

2013
213
2025



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

"IMPLEMENTACIÓN DE UN PROYECTO PARA LA REDUCCIÓN DE
PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN UN ÁREA URBANO-MARGINAL PARTIENDO
DE UN ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS"

TRABAJO DE GRADUACIÓN

Previo a la obtención del Título de:



CIB-ESPOL

INGENIERO EN ELECTRICIDAD



CIB-ESPOL

Especialización: POTENCIA

Presentada por:

Nicolás Eduardo Andrade Laborde

Gustavo Enrique Morales Márquez

GUAYAQUIL - ECUADOR


2000

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



ING. CARLOS MONSALVE A.

SUB DECANO DE LA FIEC



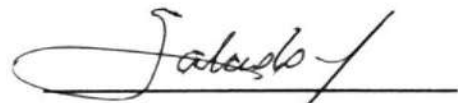
ING. LEO SALOMÓN F.

DIRECTOR DE TESIS



ING. GUSTAVO BERMÚDEZ F.

VOCAL



ING. ADOLFO SALCEDO G.

VOCAL

AGRADECIMIENTO

A todas las personas que de una u otra forma me brindaron su apoyo en la elaboración de esta tesis, a mis padres, al Ing. Ricardo Otero E. por su ayuda desinteresada y a mi tío José Márquez S. por su invaluable ayuda durante la realización de esta tesis y confiar siempre en mí.



Gustavo Morales Márquez

Agradezco a quienes dentro del tiempo de realización de esta tesis, formaron parte de mi esfuerzo y dedicación, al haber estado allí con la ayuda necesaria para lograr el objetivo final en mi carrera y de los cuales tome lo necesario para lograrlo.



TV.NE.CEDE.MALIS

Nicolás Andrade Laborde

DEDICATORIA

A DIOS
A MIS PADRES
A MIS ABUELOS
A MIS TIOS
A MI HERMANO
A TI

Gustavo Morales Márquez

A DIOS
A MIS PADRES
A MIS HERMANOS
A MIS ABUELOS
A TODA MI FAMILIA
A MI TIO JOSE ANDRADE
A MIS AMIGOS
A ELLA



CIB-ESPOL

Nicolás Andrade Laborde



CIB-ESPOL

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la **ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**”

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)

Gustavo Morales Márquez



CIB-ESPOL

Nicolás Andrade Laborde

RESUMEN

El presente trabajo investigativo tiene por objeto el desarrollo de un proyecto encaminado a la reducción de pérdidas no técnicas de energía de una Empresa Eléctrica de Distribución en su área de servicio partiendo de un análisis de alternativas.

La selección de la alternativa más adecuada se la realizó evaluando varios puntos de vista como el físico, el económico y el legal. Las alternativas propuestas como modelos a ser considerados fueron:

- 1.-) Un sistema de medición de la energía en forma centralizada a través de medidores electrónicos individuales colocados en concentradores y comunicados a los clientes por medio de la acometida propia de cada uno y a la Empresa por medio de un concentrador primario capaz de almacenar los consumos de los abonados.
- 2.-) Un sistema de distribución con cable especial antihurto, acometidas antihurto y medición de la energía por medio de contadores electromecánicos colocados en cajas herméticas especiales para su protección y cuidado.

Este trabajo consta de 3 partes plenamente identificables dentro del desarrollo del mismo. La primera parte se refiere a la situación actual de la Empresa con respecto a sus pérdidas de energía y abarca los capítulos 1, 2 y 3. Se explica el objetivo del estudio, las características propias de la Empresa y el diagnóstico de sus pérdidas no técnicas con respecto a los índices permitidos para este tipo de pérdidas de energía.

La segunda parte trata la formulación y evaluación de una alternativa para la reducción de las pérdidas de energía. Se avalúa cada alternativa desde el

punto de vista físico, económico y los beneficios que producirían si fueran implementadas. El capítulo 4 es la columna vertebral del trabajo investigativo y de él depende la selección de la alternativa más idónea a ser implementada. Complementario a este capítulo y para dar un tratamiento especial al desarrollo del proyecto se ha considerado tratar en el capítulo 5 la parte legal del mismo desde el punto de vista eléctrico y de defensa del consumidor. Manejar la parte legal en el ámbito eléctrico es muy importante debido a que, sin la aceptación previa de los organismos de control, será imposible la continuidad del proyecto.

La tercera parte considera la descripción general del proyecto a implementarse. Todas las consideraciones del proyecto, el estudio eléctrico del sistema a implantar y la etapa de construcción del mismo serán detalladas en el capítulo 6. El proyecto a implementar involucra un grupo de actividades que deben ser evaluadas en el tiempo para determinar el periodo de duración del proyecto. El presupuesto, el recurso humano y la programación de la construcción son las partes más importantes de esta tercera parte y son tratadas en el capítulo 7.

Para controlar el avance de obra del proyecto y a la vez para determinar el tiempo que ocupa 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 comienzo y término de obras. En el capítulo 8 se detallan algunos tipos de control durante el proyecto y la fiscalización al mismo.

Este trabajo investigativo busca de manera práctica la elaboración de un proyecto para paliar y eventualmente erradicar un mal en un sector 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 análisis de este tipo, requieren que se hagan con urgencia. Se podrán establecer márgenes de tiempo para afrontar imprevistos durante la obra, los que solucionarán cualquier evento que cause un atraso en la programación de las actividades.



ÍNDICE GENERAL

	Pág.
RESUMEN.....	VI
ÍNDICE GENERAL.....	VIII
ÍNDICE DE TABLAS.....	XI
ÍNDICE DE PLANOS.....	XII
INTRODUCCIÓN.....	1
I. ASPECTOS GENERALES.....	4
1.1. Objetivos	4
1.2. Procedimiento a seguirse.....	5
II. ETAPA CONCEPTUAL.....	8
2.1. Introducción a las Pérdidas de energía eléctrica.....	8
2.1.1. Significado de tener pérdidas eléctricas.....	9
2.1.2. Principales factores para el aumento de pérdidas eléctricas.....	9
2.1.3. Consecuencias de las pérdidas eléctricas.....	10
2.2. Definiciones.....	12
2.2.1. Balance de energía.....	13
2.2.2. Pérdidas energía eléctrica.....	15
2.2.3. Nivel referencial de pérdidas eléctricas.....	25
III. ETAPA DE DIAGNÓSTICO DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA EMPRESA ELÉCTRICA GUAYAS - LOS RÍOS EMELGUR S.A.....	27
3.1. Características generales de la Empresa.....	27
3.1.1. Proyecciones de EMELGUR.....	31
3.2. Revisión de las pérdidas de energía eléctrica de EMELGUR S.A.....	32
3.2.1. Estado actual de las pérdidas en Emelgur S.A.....	34
3.2.2. Programas de control de pérdidas.....	44
IV. ETAPA DE EVALUACIÓN.....	52
4.1. Formulación y evaluación de un proyecto para la reducción de pérdidas no técnicas.....	52
4.1.1. Introducción.....	53
4.1.2. Definición de las necesidades.....	53
4.1.3. Definición del problema.....	55
4.1.4. Búsqueda de la información pertinente.....	56



4.1.5. Generación de alternativas posibles.....	65
4.1.6. Evaluación Física.....	77
4.1.7. Valuación Económica.....	78
4.1.7.1. Escenario Sin el proyecto.....	79
4.1.7.2. Escenario Con el proyecto.....	91
4.1.8. Evaluación Final.....	104
4.1.8.1. Breve Análisis de Sensibilidad del Proyecto.....	105
4.1.8.1. Ventajas y Desventajas de ambas Alternativas.....	106
4.1.9. Selección de la Alternativa.....	111
V. CONSIDERACIONES LEGALES DEL PROYECTO.....	114
5.1. Importancia del Marco Legal de Aplicación.....	114
5.1.1. Reglamentaciones a considerarse.....	115
5.1.1.1. Reglamento de suministros del servicio de electricidad...	118
5.1.1.2. Defensa del consumidor respecto a entidades públicas...	135
5.2. Aplicación del proyecto versus la parte legal del mismo.....	140
5.3. Evaluación final de la legislación del proyecto.....	143
VI. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO A IMPLEMENTARSE.....	147
6.1. Aspectos generales.....	147
6.2. Consideraciones eléctricas.....	148
6.2.1. Descripción del sistema eléctrico de distribución existente.....	148
6.2.2. Especificaciones para la instalación del sistema centralizado en el sector de El Recreo II etapa.....	152
6.2.3. Especificaciones para la readecuación de la red eléctrica de distribución primaria de la Ciudadela El Recreo II Etapa.....	157
6.2.4. Caídas de tensión y Crecimiento de carga en el nuevo sistema.....	160
6.3. Descripción de los equipos del sistema centralizado.....	161
6.4. Etapa de construcción.....	163
6.4.1. Alcance de los trabajos.....	165
6.4.2. Explicación de la etapa de construcción.....	166
6.4.3. Suministro y transporte de materiales.....	168
6.4.4. Planeamiento de la logística.....	169
6.4.5. Tratamiento del alumbrado público.....	170
6.4.6. Evaluación técnica y constructiva de cada sector.....	171
6.4.7. Recurso y costo de implementación del proyecto.....	184
6.4.8. Seguros durante la construcción.....	189
6.5. Etapa de financiamiento.....	192
6.5.1. Aspectos generales de la empresas.....	194
6.5.2. Fuentes de financiamiento.....	197
6.5.3. Financiamiento del proyecto.....	198
6.5.4. Resumen general.....	202
VII. PROGRAMACIÓN DE LA CONSTRUCCIÓN.....	205
7.1. Descripción general de la etapa de construcción.....	205
7.2. Interrupción del servicio eléctrico a los clientes.....	207

7.3. Proceso a seguir en la programación de obras.....	207
7.4. Consideraciones previas a la implementación del sistema.....	209
7.5. Actividades a realizar en la construcción.....	210
7.6. Estimación de tiempos por actividad en cada sector.....	211
7.7. Distribución del sistema de medición centralizada en toda el área a ser implementado.....	214
7.8. Restricciones y criterios de optimización.....	221
7.9. Asignación de recursos a cada etapa.....	222
7.10. Secuencia de tiempos por actividad y por sector.....	228
7.11. Evaluación de resultados finales de acuerdo a diagrama de barras.....	232
VIII. CONTROL Y EVALUACIÓN DEL PROYECTO.....	240
8.1. Control de proyectos.....	240
8.2. Revisión periódica del proyecto durante la construcción.....	241
8.3. Imprevistos durante la construcción.....	243
8.4. Fiscalización final del proyecto.....	244
8.5. Beneficios esperados del proyecto.....	245
CONCLUSIONES.....	247
RECOMENDACIONES.....	253
ANEXOS.....	261
BIBLIOGRAFÍA.....	305



