	vehículo	7	4,900
(Seguros de Construcción)	<i>Opcional</i>				
Seguridad	1	50	guardia	7	350
Imprevistos	-	-	-	-	300
GASTOS ADMINISTRATIVOS					
(Pago de Profesionales)					
Ingenieros de Planificación	2	150	-	6	1,800
Ingenieros de Supervisión	4	150	-	7	4,200
TOTAL COSTOS INDIRECTOS USD \$					11,970

EVALUACION DE COSTOS POR RUTA

Tabla No. 7-7

ANALISIS DE COSTOS RUTA 7**COSTOS DIRECTOS**

Concepto	Cantidad	Valor Unitario (Usd/unidad)	Unidad	Tiempo (Semana)	Costo Total (US \$)
Compra de Equipos y Materiales					
CP + CS + CC	615	120	-	-	73,800
Cable antihurto	1220	1.35	metros	-	1,647
Cable para alta tensión	1140	0.48	metros	-	547
Transformadores de Distribución	27	696	u.	-	18,792
Mano de Obra					
Electricistas para instalación	8	68	-	8	4,352
Cambio e instalación de Postes	33	100	u.	-	3,300
Extensión de línea de alta	4	100	-	-	400
Reubicación de Transformadores	4	120	u.	-	480
Colocación de Transformadores	27	90	u.	-	2,430
TOTAL COSTOS DIRECTOS USD \$					105,748

COSTOS INDIRECTOS

GASTOS VARIOS					
Viáticos y subsistencia	1	60	-	8	480
Alquiler de vehículo	4	175	vehículo	8	5,600
(Seguros de Construcción)	<i>Opcional</i>				
Seguridad	1	50	guardia	8	400
Imprevistos	-	-	-	-	400
GASTOS ADMINISTRATIVOS					
<i>(Pago de Profesionales)</i>					
Ingenieros de Planificación	2	150	-	7	2,100
Ingenieros de Supervisión	4	150	-	8	4,800
TOTAL COSTOS INDIRECTOS USD \$					13,780

RESUMEN DE COSTOS POR SECTOR

Tabla No. 7-8

SECTOR	COSTOS DIRECTOS (US\$)	COSTOS INDIRECTOS (US\$)
RUTA 1	55,676	11,970
RUTA 2	86,655	13,780
RUTA 3	70,922	12,070
RUTA 4	75,192	11,970
RUTA 5	103,785	15,490
RUTA 6	75,689	11,970
RUTA 7	105,748	13,780

SUB-TOTAL US \$**573,667****91,030****TOTAL US \$****664,697**

7.10. Secuencia de Tiempos por Actividad y por Sector

La programación de avances de obra por etapas está íntimamente relacionada al tiempo que ocupa cada sector en la implementación del proyecto.

La planificación del proyecto consta de la etapa evaluativa y de la etapa constructiva. En la descripción de la secuencia del trabajo se indicará el tiempo que toman las actividades tanto de la parte evaluativa como de la parte constructiva de cada sector. De esta forma se obtendrá el tiempo total que se trabajará en cada sector. Así, se podrá determinar el número de días que cada actividad se realizará en ese sector, desde el primer circuito hasta el último.

Inclusive esta secuencia de actividades no es lineal y las mismas se cruzan. No obstante debe planificarse correctamente el personal asignado a cada tarea durante la construcción.

A continuación se muestra el cronograma de todo el proyecto distribuido en las siete rutas tanto en su parte evaluativa como constructiva. Se coloca además la actividad predecesora de cada tarea.

CRONOGRAMA DEL PROYECTO

“RUTA 1”

Etapa evaluativa

Actividad	Duración (días)	Avance (días)	Actividad predecesora
X1: Descrip de instalación	2	1 – 2	-----
X2: Planif de actividades	7	3 – 9	X1

Etapa constructiva

Actividad	Duración (días)	Avance (días)	Actividad predecesora
A1 : Instalación de C.P.	1	10	X2
A2 : Inst. de postes de 11m	2	11 – 12	A1
A3 : Cambio de poste 9X11	1	13	A2
A4 : Extensión de línea MT	5	14 – 18	A3
A5 : Inst. de Transf. nuevos	2	19 – 20	A4
A6 : Reubicación de Transf.	1	21	A5
A7 : Retiro de herrajes	1	22	A6
A8 : Inst. Concent. secund.	8	23 – 30	A7
A9: Alimentación de C.S.	8	23 – 30	A8
A10:Soldad.cable comunicac.	8	23 – 30	A9
A11:Coloc. acometidas a C.S.	8	23 – 30	A10
A12:Verif. Acomet. en C.S.	8	23 – 30	A11
A13:Arreglo de instalación	8	23 – 30	A12
A14:Fiscaliz de actividades	5	23 – 27	X1 – X2

“RUTA 2”

Etapas evaluativa

Actividad	Duración (días)	Avance (días)	Actividad predecesora
X1: Descrip de instalación	1	28	A14
X2: Planif de actividades	2	29 – 30	X1

Etapas constructiva

Actividad	Duración (días)	Avance (días)	Actividad predecesora
A1 : Instalación de C.P.	1	31	X2
A2 : Inst. de postes de 11m	3	32 – 34	A1
A3 : Cambio de poste 9X11	3	35 – 37	A2
A4 : Extensión de línea MT	10	38 – 47	A3
A5 : Inst. de Transf. nuevos	4	48 – 51	A4
A6 : Reubicación de Transf.	1	52	A5
A7 : Retiro de herrajes	1	53	A6
A8 : Inst. Concent. secund.	10	54 – 63	A7
A9: Alimentación de C.S.	10	54 – 63	A8
A10:Soldad.cable comunicac.	10	54 – 63	A9
A11:Coloc. acometidas a C.S.	10	54 – 63	A10
A12:Verif. Acomet. en C.S.	10	54 – 63	A11
A13:Arreglo de instalación	10	54 – 63	A12
A14:Fiscaliz de actividades	5	54 – 58	X1 – X2

“RUTA 3”

Etapas evaluativa

Actividad	Duración (días)	Avance (días)	Actividad predecesora
X1: Descrip de instalación	2	59 – 60	A14
X2: Planif de actividades	3	61 – 63	X1

Etapas constructiva

Actividad	Duración (días)	Avance (días)	Actividad predecesora
A1 : Instalación de C.P.	1	64	X2
A2 : Inst. de postes de 11m	1	65	A1
A3 : Cambio de poste 9X11	3	66 – 68	A2
A4 : Extensión de línea MT	10	69 – 78	A3
A5 : Inst. de Transf. nuevos	2	79 – 80	A4
A6 : Reubicación de Transf.	1	81	A5
A7 : Retiro de herrajes	1	82	A6
A8 : Inst. Concent. secund.	8	83 – 90	A7
A9: Alimentación de C.S.	8	83 – 90	A8
A10:Soldad.cable comunicac.	8	83 – 90	A9
A11:Coloc. acometidas a C.S.	8	83 – 90	A10
A12:Verif. Acomet. en C.S.	8	83 – 90	A11
A13:Arreglo de instalación	8	83 – 90	A12
A14:Fiscaliz de actividades	4	83 – 86	X1 – X2

“RUTA 4”

Etapa evaluativa

Actividad	Duración (días)	Avance (días)	Actividad predecesora
X1: Descrip de instalación	2	87 – 88	A14
X2: Planif de actividades	2	89 – 90	X1

Etapa constructiva

Actividad	Duración (días)	Avance (días)	Actividad predecesora
A1 : Instalación de C.P.	1	91	X2
A2 : Inst. de postes de 11m	3	92 – 94	A1
A3 : Cambio de poste 9X11	1	95	A2
A4 : Extensión de línea MT	5	96 – 100	A3
A5 : Inst. de Transf. nuevos	3	101 – 103	A4
A6 : Reubicación de Transf.	1	104	A5
A7 : Retiro de herrajes	1	105	A6
A8 : Inst. Concent. secund.	10	106 – 115	A7
A9: Alimentación de C.S.	10	106 – 115	A8
A10:Soldad.cable comunicac.	10	106 – 115	A9
A11:Coloc. acometidas a C.S.	10	106 – 115	A10
A12:Verif. Acomet. en C.S.	10	106 – 115	A11
A13:Arreglo de instalación	10	106 – 115	A12
A14:Fiscaliz de actividades	6	106 – 111	X1 – X2

“RUTA 5”

Etapas evaluativa

Actividad	Duración (días)	Avance (días)	Actividad predecesora
X1: Descrip de instalación	2	112 – 113	A14
X2: Planif de actividades	2	114 – 115	X1

Etapas constructiva

Actividad	Duración (días)	Avance (días)	Actividad predecesora
A1 : Instalación de C.P.	1	116	X2
A2 : Inst. de postes de 11m	2	117 – 118	A1
A3 : Cambio de poste 9X11	9	119 – 127	A2
A4 : Extensión de línea MT	7	128 – 134	A3
A5 : Inst. de Transf. nuevos	4	135 – 138	A4
A6 : Reubicación de Transf.	1	139	A5
A7 : Retiro de herrajes	1	140	A6
A8 : Inst. Concent. secund.	10	141 – 150	A7
A9: Alimentación de C.S.	10	141 – 150	A8
A10:Soldad.cable comunicac.	10	141 – 150	A9
A11:Coloc. acometidas a C.S.	10	141 – 150	A10
A12:Verif. Acomet. en C.S.	10	141 – 150	A11
A13:Arreglo de instalación	10	141 – 150	A12
A14:Fiscaliz de actividades	6	141 – 146	X1 – X2

“RUTA 6”

Etapa evaluativa

Actividad	Duración (días)	Avance (días)	Actividad predecesora
X1: Descrip de instalación	2	147 – 148	A14
X2: Planif de actividades	2	149 – 150	X1

Etapa constructiva

Actividad	Duración (días)	Avance (días)	Actividad predecesora
A1 : Instalación de C.P.	1	151	X2
A2 : Inst. de postes de 11m	1	152	A1
A3 : Cambio de poste 9X11	6	153 – 158	A2
A4 : Extensión de línea MT	7	159 – 165	A3
A5 : Inst. de Transf. nuevos	2	166 – 167	A4
A6 : Reubicación de Transf.	1	168	A5
A7 : Retiro de herrajes	1	169	A6
A8 : Inst. Concent. secund.	8	170 – 177	A7
A9: Alimentación de C.S.	8	170 – 177	A8
A10:Soldad.cable comunicac.	8	170 – 177	A9
A11:Coloc. acometidas a C.S.	8	170 – 177	A10
A12:Verif. Acomet. en C.S.	8	170 – 177	A11
A13:Arreglo de instalación	8	170 – 177	A12
A14:Fiscaliz de actividades	4	170 – 173	X1 – X2

“RUTA 7”

Etapas evaluativa

Actividad	Duración (días)	Avance (días)	Actividad predecesora
X1: Descrip de instalación	2	174 – 175	A14
X2: Planif de actividades	2	176 – 177	X1

Etapas constructiva

Actividad	Duración (días)	Avance (días)	Actividad predecesora
A1 : Instalación de C.P.	1	178	X2
A2 : Inst. de postes de 11m	2	179 – 180	A1
A3 : Cambio de poste 9X11	6	181 – 186	A2
A4 : Extensión de línea MT	5	187 – 191	A3
A5 : Inst. de Transf. nuevos	4	192 – 195	A4
A6 : Reubicación de Transf.	1	196	A5
A7 : Retiro de herrajes	1	197	A6
A8 : Inst. Concent. secund.	10	198 – 207	A7
A9: Alimentación de C.S.	10	198 – 207	A8
A10:Soldad.cable comunicac.	10	198 – 207	A9
A11:Coloc. acometidas a C.S.	10	198 – 207	A10
A12:Verif. Acomet. en C.S.	10	198 – 207	A11
A13:Arreglo de instalación	10	198 – 207	A12
A14:Fiscaliz de actividades	6	198 – 203	X1 – X2

7.11. Evaluación de Resultados Finales de acuerdo a un Diagrama de Barras

Finalmente se muestran los resultados obtenidos de acuerdo a la secuencia de los trabajos en cada sector y al tiempo que ocupa la instalación del proyecto en cada uno.

En los resúmenes que se muestran a continuación se puede apreciar el tiempo total de duración de la obra y el tiempo que ocupa cada sector en ser implementado, tanto en su etapa evaluativa como en su parte constructiva. Adicionalmente se muestra una ruta de trabajo de acuerdo a las actividades predecesoras. Como se podrá apreciar en los cuadros, la etapa constructiva de cada sector no puede comenzar antes de su respectiva etapa evaluativa. Primero se presenta un cuadro resumen de todo el proyecto en sus tres etapas y luego el mismo proyecto pero de una forma ampliada y por etapas.

El periodo de monitoreo y la posterior evaluación del sistema tienen su lugar en la parte de la programación de las actividades y por ende entra en el diagrama de barras y de los resúmenes correspondientes, el mismo que se muestra en el Anexo No. 6.

CAPÍTULO VIII

CONTROL Y EVALUACIÓN DEL PROYECTO

8.1. CONTROL DE PROYECTOS

La palabra *Resultados* se agrega a la administración de proyectos porque es mucho más fácil preparar objetivos que administrar por medio de ellos. Un plan es bueno tan solo en la medida en que haya controles para asegurar su realización. No nos podemos olvidar que las funciones de planeación se refieren a la determinación del trabajo que debe ser realizado, mientras que el control asegura el cumplimiento de los objetivos.

El control tiene un costo. En sí mismo, no es productivo en términos de procesos finales. El tiempo y el esfuerzo dedicados al control por un administrador y sus subordinados representan el esfuerzo y el tiempo que de otra manera podrían ser dedicados a la función de producir. Por este motivo, el control efectivo proporciona una visión adecuada en forma periódica con el menor costo de tiempo y esfuerzo.

El administrador de un proyecto debe identificar en primer lugar un pequeño grupo de factores que tendrán mayor impacto en la consecución de los objetivos.

El control de los proyectos se lo analiza bajo la óptica del seguimiento que debe existir en todas las actividades y corregir los planes sobre la marcha.

Mientras más detallada sea la planificación de la obra menor será el control de las actividades, pero una buena planificación requiere mayor tiempo de estudio y a la vez resulta más oneroso. El problema está en los detalles. A veces es preferible tener una idea general del proyecto y ciertos aspectos particulares para diseñar la planificación. Los detalles se los corrige sobre la marcha del mismo.

El control de un proyecto involucra una permanente revisión de las actividades para asegurar que éstas sean cumplidas a satisfacción y dentro de los plazos estipulados.

8.2. REVISIÓN PERIÓDICA DEL PROYECTO DURANTE LA CONSTRUCCIÓN

El control de la construcción significa cumplir las tareas orientadas a verificar la calidad, el costo y el avance físico de la obra durante todo su desarrollo.

Se debe realizar un control en todas las actividades de la construcción en todos los sectores de las rutas. El control durante la construcción debe estar encaminado hacia todos los puntos, sobre todo en lo concerniente a la supervisión del recurso humano a fin de que no se produzcan errores en el trabajo.

Todas las actividades se las realizan por circuito y es importante establecer el tiempo que tomará cada actividad dentro de todo el proyecto para determinar la cantidad de circuitos que se pueden replantear por día sin tener que presionar al personal de campo. Los

ingenieros de campo se encargarán de supervisar al recurso humano y las herramientas que se utilicen. El traslado del material al terreno, embodegar el material que sobre, el reparto de herramientas a los trabajadores son tareas que deberán ser ejecutados por los ingenieros de campo.

La colocación de las acometidas a las cajas y la posterior verificación de la alimentación de la vivienda es una tarea de control que será manejada por el ingeniero de planificación en conjunto con los ingenieros de campo.

Antes de colocar las acometidas se procede a levantar un censo de clientes en el cual se anote la correcta correspondencia entre la vivienda de cada manzana y el número de medidor dentro de la caja.

Para verificar el servicio de las viviendas se procede de la siguiente manera: antes de colocar las acometidas a los concentradores secundarios se deberán marcar las acometidas de cada una de las casas para no equivocarse en el momento de instalarlas. Se energiza y desenergiza todo el concentrador secundario para constatar que estén correctamente instaladas las acometidas. Luego, desde la ubicación del concentrador primario, se comienza a energizar cada contactor y se verifica que la vivienda tenga servicio encendiendo una carga. Si el medidor energizado corresponde a la vivienda que encendió su carga, entonces está bien colocada la acometida; si no se enciende se procede a verificar qué casa está energizada y se vuelve a realizar la instalación con el correspondiente medidor.