CIB-ESPOL

ÍNDICE DE TABLAS

		Pag.
Tabla I	Clasificación de Abonados de EMLEGUR.....	30
Tabla II	Evolución de Pérdidas de Energía de EMELGUR S.A. Período 1994-1998.....	33
Tabla III	Pérdidas Técnicas de Energía de EMELGUR en 1999.....	35
Tabla IV	Balance Energía EMELGUR en 1999.....	36
Tabla V	Balances y Pérdidas de las Empresas Distribuidoras del País.....	42
Tabla VI	Déficit de Facturación Global para Enero-2000.....	57
Tabla VII	Cuantificación de Pérdidas de Energía por Clase de Infracción.....	88
Tabla VIII	Perjuicio Económico por Pérdidas en la II Etapa de El Recreo.....	90
Tabla IX	Inversión de la Alternativa No. 1: Sistema Centralizado.....	95
Tabla X	Beneficio Anual del Sistema Centralizado de Medición.....	97
Tabla XI	Inversión de la Alternativa No. 2: Sistema Antihurto.....	100
Tabla XII	Parámetros Económicos de las Alternativas en discusión.....	104



CIB-ESPOL

ÍNDICE DE PLANOS

- Plano 1 Red de Alta Tensión Programa Habitacional "El Recreo"
- Plano 2 Plano de Distribución de Concentradores Secundarios. El Recreo 2da Etapa
- Plano 3 Plano de Comunicación de Concentradores. El Recreo 2da Etapa



CIB-ESPOL

INTRODUCCIÓN

En el vasto campo del sector eléctrico, la parte concerniente a la Distribución de la energía eléctrica es un componente esencial, ya que a través de ella se logra la recepción de la energía a los consumidores finales o usuarios.

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, y además, a obtener balances energéticos negativos.

Las estrategias políticas del presente gobierno apuntan a una privatización 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. Esto causa un gran perjuicio al Estado, ya que, aparte de la deuda que mantienen por compra de energía con las Generadoras (antes INECEL), 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 necesita 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.

Finalmente, la presente tesis aborda temas relacionados con la implementación de modernos sistemas de medición y distribución sobre las bases de un análisis costo-beneficio, necesario para la selección de la mejor alternativa de acuerdo a la zona y a la condición social en donde se sitúan los clientes.

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



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.



CIB-ESPOL

CAPÍTULO I

ASPECTOS GENERALES



1.1. OBJETIVOS

El presente trabajo tiene dos objetivos básicos.

El primer objetivo se refiere a la reducción de pérdidas no técnicas en un área urbano-marginal. Por medio del proyecto se tratará de erradicar todas las infracciones que se dan en estos sectores. Conexiones directas sin medidor, conexiones directas por medidor cortado, adulteraciones en el medidor y el desvío de la energía entregada serán algunas de las infracciones que deberán ser eliminadas. Para lograr este objetivo se debe realizar una evaluación al nivel de subestación para determinar el balance energético.

El segundo objetivo tiene que ver con 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 básico que aparte de facturar un 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.

Se busca un sistema que tenga un mecanismo de presión para el cobro de las planillas.

Para lograr este incremento en la facturación y en la recaudación será necesario invertir en un 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, aumentaría el nivel de pérdidas de la Empresa, se incrementaría el déficit por compra de energía, se perdería la comercialización de nuevos clientes y la facturación adicional de clientes que hurtan o roban la energía de alguna otra 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, dividir este documento en tres partes para una mejor presentación.

Primera parte

Esta parte abarca una etapa conceptual muy general y breve sobre la historia de la Empresa Eléctrica que se toma como modelo, que en este caso es EMELGUR. Luego se analiza la situación de la Empresa de una manera muy somera tomando en cuenta valores estadísticos propios de la misma y evaluando tanto parámetros administrativos como operativos de campo.



Ya como parte del trabajo investigativo, se analizan las pérdidas técnicas y no técnicas de los diferentes sistemas y su debida valoración monetaria. Se establece una lista con los diferentes tipos de usuarios existentes dentro de la Empresa de acuerdo a la tarifa vigente.

Otro punto importante consiste en enumerar las distintas causas de pérdidas pecuniarias debido a las infracciones cometidas por los usuarios y debido a las fallas que se dan en la parte comercial, principalmente en la facturación.

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

Segunda parte

La segunda parte del trabajo consta de los capítulos destinados a la evaluación de las alternativas para la reducción de pérdidas en los proyectos eléctricos de distribución incluyendo un enfoque legal.

Es en esta parte donde se escoge el área de estudio, porqué se la selecciona y una descripción de la misma; es decir el lugar donde se va a realizar el proyecto.

La etapa de evaluación es la parte medular de esta tesis ya que, dependiendo de los parámetros de entrada y estimando los costos y beneficios de cada alternativa se tendrá que escoger la opción más ventajosa. Para esto se evaluará cada alternativa desde el punto de vista físico y económico.

Tercera parte

En la última parte del trabajo investigativo se plantea la ejecución del proyecto de la alternativa seleccionada.

Aquí se detalla la planificación e implementación del proyecto. Se procede a evaluar las instalaciones existentes y se planifican todas las actividades que incluirán el desarrollo del proyecto. La evaluación de tiempos para cada actividad y la distribución de la logística son los puntos principales de esta sección.

Finalmente se procede a establecer una programación de todo el proyecto y los respectivos avances de obra. Es decir, se diseña un cronograma de todas las actividades con sus respectivos tiempos.

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



CIE-ESPOL

CAPÍTULO II

ETAPA CONCEPTUAL

2.1. INTRODUCCIÓN A LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

La modernización del sector eléctrico en el país lleva a las Empresas Distribuidoras de energía a buscar un desarrollo integral en todas sus áreas. De este modo podrán cubrir sus déficits 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 magnitud, valor y características 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 de servicio que se presta. Sin embargo, ésta poca inversión es uno de los factores que más ha contribuido al incremento de las pérdidas.

Las pérdidas eléctricas innecesarias significan para la Empresa:

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

2.1.2. Principales Factores para el Aumento de Pérdidas Eléctricas

Entre los principales factores que inciden en el aumento innecesario de las pérdidas eléctricas en una Empresa Eléctrica, se pueden 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 que minimicen lo anterior (las personas al ver que alguien roba energía y la Empresa no hace nada, piensan 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 consumido 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, obligan 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 un delito agravado.

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 la sociedad.

Seguridad.

Para apoderarse de la energía eléctrica, los usuarios agreden las instalaciones eléctricas, lo que conduce a 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 de 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 los 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 las mismas.

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:

ENERGÍA DISPONIBLE

La energía disponible corresponde a la energía comprada y generada menos la energía de autoconsumo.

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.

Energía de 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.

ENERGÍA ENTREGADA

La energía entregada corresponde a la energía facturada más la energía de pérdidas.

Energía Facturada

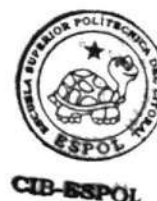
La energía facturada corresponde a la venta de la energía a los abonados y al alumbrado público de la empresa.

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 periodo (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 pérdidas de energía eléctrica nos indica qué cantidad de la energía entregada 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 técnicas 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 (CTs y PTs).

Evitables.

Son las que pueden 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⁽¹⁾

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.

⁽¹⁾ Fuente: Comité Nacional Ecuatoriano de la Comisión de Integración Eléctrica Regional-ECUACIER

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, la más actualizada 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 suministrada y la energía que ha sido facturada a los usuarios, así:

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

Esta metodología tiene asociadas dos fuentes de error:

La diferencia entre la energía suministrada y la energía vendida incluye la energía utilizada por los usuarios pero no pagada 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.



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, kermesses, 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 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 pueden 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 de operación.

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 el porcentaje de pérdidas desglosado por etapa funcional del sistema eléctrico.

NIVEL REFERENCIAL DE PÉRDIDAS ELECTRICAS

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

CAPÍTULO III

ETAPA DE DIAGNOSTICO DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA EMPRESA ELÉCTRICA GUAYAS - LOS RÍOS EMELGUR S.A.

3.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA EMPRESA⁽²⁾

Breve Reseña Histórica

En marzo de 1982, el entonces INECEL (Instituto Ecuatoriano de Electrificación) y las Empresas Eléctricas Milagro, Los Ríos y Santa Elena conformaron la Empresa Eléctrica Regional Guayas – Los Ríos S.A., EMELGUR, e iniciaron la operación de los Sistemas Administrativos en Agosto de ese año. Con la vigencia de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y la desaparición de INECEL, en la actualidad el mayor accionista es el Fondo de solidaridad.

ACCIONISTAS	PARTICIPACIÓN
FONDO DE SOLIDARIDAD	58.37%
CONSEJO PROVINCIAL DEL GUAYAS	35.95%
CONSEJO PROVINCIAL DE LOS RÍOS	4.27%
EMPRESAS ELÉCTRICAS –SANTA ELENA LOS RÍOS Y MILAGRO	0.36%
CONSEJOS PROVINCIALES DE: AZUAY, MANABI Y COTOPAXI	1.05%
TOTAL	100%

⁽²⁾ Fuente: EMELGUR, Dirección de Planificación, Superintendencia de Control y Estadística

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

Para cumplir su misión, EMELGUR compra al Sistema Nacional Interconectado (SNI) a través del Centro de Control de Energía (CENACE) el 99% de la energía y potencia que comercializa cubriendo vastas zonas eminentemente rurales y brindando el servicio a más de 720.000 habitantes agrupados en 786 poblaciones asentadas en cinco provincias del país en una área aproximada de 11.000 Km². El 1% restante de la energía se genera en la isla Puná. Esto se debe a que la interconexión con dicha isla sería muy onerosa.

PROVICNIA	CANTONES
GUAYAS	Guayaquil, Balao, Balzar, Colimes, Daule, Durán, El Empalme, Palestina, Pedro Carbo, Samborondon, Santa Lucía Urbina Jado, Isidro Ayora, Nobol, Lomas de Sargentillo, Petrillo, Puná
LOS RIOS	Quevedo, Mocache, Valencia, Buena Fe, Vinces (5%), Baba (10%), Palenque(5%), Ventanas (5%)
COTOPAXI	La Mana (50%), Pangua (5%)
MANABI	Pichincha
CUENCA	Cuenca (5%), Santa Isabel (10%)

El área total de servicio cubre el 75% de la Provincia de Guayas, 24% de la Provincia de Los Ríos y un 1% de otras.