El cable de comunicación que se utiliza para la interconexión entre las cajas y además para llevar la información de los consumos hasta el concentrador primario debe ser soldado correctamente. Tal verificación la realiza el ingeniero de planificación con la instalación de cada uno de

los concentradores. Si por alguna razón no llegara a existir comunicación entre las cajas se procederá a revisar alguna de las cajas de paso y corregir el daño existente.

Un control que debe ser tomado en cuenta y que es muy importante es el control al personal contratado sólo para obra cierta y que no entra en los gastos semanales del proyecto. Este control es importante ya que el desarrollo de las demás actividades depende de estas personas.

Posterior a la etapa de construcción se comenzará con una etapa de monitoreo y supervisión de los equipos. Este monitoreo sirve para agilizar la verificación del correcto funcionamiento de los concentradores y para corregir cualquier error cometido durante la construcción.

8.3. IMPREVISTOS DURANTE LA ETAPA DE CONSTRUCCIÓN

Los imprevistos que se pueden mantener dentro de la construcción del proyecto van en todas las direcciones posibles y deben ser corregidos o manejados en el menor tiempo posible.

Los principales imprevistos que pueden coexistir durante el proyecto son:

Atraso en la entrega de equipos y materiales, lo cual retrasa el comienzo de toda la obra o de algún sector en particular. En tal caso se tendrá que evaluar los contratiempos que originan estos retrasos y reprogramar los planes de construcción.

Daño o pérdida involuntaria de materiales, ocasionada por los trabajadores de la Empresa, lo cual atrasará al resto de compañeros a continuar trabajando en otros circuitos adicionales. Se pararía al personal y se tendría que comprar nuevamente el material dañado o perdido.

Incremento de costos indirectos, debido a que la planificación del proyecto se la realiza con mucha antelación a la implementación del mismo. Estos costos deben ser actualizados constantemente para impedir que se recurra a costos extrapresupuestarios.

Retraso o ausencia de los trabajadores, tanto de campo como de supervisión, ocasionará un retraso general en todo el día de trabajo y por ende a la planificación total del sector e incluso de la Ruta.

Fuerza mayor no imputables al proyecto, en este sentido se pueden mencionar accidentes, enfermedades, catástrofes naturales, huelgas, feriados bancarios, paros nacionales, etc.

Retraso del personal contratado por obra fija, este retraso supone que al no poder cambiar los postes ni extender la línea de alta, el resto de los trabajos que realizan el personal estable no podrá continuar y en tal caso los últimos tendrían que esperar hasta que el personal contratado termine sus actividades.

Fallas en los equipos, ocasionados por el traslado y transporte de los mismos. En tal caso, no se espera una contingencia mayor, mas si este inconveniente ocurriere, el proveedor tendrá la obligación de reponerlos en el menor tiempo posible. Daños en los concentradores secundarios pueden manejarse de acuerdo al avance de obra, en los concentradores primarios existiría un retraso mayor al establecido.

8.4. FISCALIZACIÓN FINAL DEL PROYECTO

A los contratistas: la fiscalización a los contratistas por obra cierta debe ser estricta y constante. Deben regirse bajo las normas técnicas establecidas para este tipo de trabajo. Se precisa realizar una fiscalización de este tipo debido a que una vez terminada esta actividad

difícilmente podrán registrarse cambios; sobre todo por la magnitud de la obra.

A los proveedores: con respecto a los proveedores, la fiscalización corresponde a la entrega oportuna del material en las bodegas de la Empresa y a comprobar el correcto funcionamiento de los equipos. En lo posible se tratará de hacer pruebas en una muestra de los equipos con los concentradores primarios. En caso de falla de los equipos se procederá a pedir el reemplazo del equipo defectuoso. Dentro del contrato de adquisición constará algún tipo de indemnización por demora en la entrega de los equipos.

Se comparará por un tiempo determinado el funcionamiento de los equipos con los medidores existentes. Para comprobar el normal funcionamiento del equipo de medición y a fin de mostrar al usuario el modo de operar del moderno equipo de medición se dejarán instalados por un determinado lapso de tiempo los medidores electromecánicos. Es una forma de comprobar realmente el funcionamiento de los equipos. Podríamos considerar que este período de monitoreo servirá como una evaluación de la puesta en marcha del proyecto. Este período de constatación se denomina período de prueba.

8.5. BENEFICIOS ESPERADOS DEL PROYECTO

Con la implementación de este moderno sistema de medición se procede a enumerar ciertos beneficios que se obtienen:

- Capacitación de algunos ingenieros de la Empresa: esta capacitación la impartirán los ingenieros de la compañía proveedora de todo el sistema.

- Eliminación del corte en sitio: el corte será de manera remota y no se necesitará ir al lugar para proceder a la suspensión del servicio. Evita molestias entre los cortadores y los clientes. Ahorra tiempo y dinero.
- Sistema digital, muy preciso, difícil de manipular: este sistema no permite manipulación o adulteración del equipo por parte de los clientes. Posee un mecanismo de desconexión si alguien lo trata de abrir.
- Eliminación de conexiones directas: las conexiones directas, que actualmente son las infracciones más problemáticas, quedarán eliminadas con este sistema. De forma obligada estos usuarios tendrán que ser abonados de la Empresa. Se esperará un aumento directo de nuevos clientes. En caso de cambio de servicio de 120 voltios a 240 voltios se podrá utilizar la reserva que poseen todos los concentradores.
- Mejoramiento en la calidad del servicio: las caídas de tensión las asumirá el cliente. No hay reparto de carga a lo largo del secundario, prácticamente la acometida estará cogida a los terminales de baja tensión del transformador.

CONCLUSIONES

Una vez concluido el presente trabajo referente a la implementación de un proyecto para la reducción de pérdidas no técnicas se procederá a citar las conclusiones más importantes dentro del mismo.

1. La EEMCA pierde grandes cantidades de energía y de dinero anualmente, por no implementar un programa real de reducción de pérdidas de energía, alcanzando en los últimos años valores de hasta 140 GWh que representan el 40.28% de pérdidas totales de energía para el año 2004 equivalentes a US \$ 11,000,000 (Once millones, 00/100 Dólares) aproximadamente. Es importante que se implante un plan piloto de reducción de pérdidas no técnicas o negras, cualquiera que este sea. Más allá de los análisis respectivos, es momento de tomar acciones y de manera Urgente.
2. El hurto de energía, ya sea de manera directa en usuarios sin medidor o a través de infracciones en los equipos de medición o desvío de la energía, provoca desbalances energéticos que inciden en la facturación de la Empresa. La ciudad de "YAGUACHI" es un foco de pérdidas de energía que debería ser tratado de manera diferente al resto de la población por su alto índice de pérdidas de energía, situándose para el mes de Octubre/2004 en alrededor del 40% con respecto a la energía suministrada a través del alimentador del mismo nombre. Estos valores reflejan la situación que atraviesa la Empresa y los controles que tienen sobre sus clientes. A nivel de Directorio y administradores debe existir la

vocación de cambios ya que con estos índices alguna acción se debería tomar.

3. La aplicación del Sistema de Medición Centralizado en la Ciudad de Yaguachi disminuiría el porcentaje de pérdidas negras a casi cero y aumentaría la recaudación en un 100% ya que el corte de servicio se realizaría en forma remota por personal calificado sin existir la posibilidad de soborno o riesgo de sufrir algún atropello por parte de los usuarios.
4. Es así que del análisis financiero realizado, podemos anotar que el proyecto es considerado **rentable** de acuerdo a los índices determinados en la cual resulta que básicamente la Relación Beneficio-Costo (B/C) es mayor a uno, siendo para el caso en particular $R. B/C = 1.85$; obteniendo un período estimado de recuperación de la inversión de 22.16 meses, además se tiene que éste representaría un porcentaje de pérdidas recuperado de 1.07% sobre la base de 347 GWh comprados en el 2004.
5. Por otro lado, el hecho de no ejecutarse un programa de reducción de pérdidas provocaría un aumento considerable de las pérdidas de energía eléctrica, ya que en la actualidad existe un perjuicio económico por pérdidas no técnicas de US \$ 381,182 (Trescientos ochenta y un mil ciento ochenta y dos 00/100 Dólares), producto del déficit anual de energía eléctrica provocada por las infracciones antes mencionadas de 3,708,000 kWh/año, el mismo que tiende a incrementarse por el alto índice de contravenciones existentes en el sitio.
6. Se tiene también un alto porcentaje de usuarios (53%), que adeudan a la Empresa más de 10 meses y representan el 89% de la cartera vencida de Yaguachi, los cuales corresponden predominantemente a usuarios que "No Existen", los mismos que ascienden a US \$ 470,000 a Febrero/2004, es decir usuarios que han retirado sus medidores arbitrariamente sin ninguna autorización de la Empresa y los hacen

desaparecer para luego solicitar un nuevo servicio a nombre de algún otro miembro de la familia; grave infracción que sería superada en su totalidad al aplicar el proyecto en mención.

7. Si se llegara a implementar el sistema de medición centralizada se necesitarían siete concentradores primarios, uno para cada sector. En lo referente a los concentradores secundarios: para la “Ruta 1” se necesitarían 41 concentradores, para la “Ruta 2” se utilizarían 53 concentradores, para la “Ruta 3” se utilizarían 40 concentradores, para la “Ruta 4” se utilizarían 50 concentradores, para la “Ruta 5” se utilizarían 56 concentradores, para la “Ruta 6” se utilizarían 39 y en la “Ruta 7 “ se colocarían 57 concentradores. Adicionalmente se instalarían aproximadamente 5 kilómetros de cable de comunicación.
8. Los compromisos políticos adquiridos con muchas personas incrementan de manera desmedida el personal de la Empresa y al final no aportan nada al desarrollo de la misma. Lo único que hacen es elevar los valores que se pagan por sueldos. Con una privatización de la Empresa o más bien una despolitización a través de una administración por personal técnico calificado sin compromisos hacia terceras personas o partidos políticos, ocurrirían cambios estructurales de fondo que modernizarían ciertas áreas claves dentro de la misma como son los procesos comerciales. El nuevo administrador obligadamente tendría que realizar cambios, de lo contrario, la inversión hecha no se justificaría y la Empresa seguiría teniendo pérdidas.
9. La venta de la cartera vencida podría financiar los planes de reducción de pérdidas, inclusive algunos proyectos alternos encaminados a la construcción de obras. Es cuestión de voluntad y decisión. Desde el punto de vista legal es permitido y avalado por el CONELEC. Si no se hace es debido a la falta de empeño.

10. Con respecto a un financiamiento externo, éste será muy difícil de conseguir; ya sea con entidades bancarias o con organismos internacionales. Los constantes cambios de administradores conlleva a que los proyectos queden inconclusos y de esta forma no hay quien asuma la responsabilidad por algún préstamo realizado con algún ente financiero. Actualmente los costos de distribución son mayores a la tarifa que la Empresa cobra por kilovatio-hora. Esto se debe a que las pérdidas de energía no son asumidas dentro del Valor Agregado de Distribución (VAD). En virtud de esto la Empresa siempre estará con déficit y si obtiene algún préstamo no tendrá cómo pagarlo. Para pagar la inversión del proyecto se estableció una tarifa de 0.1028 dólares; sin embargo, existe una incertidumbre en el valor de las tarifas a futuro.
11. Las leyes en este país son confusas y contradictorias. Empantanar todo proceso encaminado al servicio de la comunidad. No hay políticas claras y a nadie le importa darlas a conocer. Las leyes no cambian las costumbres, las regulan. Corregir la idiosincrasia de la población es muy difícil, sin embargo con leyes un poco más radicales y fuertes pero aplicándolas, se podría lograr que algunos ciudadanos cambien su manera de actuar. Si se aplicaran sanciones penales por el robo de energía tales como multas con valores significativos o incluso prisión preventiva en caso de reincidencia se podría cambiar la manera de actuar de este tipo de malos y cómodos usuarios.
12. Finalmente, el objetivo básico de esta tesis es buscar algún método capaz de reducir las pérdidas no técnicas de energía de una Empresa Distribuidora y a la vez incrementar el ingreso neto de la Empresa con un costo razonable de inversión inicial. Pienso que luego de este análisis he logrado mi objetivo. Espero que el presente trabajo sirva de guía para trabajos de consultoría en el ámbito de Distribución.

Es momento de concienciar el problema por el que atraviesa la EEMCA empezando por los mismos Funcionarios que laboramos en ésta, para que juntos trabajemos en pro y mejoras de la Institución para bienestar y satisfacción propio y de toda la comunidad a la que sirve.

RECOMENDACIONES

De acuerdo a las conclusiones expuestas se recomienda lo siguiente:

1. Plantear una reestructuración integral de la Empresa. Será importante evaluar la gestión de cada uno de los departamentos que conforman la Empresa y de la función que cumple cada trabajador dentro de la misma. Este análisis será importante para evaluar el trabajo de cada empleado y valorar su capacidad. Será un punto de partida para elaborar un programa laboral y proyectar a futuro mejoras en cada una de sus áreas.
2. Con respecto al Sistema de Medición Centralizada, de darse la implementación del proyecto, se deberá construir casetas para la colocación de los concentradores primarios. Tratando de construir en el menor tiempo un lugar para su definitiva ubicación con la mayor seguridad para evitar actos de vandalismo
3. Implementar un proyecto de reducción de pérdidas que permita **disminuir el robo de energía y el aumento de recaudación adicional**. Más allá de la alternativa propuesta y de los beneficios que ésta genere, sería importante pensar en una alternativa adicional con presupuestos menores de tal forma que retro alimente el presupuesto para otros proyectos de mayor índole.
4. Hacer ver a la energía eléctrica como la prestación de un servicio. Para esto deberá mejorar el servicio a los clientes. Si el servicio es eficiente los clientes estarán satisfechos y se sentirán en la obligación de pagar

por el bien utilizado. Como lo ocurrido en el Municipio de Guayaquil en donde no se pagaban los impuestos prediales y no existía un orden a seguir; los ciudadanos se sentían desamparados y no se observaban obras en la ciudad. Con la nueva administración del ex-alcalde León Febres Cordero y del Ab. Jaime Nebot, las cosas cambiaron y los ciudadanos ven el pago de sus impuestos reflejados en obras. Lo mismo debería ocurrir con el servicio de energía eléctrica.

5. Terciarizar los servicios comerciales como la entrega de planillas (Ya está siendo aplicado en la EEMCA) y la toma de lectura, corte y reconexión de servicio, instalación de nuevos servicios, reubicaciones y cambios de medidores, así como talleres de mantenimiento de transformadores. Esta acción disminuirá la carga laboral de la Empresa.
6. Analizar los consumos 0 y menores a 20 kilovatio-hora. Dentro de la facturación mensual existen abonados con estos consumos que merecen ser analizados detenidamente sobre todo en las cabeceras cantonales. Es decir, se debería ir al sitio y conocer por qué se da esta situación. En caso de infracciones se debería hacer investigaciones un poco más detalladas y de ser posible imponer una sanción a los usuarios.
7. Realizar un censo de alumbrado público. Durante el día para conocer cuáles son las lámparas que permanecen encendidas y poder cambiarlas y durante la noche para observar las que están dañadas y necesitan ser arregladas. Para poder reparar y realizar mantenimiento a estas lámparas será importante implementar y construir un taller de luminarias. Esto ayudará a mejorar la imagen de la Empresa ya que la mayoría de los clientes se quejan por la deficiencia en el alumbrado público.
8. Modernizar e implementar el laboratorio de medidores para la calibración y arreglo de éstos. En la actualidad existe una cantidad apreciable de medidores dañados en toda el área de servicio y el laboratorio de la

Empresa no se alcanza a repararlos, más bien simplemente los dan de baja. La contratación de personal especializado en estas labores y la readecuación del laboratorio permitirá reparar los medidores y dejarlos listos para ser instalados.

9. Buscar equipos similares a los propuestos en esta tesis, con igual grado de confiabilidad y seguridad pero a un costo inferior. Gracias a los avances de la tecnología se pueden averiguar precios y pedir cotizaciones a las diferentes compañías multinacionales encargadas de suministrar estos equipos. Adicionalmente se recomienda fomentar una cultura de investigación a fin de que en nuestro país se puedan diseñar equipos similares con menor grado de complejidad pero que cumplan con las condiciones básicas de operación. Esto abarataría los costos de implementación de proyectos de estas características.
10. Hacer revisiones periódicas de medidores a clientes residenciales a fin de detectar las infracciones y adulteraciones que se dan continuamente en los clientes de esta zona. Además, se sugiere hacer inspecciones continuas a lo largo de todo el año a los clientes especiales e industriales; verificar sus instalaciones y el chequeo de sus equipos. La falta de control a estos clientes puede derivar en fraudes en los medidores o en sus instalaciones. En estos tipos de clientes, las adulteraciones o la mala facturación ocasionan grandes pérdidas económicas. Se recomienda la instalación de medidores electrónicos con registrador de eventos para detectar anomalías y fecha de ocurrencia de ellos en las industrias y a la vez tener valores exactos de consumo de energía y potencia.
11. Capacitar al área comercial de la Empresa ya que, es esta área, la que está más en contacto con los clientes. Impartir seminarios sobre facturación y atención al cliente. Además, se recomienda dar a conocer al personal de oficina que atienden al público los reglamentos de la Ley

de Régimen del Sector Eléctrico y la Ley Orgánica de Defensa del Consumidor, por lo menos en los artículos relacionados al suministro del servicio de electricidad.