Estructura Administrativa Comercial

La Empresa, brinda su servicio a través de tres sistemas que son: Daule, Durán y Quevedo, apoyados en su gestión por la Administración central con sede en la ciudad de Guayaquil, en cuyas instalaciones del Campus Peñas de la ESPOL, funcionan la Gerencia General con las áreas administrativas: Comercial, Financiera, de Planificación, Técnica, de Relaciones Industriales e Informática.

Clientes

La Empresa actualmente cuenta aproximadamente con 134.000 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 los bloques de kilovatios-hora de consumo mensual. Esta clasificación refleja implícitamente el nivel socioeconómico de los abonados.

A continuación se presenta la clasificación de los abonados de la Empresa.

TABLA I
CLASIFICACIÓN DE ABONADOS DE EMELGUR

Clase de Servicio	Designación
Sin Demanda	
Residencial R1	R
Residencial Temporal R2	RT
General G1	
Comercial	C
Entidades Oficiales	EO
General G2	
Industrial Artesanal	IA
General G3	
Asistencia Social	AS
Beneficio Público	BP
Con Demanda	
General G4	
Comercial	CD
Entidades Oficiales	EOD
Industriales	IDA
Bombeo Agua	BA
Escenarios Deportivos	EDP
Abonados Especiales	AE
General G5	
Asistencia Social	ASD
Beneficio Público	BPD
Alumbrado Público	APU
Alumbrado Servicio Comunitario	ASC

A continuación se muestra un resumen de distribución de frecuencias para el mes de Octubre de 1999.

Distribución de Frecuencias

Categoría	Número Clientes	Consumo (Kwh)	Demanda (Kw)
Residencial	123.048	13.825.087	
Residencial Temporal	0	0	
Comercial	9.114	2.133.054	
Industrial Artesanal	290	93.883	
Entidades Oficiales	309	188.057	
Asistencia Social	78	23.052	
Beneficio Publico	808	140.125	
Comercial con Demanda	323	2.107.102	10.682
Entid. Ofic. Con Demanda	44	375.377	
Industriales IDA	34	8.411.259	18.520
Industriales IDB	305	2.533.263	19.616
Bombeo de Agua	334	1.929.631	15.297
Alumbrado Publico	30	2.866.829	
Total	134.726	43.939.487	83.044

3.1.1. Proyecciones de Emelgur

Proyección de la Demanda.

En el siguiente cuadro se presenta la proyección de la demanda del sistema eléctrico de Emelgur, considerando 3 escenarios de proyección: medio, optimista y pesimista

Escenario	2000		2005		2010	
	Energía Disponible Mwh	Demanda Máxima Mw	Energía Disponible Mwh	Demanda Máxima Mw	Energía Disponible Mwh	Demanda Máxima Mw
Medio	837.906	142	1.177.099	205	1.779.978	333
Optimista	880.435	150	1.243.152	216	1.885.906	350
Pesimista	745.736	135	1.047.618	184	1.584.181	299

Proyecciones Energéticas

Dentro del siguiente cuadro, se puede observar las proyecciones energéticas de la Empresa para un corto, mediano y largo plazo.

Proyección	Año	Consumo Total (Mwh)	Energía Disponible (Mwh)	Pérdidas de Energía	Factor Carga	Potencia Total (Mw)
Corto Plazo	2000	680.699	837.906	18.76%	67.2%	142
Mediano Plazo	2005	1.045.411	1.177.099	11.19%	65.5%	205
Largo Plazo	2010	1.616.582	1.779.978	9.18%	61.1%	333

Clientes

Para el año 2000, la proyección de clientes será de aproximadamente 147.812 abonados. Dentro de una proyección para después de 10 años, es decir en el 2010, la cantidad esperada de clientes será de aproximadamente 307.013 usuarios. En el cuadro siguiente se muestra la distribución esperada de clientes en porcentaje:

Tipo	2000 %	2010 %
Residencial	91.90	92.9
Comercial	6.59	6.48
Industrial	0.45	0.32
Especial	0.02	0.26
Alumbrado Público	0.02	0.01
Otros	1.02	0.26

3.2. REVISIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE EMELGUR S.A.

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 Emelgur proveniente de sus balances energéticos, sólo para el período 1994-1998, muestra que el porcentaje de pérdidas totales ha alcanzado valores promedios de 19.82%. De estos valores, las pérdidas técnicas resultantes de las mejoras realizadas en el sistema son del orden de 9.41% y las pérdidas



no técnicas (negras) o atribuibles a la Comercialización han llegado a valores también promedios del 10.38%.

En la tabla II se presentan los porcentajes de pérdidas de energía para el periodo de 1994-1998.

TABLA II
EVOLUCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EMELGUR PERÍODO 1994-1998^[2]

	Unidad	1994	1995	1996	1997	1998
ENERGÍA DISPONIBLE	Gwh	434.7	493.8	592.8	685.21	754.8
ENERGÍA FACTURADA	Gwh	342.8	405.3	494.2	547.3	578.8
PÉRDIDAS TOTALES	Gwh	91.85	88.54	98.52	137.93	175.94
	%	21.13	17.93	16.62	20.13	23.31
PÉRDIDAS TÉCNICAS	Gwh	43.47	46.91	55.60	64.27	66.34
	%	10.0	9.50	9.38	9.38	8.79
PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	Gwh	48.38	41.62	42.20	73.38	109.59
	%	11.13	8.43	7.12	10.71	14.52

Se observa que hasta 1996 hubo una disminución de un 4.51% en las pérdidas totales, producto de la reducción en pérdidas técnicas y no técnicas; sin embargo debido a estas últimas, el índice aumentó en un 6.69% para situarse finalmente en un 23.31% para el año 98.

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 un nivel aceptable de pérdidas. Con la finalidad de mostrar el perjuicio económico ocasionado a Emelgur por el exceso de pérdidas, se ha elaborado el siguiente cuadro considerando el precio medio de venta de energía (S/Kwh).

^[2] Fuente: IDEM

COSTO DEL EXCESO DE PÉRDIDAS 1994-1998

AÑO	PÉRDIDAS OBTENIDAS (GWH)	PÉRDIDAS ACEPTABLES (GWH)	EXCESO DE PÉRDIDAS (GWH)	PRECIO VENTA (S./KWH)	COSTO EXCESO (MILLONES S/.)
1994	91.85	47.81	44.04	130	5,725.10
1995	88.54	54.32	34.22	123	4,209.06
1996	98.52	65.21	33.31	125	4,163.75
1997	137.93	75.37	62.56	262	16,390.72
1998	175.94	83.03	92.91	304	28,244.64
TOTAL			267.04		58,733.27

Como puede apreciarse en los resultados, el perjuicio por exceso de pérdidas es muy considerable (58,733.27 millones de sucres) notándose una tendencia general al crecimiento en los últimos años.

3.2.1. Estado Actual de las Pérdidas en EMELGUR S.A.

En primer lugar evaluará el comportamiento de las pérdidas de energía para el año 1999 de una manera técnica y económica, así como también presentar el balance energético de ese año desglosado por etapas. Consecuentemente, comparar el nivel de pérdidas totales de Emelgur 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, objetivo del presente trabajo.

Evaluación Técnica

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

Pérdidas Técnicas

El nivel de pérdidas técnicas se ha mantenido invariable 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 1999 que el nivel de sus pérdidas técnicas estaba alrededor de un 10,61% de la energía disponible. Este valor está desglosado por etapa funcional de su sistema eléctrico en:

TABLA III

PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA DE EMELGUR EN 1999⁽³⁾

ETAPA FUNCIONAL	PERDIDA (%)
Líneas de Sub-Transmisión	3.09
Transformadores (S/E)	0.49
Alimentadores Primarios	1.95
Transformadores de Distribución	1.94
Redes Secundarias	1.34
Acometidas y Medidores	1.04
Alumbrado Publico	0.76
TOTAL	10.61

⁽³⁾ Fuente: "VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCION" Seminario Ecuatoriano de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica

Balance Energético de la Empresa

En la siguiente tabla se presenta el balance de energía de Emelgur para el año 1999, considerando datos entregados de los consumos de energía de los clientes y las pérdidas técnicas de la tabla anterior.

TABLA IV
BALANCE DE ENERGÍA EMELGUR S.A. 1999

ETAPAS	DESCRIPCIÓN	ENERGÍA		
		CONSUMO POR ETAPA		REMANENTE (MWH)
		(%)	(MWH)	
Total Sistema	Compra al CENACE + Gen.Propia - Energía de Autoconsumo	100	741.569,76	741.569,76
SUBTRANS	Pérdidas en Líneas de Subtransmisión	3.09	22.914,51	718.655,25
	Pérdidas en Trafos de Potencia	0.49	3.633,659	715.021,56
	Clientes de Subtransmisión	18.58	137.783,66	577.237,90
	Subtotal Subtransmisión	22.16	164.331,86	577.237,90
DISTRIBUCIÓN	Pérdidas Alimentadores Primarios	1.95	14.460,61	562.777,29
	Clientes en Primarios	9.85	73.044,62	489.732,67
	Subtotal Primario	11.80	87.505,23	489.732,67
	Pérdidas en Trafos Distribución	1.94	14.386,45	475.346,22
	Pérdidas en Redes Secundarias	1.34	9.937,03	465.409,18
	Pérdidas Alumbrado Público	0.76	5.635,93	459.773,25
	Clientes Alumbrado Público	4.61	34.186,37	425.586,89
	Pérdidas Acometidas y Medidores	1.04	7.712,33	417.874,56
	Clientes 120/240 V.	39.72	294.551,51	123.323,05
Subtotal Trafos y Redes Sec.	49.41	366.409,62	123.323,05	
BALANCE DE ENERGÍA	ENERGÍA DISPONIBLE	Mwh	741.569,76	100%
	ENERGÍA FACTURADA	Mwh	539.566,16	72.76%
	PÉRDIDAS DE ENERGÍA	Mwh	202.003,60	27.24%*
	PÉRDIDAS TÉCNICAS	Mwh	78.680,55	10.61%
	PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	Mwh	123.323,05	16.63%

*Considera ECAPAG.

Los valores reales difieren de los oficiales de Emelgur si ECAPAG (Empresa Cantonal de Agua Potable) se excluye del resto de los usuarios. En efecto, como la misma Empresa de acuerdo a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico puede llegar a convertirse en un "gran consumidor", legalmente, la facturación de la misma ya no sería a cargo de Emelgur.

En los resultados del balance energético, la ECAPAG produce un efecto "reductor" de 4 a 6 puntos porcentuales dependiendo del período en que se analicen las cifras.

En el Anexo # 2, se presentan algunos cuadros que muestran la evolución de las pérdidas anuales de energía de Emelgur y sus sistemas. Se observa en dos de ellos el efecto reductor de ECAPAG.

Considerando esto se concluye que el nivel de las pérdidas de energía para Diciembre de 1999 fue de alrededor de un 33,3% (8,8% técnicas y 24,5% no técnicas).