12. Reordenar el sistema de Distribución. Cambiar los circuitos secundarios desgastados y retirar el material obsoleto así como medidores que ya han cumplido su tiempo de vida útil. Ubicar los transformadores en su respectivo centro de carga. Mejorar el servicio de distribución desde el punto de visto técnico evaluando el estado de los transformadores y optimizar las facilidades existentes.
13. La instalación de medidores especiales en las salidas de baja tensión de los transformadores en zonas donde se observen o se sospechen que existan pérdidas no técnicas de energía para elaborar el mapa de pérdidas de la zona. Esto servirá para evaluar los balances energéticos por zona y así tomar las acciones respectivas para *limpiar* cada sector y así obtener la mayor rentabilidad dependiendo del índice de pérdidas determinado.
14. Optimizar el recurso humano de la Empresa, hacer polivalentes a los trabajadores para que realicen más de una función a la vez y puedan trabajar bajo presión. De esta forma habrá mayor cantidad de personas que puedan atender más de una contingencia a la vez.
15. Implementar cuadrillas especializadas en el control del hurto de energía que lleven un seguimiento directo de los clientes infractores y a la vez permitan tomar medidas correctivas de manera inmediata.
16. Proponer al Congreso Nacional un paquete de leyes que legalicen la ejecución de sanciones efectivas por hurto o robo de energía. Las sanciones deben estar relacionadas al Código Penal. Entre las infracciones que deberán ser consideradas están las alteraciones de

sellos, la manipulación indebida de equipos, el desvío de energía y otras similares a estas. Para una primera ocasión se contemplarían fuertes multas y en caso de reincidencia se podría plantear la suspensión del servicio y la posibilidad de reclusión provisional así como se lo hace en otros países como por ejemplo Chile, uno de los pocos países desarrollados en América del Sur.

17. Vender la cartera vencida. Ya sea por medio de contrato por venta o consignándola para que otra persona, ya sea natural o jurídica, pueda realizar la operación de acercarse al cliente y llegar a un convenio de pago. La venta de esta cartera vencida ayudará al financiamiento de planes de inversión de toda índole y para cancelar obligaciones que la Empresa tiene por compra de energía con las generadoras, con los acreedores y proveedores de equipos y materiales.

18. Fomentar el ahorro de energía a los usuarios de la Empresa. Será fundamental emprender campañas para difundir medidas alternas para reducir el consumo de energía. Utilización de focos de menor vateaje, apagar luces innecesarias, encender los calentadores de agua minutos antes de utilizar el baño, prender los acondicionadores de aire por pocas horas serán algunas recomendaciones que se harán en las campañas. La confección de tablas de consumos para una gran variedad de electrodomésticos en donde se indique la potencia del artefacto y la cantidad de energía que se consumirá con varias horas de ejemplo será de mucha ayuda para un real ahorro en el consumo de energía. La tabla deberá incluir electrodomésticos de varios tamaños, como televisores y refrigeradoras. Será importante tanto para la Empresa como para los clientes dar charlas sobre el funcionamiento del medidor, sobre todo en zonas urbano-marginales que es donde más energía se desperdicia y luego creen que es el medidor el que marca de más y trata de perjudicarlos. Explicarles que consumos que oscilen entre 150 y 200 kilovatios-hora son normales en viviendas como éstas y que en tal caso

deberían revisar las instalaciones internas de la casa porque a lo mejor hay una conexión tierra y esto perjudica al abonado.

19. Finalmente, se recomienda se impulse con la participación de los profesionales Eléctricos de todo el País a través del Congreso Nacional, la construcción de Plantas de Generación Hidráulica, recurso que por naturaleza es abundante en nuestro país, con el fin de abaratar los costos de la energía eléctrica, y así fomentar la producción industrial y el comercio en general, sector que genera grandes fuentes de trabajo y que se encuentra en crisis al no poder ser competitivos por sus elevados costos de operación.

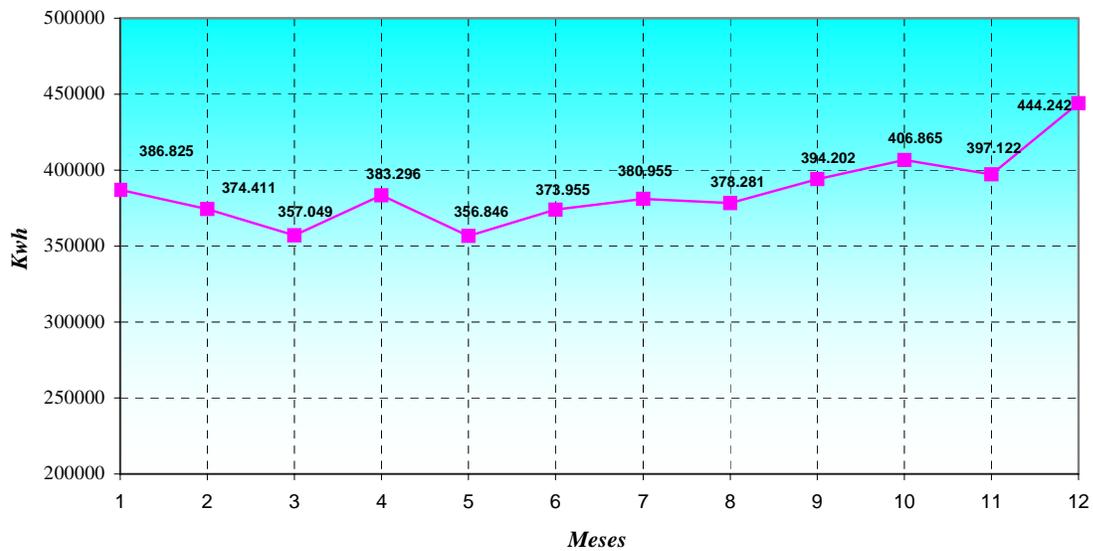
Empresa Eléctrica Milagro C.A.

Jefatura de Control de Pérdidas

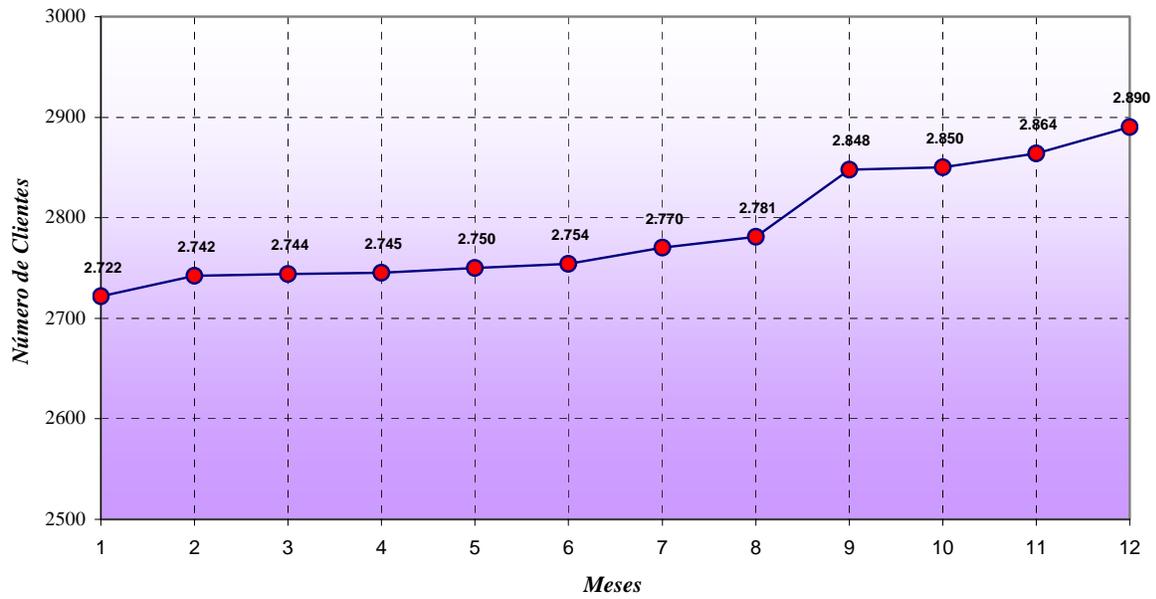
Resumen de Clientes y Kwh Facturados en el año 2004 del Cantón Yaguachi

TOTAL CICLO 21		
MESES	N. CLIENTES	CONSUMO Kwh
ENERO	2,722	386,825.00
FEBRERO	2,742	374,411.00
MARZO	2,744	357,049.00
ABRIL	2,745	383,296.00
MAYO	2,750	356,846.00
JUNIO	2,754	373,955.00
JULIO	2,770	380,955.00
AGOSTO	2,781	378,281.00
SEPTIEMBRE	2,848	394,202.00
OCTUBRE	2,850	406,865.00
NOVIEMBRE	2,864	397,122.00
DICIEMBRE	2,890	444,242.00

Consumo Facturado año 2004



Variación de Clientes año 2004



ANEXO # 2

CARACTERISTICAS Y CUALIDADES DE LOS EQUIPOS.