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 administración.

En la tabla IV se observa que las pérdidas no técnicas alcanzan un 16.63% 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:

PARTICIPACIÓN PORCENTUAL DE LAS PÉRDIDAS TOTALES

DESCRIPCION	Mwh	%
Pérdidas en Líneas de Subtransmisión	22.914,51	11,34
Pérdidas en Transformadores de Poder	3.633,69	1,80
PÉRDIDAS EN SUBTRANSMISION	26.548,20	13,14
Pérdidas en Alimentadores Primarios	14.460,61	7,16
Pérdidas en Trafos. Distribución	14.386,45	7,12
Pérdidas en Redes Secundarias	9.937,03	4,92
Pérdidas en Alumbrado Público	5.635,93	2,80
Pérdidas en Acometidas y Medidores	7.712,33	3,82
PÉRDIDAS EN DISTRIBUCION	52.132,37	25,81
PÉRDIDAS TECNICAS	78.680,57	38,95
PÉRDIDAS NO TECNICAS	123.323,05	61,05
PÉRDIDAS DE ENERGÍA TOTALES	202.003,60	100

De la tabla anterior se puede observar que de ambas clases de pérdidas, las de carácter no técnico -61,05%- tienen más peso en la contribución total que las de origen netamente técnico -38,95%-. Esto nos indica el grave déficit energético que existe y que iría en aumento si no se aplican fuertes medidas de control.

Evaluación Económica

La evaluación económica consiste en cuantificar en unidades monetarias los costos que representaron las pérdidas de energía para el año de análisis. Con el propósito de visualizar de manera disgregada dichos valores, se ha creído conveniente mostrar los



costos en cada etapa funcional, desde la Subtransmisión hasta el punto de entrega de energía a los clientes.

El mecanismo utilizado para determinar cuantitativamente el costo que representa evacuar los Mwh desde los puntos de conexión con la empresa Transelectric hasta la comercialización, así como el costo que representan para la Empresa las pérdidas como consecuencia de estos traslados; se lo ha definido sobre la base del cálculo de los valores que le cuesta a la Empresa evacuar etapa por etapa la energía, utilizando los datos que constan en el balance y tomando como inicio el precio referencial y el costo de peaje de transmisión.

PRECIO REFERENCIAL DE GENERACIÓN Y PEAJE DE TRANSMISIÓN AÑO 1999

Componente	Año 1999 (S./Kwh)
Precio Referencial de Generación	447.85
Costo Medio de Transmisión	62.94
Total	510.79

Las expresiones descritas a continuación se las ha planteado de manera general para todas las etapas. Los datos deberán considerarse de acuerdo a la etapa donde se encuentre la energía; con el objeto de ir determinando el costo en cada etapa y acumularlo, en base a lo siguiente:

$$C = GE / EB$$

- C : Costo de traslado de una etapa a otra.
- GE: Gastos de explotación de cada etapa.
- EB: Energía bruta correspondiente a cada etapa.

Así mismo se ha definido el costo de energía, en base a la siguiente expresión:

$$C_p = (C_o + C) \times E$$

- Co: Costo inicial del Kwh en cada etapa.
 C: Costo de traslado de una etapa a otra.
 Cp: Costo de Energía.
 E: Energía Perdida.

Finalmente se determina el costo total de las pérdidas en las tres etapas en conjunto.

$$C_{pt} = C_t + C_d + C_c$$

- Cpt: Costo total de pérdidas.
 Ct: Costo de pérdidas en subtransmisión.
 Cd: Costo de pérdidas en distribución.
 Cc: Costo de pérdidas en comercialización.

COSTOS DE EXPLOTACION⁽²⁾

ETAPA FUNCIONAL	COSTOS*			
	Mano de Obra	Materiales	Varios	Total
Líneas Subtransmisión	5,699	754	2,715	9,167
S/E Subtransmisión	3,799	503	1,810	6,111
Alimentadores Primarios	17,842	2,514	5,727	26,084
Transformadores Distribución	20,073	2,829	6,443	29,344
Redes Secundarias	4,015	566	1,289	5,869
Alumbrado Público	2,676	377	859	3,913
Acometidas Y Medidores	15,067	944	6,780	22,790
TOTAL	49,118.073	8,487	25,623	103,278

*Cifras en millones de sures

COSTO DE LAS PÉRDIDAS AÑO 1999

ETAPA FUNCIONAL	Consumo Clientes	Pérdidas Energía	Energía Remanent e	Costo Acumu.	Costo Energía Consum.	Costo De Pérdidas
	(Mwh)	(Mwh)	(Mwh)	(S/Kwh)	(Millones sucres)	(Millones sucres)
Generación		0.00	741.569,76	510,79	0,00	0,00
Líneas Subtrans.	137.783,66	22.914,51	580.871,59	523,15	2.081,52	11.987,73
Subestaciones		3.633,66	577.273,93	533,67	0,00	1.939,17
Alimentadores Primarios	73.044,62	14.460,61	489.732,70	578,86	42.282,60	8.370,67
Transform. Distribución		14.386,45	475.346,25	638,77	0,00	9.189,63
Redes Secundarias		9.937,03	465.409,22	664,58	0,00	6.603,95
Alumbrado Público	34.186,37	5.635,93	425.586,92	672,98	23.006,74	3.792,87
Acometidas y Medidores	294.551,51	7.712,33	123.323,05	726,53	214.000,51	5.603,24
Pérdidas No Técnicas		123.323,05	0.00	726,53	0,00	89.597,89
TOTALES	539.566,16	202.003,60			311.371,37	137.085,15

El valor total de las pérdidas de energía registrada en sucres para el año 1999 asciende a la suma de 137.085,15 millones de sucres, rubro que representa lo que le cuesta a la EMELGUR tener el 27,24 % con respecto a su energía disponible.

Debido a que las pérdidas de energía en el sistema de distribución (33.560,36 millones de sucres) y las pérdidas no técnicas (89.597,89 millones de sucres) son las más incidentes en el costo de las pérdidas totales, la Empresa está elaborando políticas concretas para combatir de manera directa las causas de estos problemas.

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

Para tener una idea más clara del índice de pérdidas de Emelgur se procedió a comparar este valor con los índices obtenidos en el resto de las empresas distribuidoras del país para el año 1999, se presentan los balances de las 20 Empresas Eléctricas.

TABLA V

BALANCES Y PÉRDIDAS DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DEL PAÍS.⁽⁴⁾

Empresa	Energía Disponible (MWh)	Energía Vendida a Empresas (MWh)	Energía Facturada (MWh)	Pérdidas Energía (MWh)	Pérdidas Energía (%)
AMBATO	265,099.83	14,633.20	211,998.73	38,467.89	14.51%
AZOGUEZ	40,178.66		36,181.53	3,997.13	9.95%
BOLIVAR	43,353.83	1,066.07	31,556.47	10,731.29	24.75%
CENTRO SUR	455,242.51	18,391.40	389,568.17	47,282.95	10.39%
COTOPAXI	164,759.25		141,554.53	23,204.72	14.08%
EL ORO	367,478.09	257.23	283,197.34	84,023.51	22.86%
EMELEC	3,002,341.19		2,285,527.10	716,814.09	23.88%
ESMERALDAS	211,102.69		172,220.51	38,882.19	18.42%
GALAPAGOS	13,459.03		11,885.08	1,573.95	11.69%
EMELGUR S.A.	744,526.39	2,956.63	539,566.16	202,003.60	27.24%
LOS RIOS	198,477.29		147,138.71	51,338.57	25.87%
MANABI	641,069.02		455,779.03	185,289.99	28.90%
MILAGRO	326,985.86	12,786.79	222,855.37	91,343.71	27.94%
NORTE	277,868.96		235,271.39	42,597.57	15.33%
QUITO	2,253,478.61		1,878,707.82	374,770.78	16.63%
RIOBAMBA	166,112.22		144,903.38	21,208.84	12.77%
STA. ELENA	229,557.57	6,143.65	184,441.93	38,971.99	16.98%
STO.DOMINGO	211,204.68		171,207.00	39,997.68	18.94%
SUCUMBIOS	54,100.36		38,900.82	15,199.53	28.10%
SUR	142,557.31		120,207.43	22,349.87	15.68%
TOTAL GENERAL	9,808,953.33	56,234.97	7,702,668.51	2,050,049.86	20.90%

⁽⁴⁾ Fuente: ESTADÍSTICAS DEL SECTOR ELÉCTRICO. CONELEC. <http://www.conelec.com>

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 20.90%, 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 dos (2) Empresas con valores relativamente óptimos de pérdidas de energía; cuatro (4) con valores aceptables; seis (6) con valores excesivos; y, ocho (8) con valores inaceptables, entre las que se encuentra EMELGUR S.A..

El detalle de esta observación se entrega a continuación:

RANGO	EMPRESA ELÉCTRICA
9.95%-11.69%	Azogues, Centro Sur
11.69%-14.51%	Galápagos, Riobamba, Cotopaxi, Ambato
15.33%-18.94%	Norte, Sur, Quito, Sta. Elena, Esmeraldas, Sto. Domingo
22.36%-28.90%	El Oro, EMELEC, Bolívar, Los Ríos, EMELGUR, Milagro, Sucumbíos, Manabí

3.2.2. Programa de Control de Pérdidas

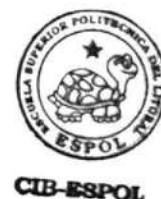
Objetivos

La Empresa elaboró un programa de control de pérdidas para el periodo 1997-2000, en el cual se trazaba como meta a corto plazo, reducir el nivel de pérdidas totales de energía medido a fines del año 1996 (16.62%) al 10.93% para el año 2000.

Una etapa posterior era mantener este nivel y buscar disminuirlos a valores cercanos al 10%, en virtud de que porcentajes inferiores sería muy costoso obtener por la Empresa.

Sin embargo, como se ha visto, los niveles de pérdidas se han incrementado (27.11 % en 1999), especialmente por la contribución de las pérdidas de carácter comercial producidas por el alto índice de robo de energía y fallas en la administración existente. Estos índices sumados a la poca inversión continua en los programas de control han llevado al aumento de situaciones fraudulentas y deterioro de la calidad de servicio.

Uno de los objetivos principales dentro de estos programas es controlar permanentemente a la clientela, lo cual permite lograr recuperaciones energéticas y financieras. Para esto Emelgur ha emprendido una campaña de control de la clientela especial (tarifas con demanda IDA, IDB, CD Y BA), cambiando los medidores electromecánicos de clase de precisión 2% por medidores de estado sólido (electrónicos), de clase precisión 0.2 %; logrando una substancial mejora de la medición y control del consumo, política que continua implementándose con los clientes nuevos y en aquellos que todavía falta realizar el cambio de medición.



En la clientela masiva, los estudios realizados han permitido estimar la existencia de aproximadamente 10.000 usuarios urbanos, rural y urbanos marginales, con consumos de 80, 100 y 150 Kwh/mes residenciales y comerciales que se conectan directamente a la red y que representan un consumo aproximado de 1.000.000 Kwh/mes que no se está facturando.

Las actividades de control que se cumplen, en cada una de las acciones de control de la clientela se resumen en el Anexo # 3.

Los procedimientos o acciones que ejecutan los consumidores para servirse de manera ilegal de la energía eléctrica se lo explica a continuación.

Técnicas de Robo de Energía

Luego de revisar la información pertinente de Emelgur respecto a las irregularidades encontradas dentro de los controles de pérdidas, realizados por personal de la misma, se detalla los casos típicos más comunes encontrados derivados de acciones ilícitas.

Según el tipo de anomalías provocadas, éstas pueden ser:

Anormalidades Permanentes

Son aquellas que por sus características no pueden ser reparadas o enmendadas con el fin de destruir el elemento prueba del ilícito.

Entre ellas pueden citarse:

- ⌚ Se queman las bobinas de corriente por cortocircuitos intencionales o sobrecarga excesiva.
- ⌚ Violación o adulteración de los sellos de seguridad del medidor.

- ⌚ Dígitos marcados con elementos punzantes, para trabar o retardar el funcionamiento del tambor del medidor.
- ⌚ Se abren las tapas para manipular numeradores, retroceder dígitos del medidor o para dañar sus engranajes.

Anormalidades Transitorias.

Son aquellas que pueden ser arregladas o corregidas a fin de eliminar pruebas de adulteración. Entre ellas pueden citarse:

- ⌚ Conexión de las instalaciones a la red directamente, sin ninguna relación contractual por iniciativa propia o por no ser atendido oportunamente.
- ⌚ Cuando el usuario realiza puentes en las borneras de la bobina o desconecta bobinas (aldabas) para disminuir el porcentaje de consumo.
- ⌚ Se hacen puentes internos en las bobinas para disminuir el consumo.
- ⌚ Neutro aislado del medidor y cliente con neutro directo con lo cual se para el funcionamiento del medidor.
- ⌚ Medidor dado vuelta o inclinado a fin de evitar el registro.
- ⌚ Conexión invertida del medidor a fin de desconectar el registro y/o inducirlo.
- ⌚ Disco trabado por acción externa (imán, punzón, etc.).
- ⌚ Conexión directa desde las barras de los paneles.
- ⌚ Caño de bajada con desviación clandestina de la conexión, antes del medidor para evitar registrar el consumo real.

Otras contravenciones que son muy comunes de encontrar son:

- ⌚ Incumplimiento de contrato.

- ⌚ Cuentas en mora, acumulación de pagos de consumos mensuales.
- ⌚ Reventa de energía y cobros excesivos a sus clientes.
- ⌚ Tarifa diferente a la contratada.
- ⌚ Manipulación de redes, construcciones sin aprobación de proyectos eléctricos, etc.

Plan de Reducción de Pérdidas para el Año 2000

En virtud del proceso de transición en que se encuentra inmerso el Sector Eléctrico Ecuatoriano, la empresa elaboró un Plan de Mejoramiento Operacional relativo a la reducción de pérdidas de energía.

El programa de reducción de pérdidas continúa con las políticas establecidas a corto plazo. Dentro de este programa de reducción, se integra a varias áreas de la Empresa, las que estarán encargados de llevar a cabo el control de la ejecución del programa y su respectiva dirección.

Este programa establece etapas de implementación de corto y medianos plazos, determinando prioridades entre las actividades a desarrollarse.

A continuación se explican las principales actividades que se realizarían en el plan de reducción de pérdidas para el año 2000.

1. Revisión de medidores a clientela masiva.

La revisión de medidores a los clientes masivos (tarifa residencial y comercial sin demanda) permite básicamente tener una idea de la cantidad de medidores que se encuentra en buen estado y que

operan o marcan el consumo de energía dentro de parámetros normales de medición cercanos al 100%. La revisión de este tipo de medidores (120 y 240 Voltios) nos da la oportunidad de revisar además el sistema de medición integral, es decir, medidor y acometida, lo cual permite conocer si existen conexiones directas tomadas de ésta última, las cuales no son registradas por el medidor.

Este operativo permite conocer casi con exactitud: el número de usuarios que poseen el medidor cortado y se encuentran directos, los usuarios que se encuentran sin medidor, los medidores que están frenados y no marcan un consumo real, conexiones directas desde las entradas de las bases si el medidor tipo socket o desde la entrada de las borneras si es tipo sobrepuesto. Puentes internos y externos en la bayoneta o terminales del medidor y más difícilmente en la base del medidor. Puentes de potencial desconectado o abierto lo cual permite que el medidor se pare. Neutros manipulados por el usuario de tal forma que el medidor marca cuando ellos lo desean y conexiones en el medidor que permiten utilizar disyuntores que actúen como un Bypass.

Es decir, que dentro de un operativo de revisión de medidores se pueden establecer y conocer muchas anomalías existentes en el dinámico sistema de distribución para los clientes masivos.

2. Comercialización de usuarios directos con y sin medidor.

La comercialización de usuarios que se encuentran conectados a la red secundaria ayudará a disminuir las pérdidas no técnicas en lo concerniente al hurto de energía. Al ingresar al sistema estos usuarios disminuyen las pérdidas en Kwh y se produce un incremento en la recaudación de la empresa con las personas que

antes no pagaban ningún valor por motivo del servicio de la energía. El convenio entre ambas partes dependerá del tipo de usuario y de la zona donde esté ubicado ya que, en algunos casos, no se necesitará el medidor para registrar el consumo sino que se llegará a un consumo convenido entre ambas partes.

3. Revisión de clientes especiales.

La revisión del sistema de medición a clientes especiales es una medida muy necesaria para el control de pérdidas negras ya que, debido al aumento de las tarifas por consumo de energía y por demanda, existen clientes especiales que alteran las conexiones de sus equipos de medición, violan los sellos, cambian los transformadores de corriente y potencial cambiando de esta forma la relación de transformación para obtener el real consumo de energía.

Mayor énfasis se debería dar a usuarios que tienen medición indirecta en baja tensión, los mismos que viven en zonas residenciales y a los cuales el consumo de energía se les vuelve muy alto. Estos clientes manipulan los medidores de energía de tal manera que no marcan el consumo real lo que conlleva a problemas de tipo personal debido a que en la mayoría de los casos los clientes no aceptan las fallas cometidas.

4. Instalación de medidores totalizadores en las subestaciones.

Para poder medir la energía recibida de los generadores y así compararla con la energía entregada a los usuarios, es necesario implementar medidores totalizadores por alimentadoras en las subestaciones de distribución.



5. Mantenimiento de luminarias.

Se debería implementar un laboratorio para el arreglo y mantenimiento de las luminarias que se utilizan para alumbrado público en EMELGUR. No existe tal laboratorio en este momento y con un bajo costo de inversión se podrían lograr óptimos resultados en la reestructuración de un verdadero sistema de iluminación, tratando en lo posible, realizar un estudio del mejor alumbrado público con un costo bajo.

6. Ampliación de sistemas modernos de medición en áreas pilotas.

La ampliación de modernos sistemas de medición con cables antihurtos y medición electrónica es una de las bases para la reducción de pérdidas en sectores donde existe robo de energía de personas que se sirven de la red de distribución. Es importante hacer un estudio previo de factibilidad de la zona y del tipo de usuarios que se beneficiarán con estos proyectos, ya que es necesario saber si estos clientes pagarán la energía consumida o si la zona en estudio irá incrementando su población. Todo proyecto eléctrico a más de su fin social debe justificar en algo su inversión. Estos planes le cuestan a la Empresa y merecen un estudio muy metódico y prolijo previo a su implementación. En los Anexos # 9 y # 10 se detallan las mejoras obtenidas debido a un sistema de medición centralizada instalada de manera piloto en la Ciudadela El Recreo, en 10 manzanas de la V Etapa.

La búsqueda de proyectos combinados es otra salida al problema del mejoramiento del sistema de medición. La utilización de secundarios antihurto y acometidas de las mismas características ayudará a tener un control más eficiente en el sistema de medición

a niveles de conexiones directas desde la red y desde la acometida.

7. Revisión y cambio de medidores obsoletos y descalibrados.

El cambio de medidores por obsolescencia es una medida que debe tomarse debido a que los medidores tienen su periodo de vida útil y luego de algunos años de funcionamiento comienzan a fallar y será necesario un cambio de los mismos. Operativos destinados a cambios de estos medidores deben ser emprendidos para dar de baja estos medidores.

Existen medidores que vienen con daños desde la fábrica o en el transporte de los mismos. Cuando se calibran medidores en el laboratorio, se toma una muestra representativa de los medidores que llegan, luego, si dentro de esa muestra (que en la mayoría de los casos es del 10%) los medidores pasan la prueba, se asume que los demás medidores están en buenas condiciones y así se los manda a instalar. Pero existen medidores que sí presentan fallas en su fabricación y pasan por alto, inclusive, existen medidores que al instalarlos se dañan y no funcionan. Tales medidores deben ser llevados al laboratorio de calibración para su inmediato arreglo, dejar al usuario en conexión directa por 24 horas y luego reinstalar el medidor en buen estado.

En el Anexo # 4 se acotan ciertos puntos orientados a programas de control de pérdidas no técnicas realizados en otras Empresas Eléctricas de Sudamérica que aportarán como sustento en este documento.

CAPÍTULO IV

ETAPA DE EVALUACIÓN

4.1. FORMULACIÓN Y EVALUACIÓN DE UN PROYECTO PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

La formulación y evaluación de un proyecto comprenderá todas las actividades, desde que se concibe la primera idea del proyecto a realizar, hasta que mediante los diferentes estudios y antecedentes se determina la evaluación técnica, económica y financiera que nos permite tomar una decisión final sobre la implementación del proyecto.

De esta manera, todos los estudios realizados aportan la mayoría de los criterios con que es posible contar, en un medio incierto y complejo, con respecto a las diferentes alternativas de inversión y sus rendimientos posibles. Es decir, como producto final de los estudios de evaluación, la empresa se verá enfrentada a decidir cual o cuales proyectos abordar entre aquellos que con la mejor información disponible demuestran ser legal, técnica, económica y financieramente factibles, aun presentando niveles de riesgo diferentes.

4.1.1. Introducción

En todo proyecto es necesario establecer un orden sistemático de los distintos pasos que hay que efectuar. Este orden permite un trabajo más eficiente y a la vez la obtención de resultados que satisfagan las necesidades establecidas dentro de los límites más exigentes.