Módulos Básicos.

Medidor Electrónico de Energía Eléctrica Activa.

Medidor de estado sólido (electrónico) responsable por la medición del consumo individual de energía eléctrica de cada consumidor y que convierte la información en pulsos cuya tasa es proporcional al consumo.

Está disponible en 120 V y 240 V, para conexión mono, bi o trifásica, con un tipo de precisión de 2%.

Concentrador Secundario (CS9701)

Trátase de un módulo inteligente y programable que tienen función almacenar las informaciones (pulsos) de hasta 16 medidores monofásicos, 8 bifásicos, 0 4 trifásicos mas 4 monofásicos. La memoria del equipo del tipo "no volátil" corresponde a una replica de lo que mostraran los registradores mecánicos de los medidores con capacidad para ocho dígitos, obtenidos en forma de pulsos. Estos valores, junto con el estado de operación del concentrador secundario son periódicamente recibidos por el Concentrador Primario, por ejemplo a cada media hora. Los medidores de energía se encuentran en la misma caja del concentrador secundario.

Concentrador Primario (CP9701).

Este módulo esta basado en un sistema micro-procesado y es responsable por la obtención de los datos de los concentradores secundarios, el procesamiento

y almacenaje de informaciones y la interfaz con la concesionaria y usuario. (Ver Anexo No 6)

PRINCIPIO DE OPERACION

Concentrador Secundario.

Este módulo debe ser colocado en el poste de distribución mas próximo a los consumidores a ser atendidos. El CS9701 y los medidores están alojados en una caja apropiada para la instalación a la intemperie.

Este concentrador se compone de una placa de circuito impreso que aloja los componentes electrónicos y la fuente de alimentación, así como también los conectores para los medidores. Los medidores van montados en placas de circuito impreso. Las placas están colocadas de manera de facilitar el mantenimiento del equipo.

El módulo secundario recibe los conductores de fase del distribuidor de energía y el conductor neutro. Internamente los conductores de fase son conectadas a un equipo de tres barras que alimentan los shunts de los medidores. Las salidas de los shunts son conectadas a las acometidas a los consumidores. El conductor neutro que entra al módulo secundario sirve apenas como referencia para los medidores de energía y también como retorno de alimentación de los circuitos electrónicos. La conexión del neutro a los consumidores es hecha externamente al módulo.

Firmware.

Las principales funciones realizadas por los programas ejecutados por el CS9701 son:

- A. Comunicación con el CP9701 vía interfaz RS-485 en el sistema maestro-esclavo. El acceso físico es controlado por el CP9701(maestro) interrogando a los CS9701 (esclavos) uno por vez, por medio de las direcciones programadas en estos últimos. A continuación se enumeran las informaciones intercambiadas

Datos recibidos por CP

- Comando de sincronismo horario, que provoca la congelación momentánea de los valores de los medidores para posterior transmisión;
- Datos sobre el control de carga y desconexión remota;
- Pedido de envío de los valores de los medidores;

Datos enviados al CP

- Número de pulsos acumulados para cada entrada de pulsos, en las diversas tarifas programadas;
- Estado de operación.

El registro de comunicación es propio y esta a disposición del operador a pedido. El intercambio de informaciones se hace por medio de grupos de formato binario con CRC de 2 "bytes" para verificación.

- B. Lectura de pulsos presentes en las entradas (provenientes de 1 a 16 entradas de los medidores) efectuando el procesamiento de señales necesarias. El CS9701 apenas acumula pulsos de manera continua en su memoria, no efectuando cualquier proceso adicional. Todo el proceso el realizado por el CP9701. Tenemos de este modo una memoria del CS equivalente a lo que sería mostrada por el registrador mecánico de un medidor convencional.

Hardware

Describimos ahora, de manera seguida, el hardware del CS9701 indicando las funciones de las placas del circuito impreso programables por medio de

bandas. Este modulo se compone de dos a cinco placas de circuito impreso, a saber:

- 1 placa CPU (con el nombre de CBL);
- 1 a 16 placas de medidores (con el nombre de SHL).

La arquitectura del equipo se compone de una placa madre (CBL) y de las demás placas conectadas al mismo por conectores tipo EDGE. Las conexiones llevan señales de alimentación (fase y neutro) y acusan los pulsos de los medidores para el CPU. No existen conexiones entre las placas.(Ver figura 1)

Placa CPU CBL.

La placa CBL es responsable por el control de todo el CS. Como puede verse en el diagrama de la figura 2, esta placa contiene una memoria no volátil responsable por el almacenaje de los contadores de pulsos (RAM con batería). En la EPROM reside la programación fija del equipo.

Esta placa se basa en un microcontrolador de la familia 8051, poseyendo un circuito de monitoreo tipo watch-dog y lógica TTL. La alimentación es recibida de una fuente lineal conectada a si misma y sufre un filtrado de protección adicional contra ruidos. El módulo de comunicación es controlado directamente por el procesador 8031. La placa CBL esta conectada a 16 entradas de pulsos de los medidores "Shunt".

Cada CS debe tener una dirección única en la red RS-485. Ella esta definida por un conjunto de 7 llaves "dip-switch" presentes en la placa. La programación de la dirección deberá ser conforme la tabla siguiente:

Para un número mayor de Ccss el direccionamiento será definido por una EPROM.

SELECCIÓN DE DIRECCIONAMIENTO

ENDEREÇO	POS1	POS2	POS3	POS4	POS5	POS6	POS7
01	OFF	ON	ON	ON	ON	ON	ON
02	ON	OFF	ON	ON	ON	ON	ON
03	OFF	OFF	ON	ON	ON	ON	ON
04	ON	ON	OFF	ON	ON	ON	ON
05	OFF	ON	OFF	ON	ON	ON	ON
06	ON	OFF	OFF	ON	ON	ON	ON
07	OFF	OFF	OFF	ON	ON	ON	ON
08	ON	ON	ON	OFF	ON	ON	ON
09	OFF	ON	ON	OFF	ON	ON	ON
10	ON	OFF	ON	OFF	ON	ON	ON
.
.
.
125	OFF	ON	OFF	OFF	OFF	OFF	OFF
126	ON	OFF	OFF	OFF	OFF	OFF	OFF
127	OFF						

Como se puede notar, la dirección de un concentrador y su propio número en binario, donde ON significa un cero y OFF significa un uno.

Placa "SHUNT" SHL

Medidor Monofásico

Esta placa contiene el circuito electrónico y los sensores de potencial para un medidor monofásico. Este se basa en un circuito integrado delicado que realiza todas las funciones de medición, convirtiendo el producto tensión corriente en pulsos proporcionales a la potencia que se le aplica. La placa CBL integraliza

esos pulsos y posteriormente los envía al CP9701 para procesamiento. Un "Shunt" adecuado a la corriente máxima que se desea para el medidor montado fuera de la placa SHT, acusa el paso de la misma. La detección de la tensión se hace en la propia placa por medio de un divisor resistivo.(Ver Figura 3)

El medidor monofásico puede colocarse en cualquiera de las 16 posiciones disponibles en la CBL. En el lado de la soldadura están todos los datos del medidor (Ke, Vn, In, etc.), que puede ser sustituido por otro de características idénticas.