El orden escogido para la selección de un proyecto de reducción de pérdidas no técnicas seguirá los siguientes pasos:

1. Definición de las necesidades.
2. Definición del problema.
3. Búsqueda de la información.
4. Generación de soluciones posibles.
5. Evaluación física.
6. Valuación económica.

4.1.2. Definición de las Necesidades

La administración del sector eléctrico en general y de las empresas eléctricas en particular, está íntimamente relacionada con el cumplimiento de objetivos y metas: económicas, financieras, administrativas y técnicas, las mismas que se miden a través de índices.

Uno de los índices que permiten evaluar la gestión de una empresa eléctrica es el nivel de pérdidas de energía. De su valor y composición dependerá la necesidad de realizar inversiones para que los sistemas de subtransmisión y distribución operen en condiciones técnicas razonables. Además, el proceso de comercialización ocasiona pérdidas adicionales a las técnicas y debe ser perfeccionado. Por lo tanto, es tiempo de que se

emprenda una decidida campaña para disminuir con el hurto de energía.

La Ley de Régimen del Sector Eléctrico y sus Reglamentos, obligan a la Empresas a redefinir sus políticas de inversión, a establecer políticas orientadas a la reducción de pérdidas de potencia y energía, mejorar la calidad de servicio, convirtiéndolas de esta forma en las prioridades más importantes dentro del nuevo marco legal.

En el capítulo 13 de la Ley de Régimen del sector eléctrico se establecen valores referenciales de generación y costos medios de transmisión, sin embargo, para las empresas eléctricas se establece un valor adicional denominado Valor Agregado de Distribución (VAD). El VAD es un valor que corresponde al costo propio de la actividad de Distribución de una empresa *tipo* con costos normalizados. Para poder calcular este valor se toman en cuenta las siguientes normas: costos asociados al consumidor, pérdidas técnicas de potencia y energía y costos de inversión, operación y mantenimiento asociados a la distribución. Es decir que el VAD es diferente para las empresas porque depende de sus costos operativos más los de las pérdidas técnicas. Inclusive para el año 2002 el CONELEC prevé un 2% de pérdidas no técnicas como nivel máximo. Por este motivo el valor de las tarifas eléctricas es diferente para las empresas eléctricas. El incremento excesivo de las pérdidas no técnicas no está incluido en el VAD y por este motivo algunas empresas tienen pérdidas económicas.

4.1.3. Definición del Problema

Marco general

En EMELGUR la mayoría de sus clientes son del tipo residencial urbanos, rurales, marginales que representan aproximadamente el 95% de los abonados de la Empresa. El sistema secundario es del tipo aéreo desnudo permitiendo éste una 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 adulterado de varias maneras. De tal forma que ambas arbitrariedades crean un déficit energético y financiero a la Empresa.

Marco de estudio

El Plan Habitacional El RECREO "Un Solo Toque" construida por el MIDUVI (Ministerio de Desarrollo Urbano y Vivienda) representó para EMELGUR desde sus primeros asentamientos poblacionales en el gobierno del Arq. Sixto Durán Ballen y posteriormente en el programa habitacional masivo mentalizado por el entonces presidente Ab. Abdalá Bucaram Ortiz, un foco de pérdidas de energía debido a que la infraestructura eléctrica de esta ciudadela fue totalmente concluida y energizada antes de empezar la construcción de las viviendas, motivo por el cual una vez instalados en las casas los adjudicatarios siempre tuvieron la opción más fácil de conectarse de manera directa sin acercarse a la Empresa para solicitar su servicio.

La ciudadela El Recreo consta de 5 etapas plenamente definidas en las afueras del Cantón Durán, en la vía Durán - Yaguachi. Las



CIB-ESPOL

etapas I, II y III son propiamente "El Recreo" mientras que las etapas IV y V son conocidas como "Un Solo Toque".

De manera general, la ciudadela consta de aproximadamente 300 manzanas las mismas que suman 12.000 villas agrupando cerca de 50.000 habitantes. Los solares son de 72 m² (6 m de frente x 12m de largo).

Las etapas IV y V fueron las últimas en construirse por lo que las villas de estas etapas no estaban completamente terminadas conllevando de esta forma al problema de las invasiones. Este es el motivo por lo cual el robo de energía es más grande en esta zona.

En el Anexo # 5 se muestra la ciudadela "El Recreo" con todas sus etapas.

4.1.4. Búsqueda de la Información Pertinente

Determinación del déficit energético del sector

A fin de mostrar el déficit en la facturación dentro de esta ciudadela se consideró obtener el balance energético de la S/E El Recreo para el mes de Enero del año 2000, la misma que cubre la demanda de esta zona.

Se procedió a obtener la medición de la energía de salida en la S/E y también el consumo facturado de las rutas externas a la ciudadela El Recreo, llamándolas así debido a que de la misma subestación se atiende además de la ciudadela El Recreo algunos clientes especiales de consumo industrial (rutas #0120 y #0150) y

otras de carácter residencial (rutas # 0145, # 0138, # 0141, # 0185).

Adicionalmente se consiguió la información de los consumos facturados de todas las rutas de la ciudadela El Recreo para así obtener la diferencia entre la energía medida y la energía facturada en esta subestación.

TABLA VI

DÉFICIT DE FACTURACIÓN GLOBAL PARA ENERO-2000

DESGLOSE		Energía (KWH)	Numero Abonados
Medidor S/E Recreo		4.142.540	8.384
Facturación Rutas Externas	#120	829.768	31
	#138	24.477	155
	#141	24.485	232
	#145	232.555	980
	#150	178.803	29
	#185	68.717	321
Facturación Cdl. El Recreo		640.041	6.636
DEFICIT FACTURACION GLOBAL		2.143.694	

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, estimaremos que del global de pérdidas, un 5.5% es debido a pérdidas técnicas y un 94,5% a causas no técnicas.

Pérdidas Totales	Pérdidas Técnicas	Pérdidas No Técnicas
(Kwh/mes)	(Kwh/mes)	(Kwh/mes)
2.143.694	227.840	1.915.854

Se asume este valor de 5.5% debido a que la demanda suministrada es concentrada y sirve a clientes residenciales y urbano-marginales, de tal forma que las alimentadoras no son extensas y no hay distribución a clientes rurales o que estén muy distanciados uno de otro. Por tal motivo las pérdidas técnicas no se las asume más altas.

Las pérdidas en la facturación global provienen de la contribución de la totalidad de consumidores cubiertos en las rutas de lectura. Por tal razón el total de pérdidas no debe ser recargado totalmente a la ciudadela El Recreo, ya que dentro de las rutas industriales y residenciales 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, se presenta el grado de contribución del total de pérdidas no técnicas producidas dentro del área de estudio.

DESCOMPOSICIÓN PORCENTUAL DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

Desglose	Contribución
Déficit por las Rutas externas	17%
Déficit por la Cdla. El Recreo	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 como el de los habitantes del Recreo.

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

**PÉRDIDAS DE ENERGÍA DE LA CIUDADELA EL RECREO
ENERO-2000**

Localización Pérdidas	Pérdidas No Técnicas (Kwh/mes)
Nivel S/E El Recreo	1.915.854
Rutas (#120-138-141-145-150-185)*	325.649
Ciudadela El Recreo	1.590.205

*Estimadas

Localización del área de estudio

Una vez situados dentro de la ciudadela de El Recreo nuestro objetivo era determinar dentro de las etapas que la conforman, cual de éstas era la de mayor índice en pérdidas de energía eléctrica.

Debido a que las conexiones directas sin medidor son el problema más agobiante del sector, se creyó conveniente, una vez obtenido el nivel pérdidas no técnicas de la ciudadela, repartirlo entre las etapas de acuerdo porcentaje de conexiones directas de cada una de ellas con respecto al total.

Para lograr esto, el valor obtenido en el cuadro anterior de pérdidas no técnicas de la Ciudadela El Recreo se tendrá que multiplicarlo por un factor que indique sólo el déficit por conexiones directas, que para este caso es un 40%.

Perd. No Técnicas RECREO	1.590.205 Kwh/mes
<i>Perd. Por Conexiones Directas (40%)</i>	636.082 Kwh/mes

CANTIDAD DE DIRECTOS EN LAS ETAPAS DE LA CDLA.EL RECREO

Etapas	Rutas	Facturado (Kwh/mes)	Abonados Cant.	Numero Viviendas	Viviendas Habitadas	Numero Directos	% Directos
1	195-196-197-300-301-302-303	138.082	1.601	2.351	2.116	515	24,33
2	198-199	129.263	1.258	2.217	2.106	848	40,27
3	194-304	131.834	1.270	2.054	1.849	579	31,30
4	205-206305-306-307	102.229	1.030	2.444	2.200	1.170	53,17
5	190-191-192-193-309	138.633	1.477	3.040	2.736	1.259	46,02
TOTALES		640.041	6.636	12.106	11.006	4.370	39,70

DESGLOSE DE PÉRDIDAS SOBRE LA BASE DE COMPOSICIÓN PORCENTUAL DE DIRECTOS

ETAPA	% Directos	Comp. Porcentual %	Déficit Global Desglosado por Etapa (Kwh/mes)
1	24.33	11.78	75,455
2	40.27	19.41	124,328
3	31.30	13.24	84,806
4	53.17	26.76	171,407
5	46.02	28.81	184,538
Total	39.70	100	640,536

Se puede observar que dentro de la ciudadela, las etapas IV y V presentan las mayores pérdidas. Sin embargo, dentro de estas etapas existen invasiones de tierras y lotes no legalizados que han fomentado el hurto de energía. Debido a este inconveniente es que un proyecto de reducción de pérdidas no se podría implementar en estas 2 etapas.

La // etapa es la que se escogió para la implementación de un proyecto para la reducción de pérdidas no técnicas.

Además de lo encontrado se contó con una información entregada por Emelgur respecto a una revisión de medidores a clientela masiva realizada en El Recreo a mediados del año 1999.

La revisión comprendía aproximadamente unos 4500 medidores de la ciudadela en cuestión y permitía, entre otras cosas, revisar el sistema de medición integral, es decir, medidor y acometida; además de conocer el número de usuarios directos a la red.

El operativo realizado arrojó los siguientes resultados:

Descripción de Infracción	Numero de Infracciones por Etapa		
	I	II	III
Conexión Directa	182	756	766
Conexiones Directas con medidor	108	139	28
Adulteraciones al Medidor	117	110	47
Otras Infracciones	16	18	9
Total	423	1023	850

La tabla antes expuesta muestra sólo el total de infracciones por cada etapa. En la segunda etapa se realizaron 1634 inspecciones y como se puede ver se notificaron a 1023 infractores, de los cuales 756 eran por conexiones directas sin medidor. Es decir, que el 74% de las notificaciones entregadas a las personas se debían a esta infracción crónica. Siendo un poco más exigente, si se suma el total de infracciones se puede afirmar que coincidentemente el 74.2% de estas 3 etapas está conectada directamente a la red secundaria. Sería muy difícil para nosotros investigar la cantidad de personas que habían sido clientes de la Empresa o en su defecto que siempre hayan estado hurtando la energía.

Estado actual del área de estudio

Para constatar la veracidad de la información entregada por EMELGUR, se realizó un censo sólo de conexiones directas en el sector señalado, a fin de actualizar los resultados concernientes a este tipo de infracción.

El obtener mediante un muestreo el porcentaje de conexiones directas del sector a la red permitía:

- 1.- Comparar los resultados obtenidos en la tabla de descomposición porcentual de directos.
2. - Medir el error incurrido por las estimaciones en este tipo de infracción.
3. - Estimar la totalidad de energía no facturada a estos usuarios infractores.
4. - Determinar el perjuicio económico que sufre la Empresa, lo que justificará la realización del proyecto, motivo de este estudio.

La II Etapa de El Recreo está constituida de 57 Manzanas (201-257) las cuales reúnen aproximadamente 2.280 viviendas urbano-marginales llegando a un promedio de 40 villas/mz. De estas 57 manzanas se tomaron 11 manzanas de muestra, escogidas aleatoriamente, abarcando distintos sectores del área nombrada que nos servirían para expolar con un mínimo error, al sistema total, el número de infracciones por conexiones directas.



Tomando en cuenta que las manzanas fueron escogidas aleatoriamente y que los habitantes del sector tienen características similares se extrapoló el resultado a todo el sistema. Se concluyó que un 45% de las viviendas de esta etapa estaban conectadas directamente a la red secundaria existente.

Esto trae un perjuicio para la Empresa ya que sin cobrar esta energía consumida, sí tiene que pagar al proveedor su costo por disponer de ella. Esto crea un déficit financiero debido a la ausencia de recuperación del gasto realizado.

A continuación se presenta el cuadro de la muestra tomada del sector

MUESTRA DE CONEXIONES DIRECTAS

Numero Mz.: 11
Viviendas: 460

Mz. Número	Viviendas por Mz.	Conexiones Directas	Porcentaje %
205	30	19	63.3
206	30	9	30.0
207	32	8	25.0
209	32	9	28.1
224	48	24	50.0
230	48	16	33.3
235	48	33	68.8
240	48	21	43.8
247	48	30	62.5
249	48	19	39.6
255	48	19	39.6
Total	460	207	45.0

EXPOLACION AL SISTEMA TOTAL

Numero Total Mz.	Viviendas	% Conexiones Directas	Viviendas con Conex. Directas
57	2,217	45.0	998

Además de la sustracción total de la energía por parte del 45% de los moradores de esta etapa existe un alto porcentaje de abonados que comete fraude en la medición. Esto produce pérdidas comerciales inaceptables en el área analizada

Demanda de energía per capita

A la par del muestreo realizado 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

Descripción Equipos	Cantidad	Demanda (Kw)	Horas/Mes	Energía (Kwh/mes)
Refrigeradora pequeña	1	0,25	360	90
Televisor pequeño	1	0,08	150	12
Ventilador de mesa	1	0,06	20	1,2
Plancha	1	1,00	10	10
Foco de 60 W	3	0,06	150	27
Radio	1	0,01	10	0,1
Total				140

El consumo promedio se fijó en 140 Kwh mensuales por abonado. 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 180 Kwh/mes.

4.1.5. Generación de Alternativas Posibles.

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 arboles; 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 han tomado en consideración dos alternativas de carácter técnico que controlen las infracciones y permitan una facturación eficiente. En primer lugar se evaluará técnicamente su viabilidad considerando las ventajas y desventajas propias de cada una para posteriormente evaluarlas desde el punto de vista económico obteniendo parámetros que nos permitan definir la mejor alternativa.

Alternativas para la reducción de pérdidas no técnicas

Se plantean a continuación las siguientes alternativas.

1. La aplicación de un **SISTEMA DE MEDICIÓN ELECTRÓNICA**
2. Una nueva **RED SECUNDARIA Y ACOMETIDAS CON CABLE ANTIHURTO**

A continuación se expondrá brevemente las características de funcionamiento de cada programa.

Descripción y valorización de alternativas

ALTERNATIVA NO. 1: 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 módulo 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.

Descripción	Costo / Cliente
Equipo conformado por: Concentrador Primario Concentrador Secundario Medidores Electrónicos Cable de Comunicación	\$ 100

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 Landis & Gyr.
- Adecuación de la red de distribución de ser necesaria y respectivos materiales.
- Materiales correspondiente a las acometidas.
- Instalación del sistema (Mano de obra y Dirección Técnica).
- Repuestos, etc.

ALTERNATIVA NO. 2: Red Secundaria y Acometida Antihurto

Aspectos Generales.

Esta alternativa se basa principalmente en cambiar la red secundaria existente (aérea de aluminio desnudo) por una red secundaria antihurto. Esta nueva red impedirá la conexión directa a la misma de los usuarios conllevando a la disminución de pérdidas de energía.

Este sistema está conformado por una caja hermética de distribución para derivar desde la red secundaria, la acometida con cable concéntrico y una caja hermética para alojar el medidor.

Descripción de los Equipos.

El sistema de baja tensión para el servicio de los usuarios de la zona se compondrá de los siguientes equipos:

- ⌚ Caja de distribución (principal y secundaria).
- ⌚ Conductores para la red secundaria y acometidas.
- ⌚ Caja hermética para proteger el medidor.

Caja de Distribución

Es una caja metálica construida en plancha galvanizada para intemperie. En ella se alojarán un juego de 3 barras (2 para las fases y 1 para el neutro) las cuales serán energizadas desde los terminales de baja tensión del transformador (cajas principales) o través de un conductor secundario concéntrico (caja secundaria) y desde donde se derivan las acometidas a los usuarios.

La caja estará diseñada según las necesidades de servicio de usuarios y tendrá una protección tipo Multilock como seguro, para evitar que alguna persona ajena a la empresa tenga acceso y se conecte directamente.

Conductor para Red Secundaria

La red secundaria será la que se utilice para energizar las barras en las cajas de distribución. Para las bajantes de los bornes de baja tensión de los transformadores a la caja principal se utilizará también un conductor antifraude.

Los conductores antifraudes están conformados por dos conductores de aluminio, cada uno de ellos aislados

individualmente con material termoplástico (PVC de 75 °C, PE o XLPE) para 600 voltios, dispuestos en paralelo, sobre los cuales se coloca una capa de material termoplástica (normalmente PVC).

Posteriormente sobre este conjunto se aplica un conductor desnudo adicional tipo multi-hilo de cobre y de un calibre inferior, trenzado helicoidalmente sobre él y que hace las veces de neutro colocándose al final la chaqueta externa que será de PVC o PE CARBON BLACK especial para ser usado a la intemperie contra los efectos de los rayos ultravioletas que puedan resquebrajar el aislamiento.

Bajo este concepto de construcción de red secundaria, disminuiría considerablemente la probabilidad de hurto de energía por los usuarios como ocurre con la red convencional usada.

Conductor para Acometida Eléctrica.

La acometida eléctrica está formada por conductores concéntricos de aluminio antifraude tipo *SE estilo U*, formados por uno o dos conductores aislados individualmente con material termoplástico (PVC) para 600 voltios y sobre estos un conductor desnudo tipo multihilo trenzados helicoidalmente como neutro.

Luego sobre el conductor neutro se coloca una cinta de material no higroscópico, para finalmente como aislante una capa termoplástica (PVC); esta acometida partirá desde la caja de distribución del circuito hasta el medidor de cada usuario.

Caja hermética para el medidor.

Esta caja sirve para proteger el medidor de posibles adulteraciones y así evitar el normal funcionamiento del mismo.



Evita la violación de sellos de bornera o de calibración en caso de conexiones directas desde los terminales de entrada del medidor.

Costos de Equipos.

Los costos para la implementación del sistema de red secundaria con conductor concéntrico antihurto y caja hermética se tienen basándose en la información recogida de la experiencia de las áreas de construcción y dirección técnica de la Empresa, así como también de precios referenciales en el mercado. El costo de instalación por usuario sería el siguiente:

Descripción	Costo/Cliente
Equipo conformado por: Cajas de distribución Conductores concéntricos Antihurto Materiales sujeción	\$ 60

Este costo no incluye el valor del medidor electromecánico para la comercialización definitiva de los usuarios, la caja hermética donde iría el medidor ni los rubros de mano de obra por la instalación del sistema.

Otras alternativas complementarias

Existen alternativas adicionales que se podrían manejar dentro de lo que es reducción de pérdidas negras de energía, no obstante, no se considerarían como proyectos propiamente dichos; más bien, serían medidas “parches” que tratarían de paliar en algo el constante robo de energía.

No se las considera como proyectos debido a que su funcionamiento no cumple con las disposiciones legales que se necesitan para seguir adelante y además no son manejables desde el punto de vista económico. No permiten obtener una valoración real de los equipos y de los costos por mano de obra utilizable. Desde el punto de vista comercial no se obtiene una medición correcta y precisa a través de sus componentes. Por otro lado no se puede establecer los parámetros para determinar el costo-beneficio del proyecto y el periodo de recuperación de capital.

Entre las medidas alternativas de corta duración podría citarse:

- ⌚ Secundario convencional con fusibles limitadores de corriente.
- ⌚ Secundario convencional con acometidas antihurto y disyuntores.
- ⌚ Revisión de medidores periódicas y captación usuarios directos.

Secundario convencional con fusibles limitadores de corriente

Este sistema permite básicamente la captación de personas que se encuentran directos, es decir, tomados de la red de baja tensión. Se tendría que realizar un censo de carga de los usuarios y determinar la capacidad del fusible para así establecer el consumo estimado que se tendrá que cobrar al usuario. Si el usuario se sobrepasa en el consumo el fusible se quema y se interrumpiría el servicio.

Por otra parte no se obtiene una medición real de los nuevos clientes y no se podrá comparar con lo que se mide en la subestación. No limita las conexiones directas porque si se quema el fusible se vuelven a enganchar en forma directa o en su defecto si compran algún artefacto nuevo pueden maniobrar la acometida y colocarlo directo. Se deberían realizar censos de carga cada seis meses por lo menos, sin embargo el sistema podría ser aplicable en zonas rurales para poder retirar los medidores que tienen estos clientes y colocarlos en lugares donde verdaderamente se necesiten.