Los medidores deben ser colocados en conector 1 para conector 16 procurando dejar lugares vacíos entre ellos.(Ver figura 4)

Medidor Bifásico.

Una placa sumadora agrupara dos medidores "Shunt" en uno solo transformándolos así en un medidor bifásico cuyos datos estarán en la placa integradora. Este medidor podrá ser sustituido por otro de características idénticas. (Ver figura 5)

Conjunto de Medidor y Contactor.

En el Concentrador Secundario existe la función de desconexión remota, o de control de carga. Para esto se coloca un contactor junto con el medidor "Shunt", tal como muestra la figura 6. La placa CPU controla el contactor y consigue bloquear cargas hasta de 100 A.

CONCENTRADOR PRIMARIO

Este módulo se basa en un microcontrolador y va alojado en una caja de dimensiones reducidas que puede llevar precintos mecánicos. La placa del circuito esta ubicada de modo de facilitar el mantenimiento del equipo.

En el panel frontal del Concentrador existen "leds" que indican la actividad de la CPU y la transmisión y recepción de la interfaz RS-485. Además de esto, el panel frontal contiene el teclado de membrana (4x4 teclas), el "display " alfanumérico (de 2x16 caracteres) y, en carácter opcional, la impresora para emisión de informes, el conector de expansión de la interfaz RS-485 y el conector de la interfaz RS-232C de comunicación, con micros tipo IBM-PC (lectura y programación), ambos del tipo DB-9 hembra y el conector DB-25 hembra de la interfaz RS-232C para "módem" y conector para entrada de las fases.

FIRMWARE

Las principales funciones del concentrador primario son:

- A. Comunicación con los concentradores secundarios vía interfaz RS-485 en el sistema maestro-esclavo.
 - Datos enviados a los Concentradores Secundarios:
 - Programación fija del modo de contarse de los pulsos.
 - Pedido de envío de los datos acumulados
 - Otros datos.
 - Datos recibidos del Concentrador Secundario:
 - Numero de pulsos acumulados para cada entrada;
 - Estado de operación;

B. Procesamiento de las informaciones recibidas de cada punto de medida:

- Consumo acumulado, calculado como: $(\text{medidor actual} - \text{medidor anterior}) \times \text{constante de pulsos}$.
- Procesamiento de las informaciones contenidas en los bytes de estado.

C. Emisión de informes solicitados vía teclado, por la impresora local o el "display" alfanumérico, conteniendo las informaciones enumeradas a seguir:

- Consumos acumulados desde el ultimo cierre de cuenta, para cada medidor del sistema.
- Valores del contactor (8 dígitos) corriente que corresponde al numero de pulsos acumulado recibida por punto de la medición y antes de (pariente al ultimo cierre de cuentas)
- Los datos programaron para cada metro y consumidor (constante de multiplicación, unidad habitacional, código del metro, etc.).

HARDWARE

Describiremos ahora sucesivamente el hardware del Concentrador Primario, indicando alguna funciones del mismo.

Este concentrador está compuesto de 4 módulos a saber:

La arquitectura del equipo está compuesta de un plato de la parte de atrás en la forma del barramiento y de los otros lados conectados al mismo a través de los conectores tipo edge. El barramiento de la parte de atrás lleva alimentando señales, blindagem, datos, direcciones y señales auxiliares para los otros platos.(Ver figura 7)

Plato CPU CCL

Este plato es basado en un microcontrolador de la familia 8051 y posee un circuito de monitoreo tipo watch-dog y lógica digital y es responsable por el

concentrador entero y del sistema entero de medición. Todo el procesamiento de la información provenientes de los concentradores en forma de pulsos, es ejecutado por este módulo así como el acceso entero a la información procesada, sea esta hecha por el teclado, impresora o interfaces de comunicación.

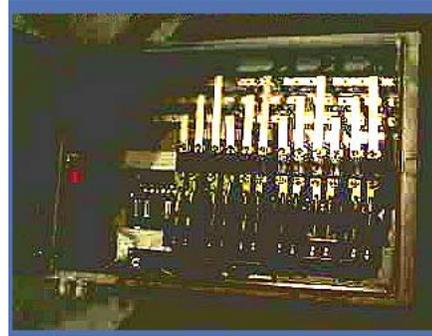
El control del teclado, displays, led señalizadores es hecho directamente por el procesador. La alimentación es recibida de la fuente y sufre un filtro y protección contra ruidos adicionales.

En el diagrama de bloques podemos ver también el modulo de comunicación RS-485, que es controlado directamente por el procesador 8031.

La placa posee un controlador doble de comunicación responsable por las interfaces RS-232 para micropc y lectoras de datos e interfaces RS-232 para módem.

Existen tres leds indicativos de la actividad, Rx y Tx monitorean el funcionamiento de CCP y de la red de comunicación RS-485. En funcionamiento normal el led de actividad debe estar pestañeando a una cadencia constante. Los leds Tx y Rx serán accionados siempre que haya actividad en la línea RS-485 y ellos señalan la transmisión y recepción de datos en el concentrador primario

ANEXO # 3



CONCENTRADOR SECUNDARIO



CONCENTRADOR PRIMARIO



MEDIDOR TIPO SHUNT

ANEXO # 4



CONCENTRADOR SECUNDARIO



CONCENTRADOR PRIMARIO



MEDIDOR TIPO SHUNT

ANEXO # 5

ANALISIS DE COSTOS Y BENEFICIOS EN UN PLAZO DE 5 AÑOS DEL SMC

Año	0	1	2	3	4	5
COSTOS						
Inversión SMC	\$ 664.697					
BENEFICIOS						
Recuperación Costos de Operación		\$ 73.755	\$ 73.755	\$ 73.755	\$ 73.755	\$ 73.755
Por reducción de pérdidas		\$ 213.064	\$ 213.064	\$ 213.064	\$ 213.064	\$ 213.064
Por recuperación de Medidor		\$ 13.300				
cobro de consumos no registrados		\$ 59.830				
Flujo Neto	-\$ 664.697	\$ 359.949	\$ 286.819	\$ 286.819	\$ 286.819	\$ 286.819
NETO						
Tasa	12%					
Valor Presente Beneficios	\$ 1.099.213					
Valor Presente Costos	\$ 593.479					
Relacion Beneficio / Costo	1,85					
TIR	37%	Índice de rentabilidad meses				
PRC	22,16					

Energía Recuperada Anual

3.708.000

kwh

Porcentaje de Pérdida Recuperada

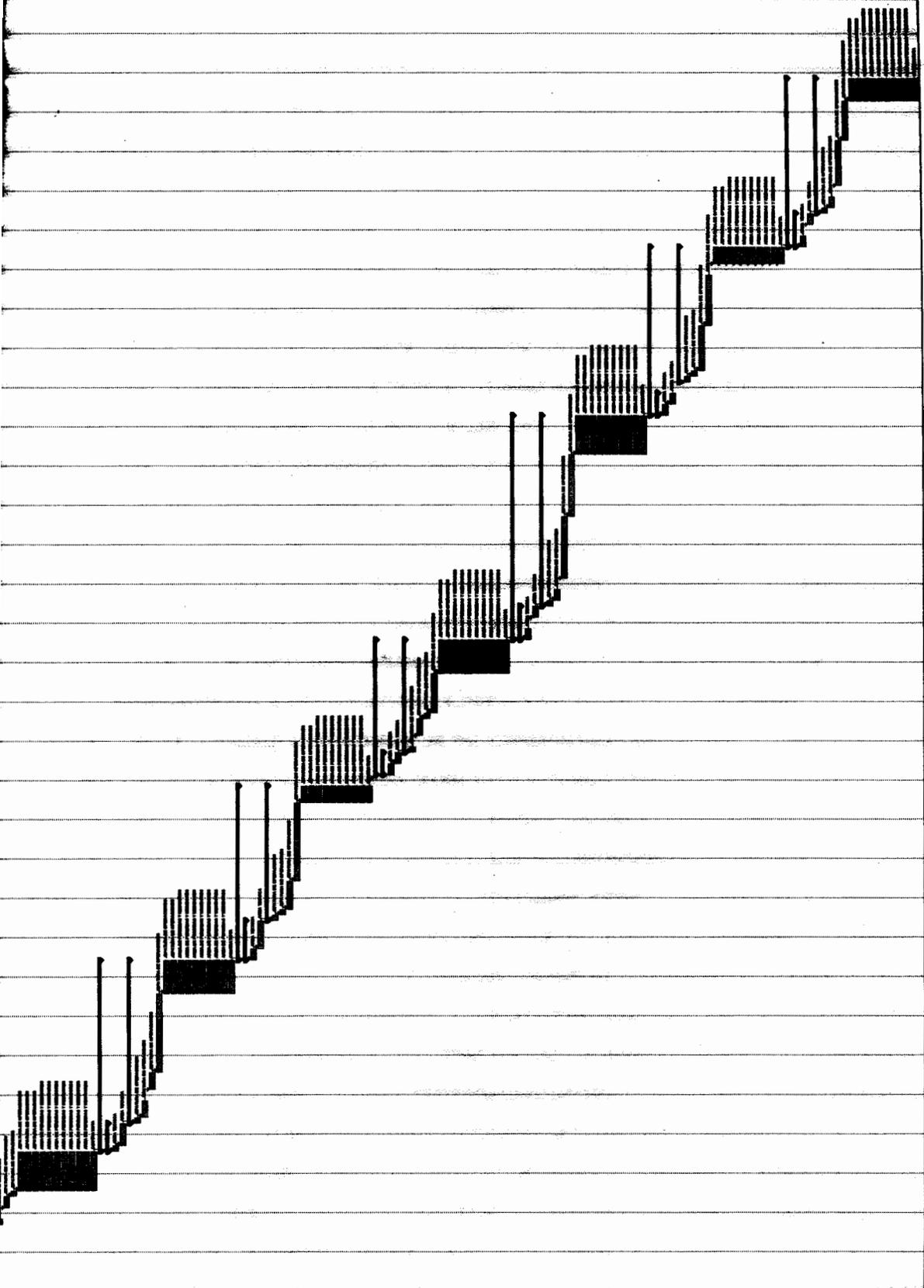
1,07%

sobre la base de 348 Gwh comprados en el 2004

ANEXO # 6



CIB-ESPOL



Task ID	Task Name	Start Date	End Date	Duration	Resources
1	Task 1	1960-01-01	1960-01-15	15 days	100%
2	Task 2	1960-01-15	1960-02-01	17 days	100%
3	Task 3	1960-02-01	1960-02-15	15 days	100%
4	Task 4	1960-02-15	1960-03-01	16 days	100%
5	Task 5	1960-03-01	1960-03-15	15 days	100%
6	Task 6	1960-03-15	1960-04-01	17 days	100%
7	Task 7	1960-04-01	1960-04-15	15 days	100%
8	Task 8	1960-04-15	1960-05-01	17 days	100%
9	Task 9	1960-05-01	1960-05-15	15 days	100%
10	Task 10	1960-05-15	1960-06-01	17 days	100%
11	Task 11	1960-06-01	1960-06-15	15 days	100%
12	Task 12	1960-06-15	1960-07-01	17 days	100%
13	Task 13	1960-07-01	1960-07-15	15 days	100%
14	Task 14	1960-07-15	1960-08-01	17 days	100%
15	Task 15	1960-08-01	1960-08-15	15 days	100%
16	Task 16	1960-08-15	1960-09-01	17 days	100%
17	Task 17	1960-09-01	1960-09-15	15 days	100%
18	Task 18	1960-09-15	1960-10-01	17 days	100%
19	Task 19	1960-10-01	1960-10-15	15 days	100%
20	Task 20	1960-10-15	1960-11-01	17 days	100%
21	Task 21	1960-11-01	1960-11-15	15 days	100%
22	Task 22	1960-11-15	1960-12-01	17 days	100%
23	Task 23	1960-12-01	1960-12-15	15 days	100%
24	Task 24	1960-12-15	1961-01-01	17 days	100%
25	Task 25	1961-01-01	1961-01-15	15 days	100%
26	Task 26	1961-01-15	1961-02-01	17 days	100%
27	Task 27	1961-02-01	1961-02-15	15 days	100%
28	Task 28	1961-02-15	1961-03-01	16 days	100%
29	Task 29	1961-03-01	1961-03-15	15 days	100%
30	Task 30	1961-03-15	1961-04-01	17 days	100%
31	Task 31	1961-04-01	1961-04-15	15 days	100%
32	Task 32	1961-04-15	1961-05-01	17 days	100%
33	Task 33	1961-05-01	1961-05-15	15 days	100%
34	Task 34	1961-05-15	1961-06-01	17 days	100%
35	Task 35	1961-06-01	1961-06-15	15 days	100%
36	Task 36	1961-06-15	1961-07-01	17 days	100%
37	Task 37	1961-07-01	1961-07-15	15 days	100%
38	Task 38	1961-07-15	1961-08-01	17 days	100%
39	Task 39	1961-08-01	1961-08-15	15 days	100%
40	Task 40	1961-08-15	1961-09-01	17 days	100%
41	Task 41	1961-09-01	1961-09-15	15 days	100%
42	Task 42	1961-09-15	1961-10-01	17 days	100%
43	Task 43	1961-10-01	1961-10-15	15 days	100%
44	Task 44	1961-10-15	1961-11-01	17 days	100%
45	Task 45	1961-11-01	1961-11-15	15 days	100%
46	Task 46	1961-11-15	1961-12-01	17 days	100%
47	Task 47	1961-12-01	1961-12-15	15 days	100%
48	Task 48	1961-12-15	1962-01-01	17 days	100%
49	Task 49	1962-01-01	1962-01-15	15 days	100%
50	Task 50	1962-01-15	1962-02-01	17 days	100%

BIBLIOGRAFÍA

a) Libro con edición

1. Leland T. Blank – Anthony J. Tarquin, Ingeniería Económica (4ta. Edición, Texas, Mc Graw Hill, 1982), pp. 5-26, 154-158
2. Legislación Conexa, Ley De Régimen Del Sector Eléctrico (2da. Edición, Quito, Corporación de Estudios Y Publicaciones, Enero 2002)

b) Reporte Técnico

3. Estudio Del Control De Pérdidas De Energía De La Empresa Eléctrica Milagro (Guayaquil, Convenio INECEL – ESPOL, Enero 1999).
4. Informe De Pérdidas De Energía De La EEMCA Del Año 2004 (Milagro, Dirección de Planificación EEMCA, Enero 2004).

c) Volúmenes de una colección

5. Manual Latinoamericano Y Del Caribe Para El Control De Pérdidas Eléctricas, Volumen II (BID – OLADE, 1992)

d) Artículos en las memorias de una conferencia

6. IV Seminario Nacional De Control De Pérdidas De Energía, (Ambato, Noviembre 25-26 y 27/98) “Sistema De Medición Centralizado De Bajo Costo, por Ing. Xavier Orejuela e Ing. Flor Espinoza” Dirección Comercial de EMELGUR 1998, pp. 79 – 101
7. Seminario-Taller “La Gestión Efectiva De Pérdidas No Técnicas En Empresas De Distribución Eléctrica”, (Guayaquil, Noviembre 2004)

e) Referencias de Internet

8. Giovanni E. Gómez, Evaluación De Alternativas De Inversión: Análisis Matemático y Financiero De Proyectos (I),
<http://www.gestiopolis.com/canales/financiera/articulos/22/cauetio.htm>
9. Giovanni E. Gómez, Evaluación De Alternativas De Inversión: Análisis Matemático y Financiero De Proyectos (II),
<http://www.gestiopolis.com/canales/financiera/articulos/23/vpnpvni.htm>
10. Giovanni E. Gómez, Evaluación De Alternativas De Inversión: Análisis Matemático y Financiero De Proyectos (III),
<http://www.gestiopolis.com/canales/financiera/articulos/24/tir1.htm>
11. Giovanni E. Gómez, Evaluación De Alternativas De Inversión: Análisis Matemático y Financiero De Proyectos (IV),
<http://www.gestiopolis.com/canales/financiera/articulos/25/tiri.htm>
12. Giovanni E. Gómez, Evaluación De Alternativas De Inversión: Análisis Matemático y Financiero De Proyectos (V),
<http://www.gestiopolis.com/canales/financiera/articulos/26/bc.htm>
13. Giovanni E. Gómez, Evaluación De Alternativas De Inversión: Análisis Matemático y Financiero De Proyectos (VI),
<http://www.gestiopolis.com/canales/financiera/articulos/27/mpri.htm>
14. CONELEC, Boletín Estadísticos De Consumos Y Pérdidas De Energía De Las Empresas Distribuidoras Del País, Primer Semestre 2004,
http://www.conelec.gov.ec/downloads/e_see_1s_02_xls.zip