Secundario convencional con acometidas antihurto y disyuntores

Esta alternativa es similar a la anterior sin embargo el disyuntor se lo coloca dentro de una caja y la acometida es más difícil de violar. El disyuntor accionará su contacto y se abrirá en el momento en que la corriente que pase por la acometida sea mayor a la colocada en la placa del accesorio. El usuario para volver a tener energía tendrá que romper el sello que tiene la caja de tal forma que los señores que entregan las planillas se darán cuenta de lo ocurrido y lo informarán en sus reportes. Con respecto a la acometida, al ser antihurto es más complicada de perforar y puede que al tratar de hacerlo el usuario provoque algún cortocircuito. Sin embargo, el usuario puede tener una carga adicional y tomarla directamente de la red de la calle o romper los sellos y hacer un puente en el breaker o disyuntor. Este sistema es aplicado actualmente en la ciudadela El Recreo ante la escasez de medidores. Sin embargo, existen clientes a los que no se les debe dar servicio de esta forma porque sus consumos deben ser registrados por un medidor para evitar la evasión del pago parcial o total del consumo.

Incorporación de nuevos servicios y revisiones periódicas de medidores a clientela masiva

La incorporación de nuevos servicios se logra a través de operativos improvisados en los que se detecte a las personas hurtando energía para así obligarlos a que adquieran el servicio de manera legal. Para esto, previamente, la Empresa deberá tener un stock completo de medidores de diferentes clases y tipos para satisfacer la demanda requerida. No se puede presionar a los usuarios y luego no tener con qué responder.

Por otra parte la revisión de medidores a clientela masiva –cuando es realizada con responsabilidad- permite detectar nuevos infractores por conexiones directas sin medidor y a la vez analizar en detalle el sistema de medición, tanto medidor como acometida, para establecer los tipos de infracción que se están cometiendo, sancionar, cobrar consumos no facturados y detectar los clientes que están hurtando energía a través del sistema de medición.

Si no es llevada de una manera correcta y responsable tiende a perderse en una maraña de actos censurables como son: la coima y los compromisos de una parte y otra. Es decir, se degenera el operativo y la misión para el que fue planteado se pierde además del gasto causado.

Las tres alternativas que se nombraron sirven para corregir ciertos problemas de robo de energía en ciertas zonas, de manera aislada. No permiten estructurar un plan piloto. Todas presentan vacíos en la concepción de lo que es un proyecto de reducción de pérdidas. Además, no se los puede evaluar económicamente debido a que algunas variables son difíciles de cuantificar. Por este motivo no se han analizado en detalle ni tampoco

determinado sus costos. Sin embargo, para ciertas zonas rurales vale la aplicación de alguna de ellas.

4.1.6. Evaluación Física

La primera valuación que debe hacerse dentro del desarrollo del proyecto es la evaluación física. Consiste en examinar las posibilidades de que cada una de las soluciones posibles pueda realizarse físicamente.

Como términos de evaluación se ha considerado lo siguiente:

- Posibilidad de realización desde el punto de vista estructural.
- Disposición de materiales necesarios para implementar la solución.
- Dimensión del proyecto esté dentro de los límites deseables.
- Alguna limitación de carácter físico que impida la realización.

Proyecto medición centralizada.

Para el proyecto de la medición centralizada se utilizaría la misma postera que existe actualmente, la cual, debido al diseño del sistema, tendría que ser reubicada en algunos de sus sectores. Los cambios a realizarse no alterarían la programación del proyecto ni la supervisión del mismo. Respecto a los transformadores, algunos tendrían que ser reubicados y otros cambiados de capacidad pero no revistirían mayor dificultad.

Proyecto red antihurto.

La distribución de la infraestructura existente es adecuada para el desarrollo de la obra, considerando que la Empresa ya tiene

experiencia en este sentido y conoce de distribuidores en la materia de conductores y cajas metálicas de distribución. La parte física con relación al terreno presta las facilidades del caso debido a que este sistema se adapta al diseño inicial tanto de alimentadores primarios y circuitos secundarios de distribución.

4.1.7. Valuación 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 se ponga en marcha el proyecto.

4.7.1.1. 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 cada alternativa planteada.

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 II etapa de El Recreo (Durán)

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.

Cuando se comenzaron a poblar las primeras etapas de la Ciudadela "EL RECREO" la Empresa realizó una agresiva comercialización y se comenzaron a instalar medidores por el año 1994.

La Empresa montó un operativo de instalación de medidores a los usuarios del tipo residencial y a los comerciales sin demanda. La instalación de servicios monofásicos de 2 y 3 hilos fue con medidores de 120 y 240 voltios. Los medidores que se instalaron fueron del tipo sobrepuesto.

Fue un operativo bien realizado, la mayoría de los trabajadores del área técnica y de apoyo (corte, líneas, pérdidas e instalaciones) prestaron su ayuda logística para poder brindar un buen servicio a los nuevos usuarios de la Empresa. Lamentablemente, la ciudadela comenzó a incrementar su población y la Empresa comenzó a quedarse sin medidores.

El inconveniente radicaba en que para la Empresa el costo de comprar e instalar un medidor en esta zona no justificaba su inversión ya que los consumos eran sumamente bajos y con las tarifas de esa época el medidor no llegaba a pagarse.

Luego sobrevino un incumplimiento por parte de los usuarios debido a que la Empresa permitió acumular los pagos de algunas planillas, 3 a 4 meses, con el pretexto de que los medidores marcaban un consumo excesivo y estaban dañados. Con la acumulación de planillas vino el corte de energía y posteriormente el retiro del medidor. Todo esto sin contar que muchos de los propietarios de estas villas dejaron 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 ciudadela, al ver la situación de sus vecinos, prefirieron conectarse directamente a la red de baja tensión y nunca contrataron el servicio con EMELGUR. 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.

El problema comenzó con la falta de seguimiento desde un principio. Los departamentos encargados de llevar el control por parte de la Empresa hacia los usuarios de esta zona tuvieron una actitud pasiva. También se suma a esto que en la Empresa no existen cuadrillas exclusivas de corte que realicen operativos conjuntos para eliminar este tipo de infracción.

Usuarios Directos por medidor cortado.

Este tipo de infracción es la segunda dentro de las encontradas en esta ciudadela y particularmente en la etapa II. Según el Reglamento interno de la Empresa con 2 meses de deuda 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 EMELGUR 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 entre 5 y 6 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.

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 calibración 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 ciudadela 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.
- ⌚ 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 (120 voltios) 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.

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 en la ciudadela 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 en la II etapa de El Recreo. Los valores y porcentajes presentados en la siguiente tabla son estimados sobre la base de datos obtenidos del Departamento de Facturación del Sistema Durán y permiten apreciar que no toda la energía consumida pasa por el medidor. Es decir, cierta cantidad se desvía o deja de ser registrada.

TABLA VII

CUANTIFICACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA POR 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	45,0	998	180	0	180	2.155.680	0	2.155.680
Conexiones Directas por Medidor cortado	20,8	463	140	70	70	777.840	388.920	388.920
Adulteración del Medidor	8,9	195	140	50	90	327.600	117.000	210.600
Otras Infracciones	5,0	110	160	90	50	211.200	118.800	92.400
Sin Infracciones	20,3	451	140	140	0	757.680	757.680	0
Total	100	2217c	159	52	78	4.230.000	1.382.400	2.847.600

DESCRIPCION	%	CANT.	ENERGÍA (Kwh/año)		
			Consumida	Facturada	Déficit
Conexiones Directas	45,0	998	2.155.680	0	2.155.680
Cientes con Infracciones	34,7	768	1.316.640	624.720	691.920
Cientes sin Infracciones	20,3	451	757.680	757.680	0
TOTAL	100	2217co	4.230.000	1.382.400	2.847.600



La tabla anterior presenta el desglose de la totalidad de usuarios en la segunda etapa del Recreo 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 8.4 centavos por kilowatio-hora consumido (0.084 Usd/Kwh). Esta tarifa es a la que el CONELEC aspira a aplicar en menos de 2 años tomando en cuenta que las tarifas comenzaron a incrementarse desde Junio del año 2000. Se considera este tiempo como válido para la implementación del proyecto a realizarse.

A continuación se muestra el respectivo perjuicio económico:

TABLA VIII

PERJUICIO ECONÓMICO POR PÉRDIDAS EN LA II ETAPA RECREO

Infracción	Déficit Energía (Kwh/año)	Perdida de Ingresos (Usd/año)
Conexiones Directas	2.155.680	181.077
Conex. Directa con medidor	388.920	32.669
Adulteración del medidor	210.600	16.848
Otras Infracciones	92.400	7.761
Total	2.847.600	238.355

Podemos observar en la tabla VIII que la pérdida de ingreso anual estimado asciende a \$238.355, de los cuales el mayor importe a ella corresponde a las conexiones directas con \$181.077 (76%).

Solamente se tiene como único beneficio económico, el producido por la facturación de los consumos en los usuarios sin infracción -757.680 Kwh - y con la tarifa de venta, el monto asciende aproximadamente a \$63.645 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.

En el proceso se toma en consideración los desembolsos anuales por lectura, procesamiento de la lectura, los costos de emisión, entrega y cobro de las facturas.

Los costos del proceso de facturación se han obtenido tomando en cuenta la terciarización de este servicio por la Empresa. Estos costos se los presenta en el siguiente cuadro:

DESGLOSE DE COSTOS DEL PROCESO DE COMERCIALIZACION

Descripción	COSTOS/ABONADO (Usd)	
	Mensual	Anual
Costo de Facturación		
Lectura	0,08	0,96
Procesamiento Lectura	0,08	0,96
Emisión Factura	0,12	1,44
Costo de Recaudación		
Entrega Factura	0,06	0,72
Cobro Factura	0,08	0,96
Total	0,42	5,04

Para la cantidad de usuarios dentro del área de estudio el costo de operación es el siguiente:

Descripción	Clientes	Costo
	Cant.	(Usd/año)
Costo de Operación	1.219	6.143

4.1.7.2. Escenario *Con* el Proyecto

Dentro del desarrollo de este trabajo se plantearon dos alternativas para reducir las pérdidas actuales. En esta parte se detallarán los costos de las alternativas, los beneficios y ahorros de las mismas al aplicarlas a la situación actual.

Finalidad de esta parte es definir la alternativa que presente las mejores condiciones económicas a largo plazo y sea una medida efectiva para la normalización total de las situaciones irregulares.

El análisis se lo hará sobre la base de las variables más significativas para ambas alternativas. Esto servirá para tener los suficientes elementos de juicio ya que, sobre la base de la cuantificación monetaria de los beneficios y de las ventajas no cuantificables de ambos sistemas, se tomará la decisión de cual alternativa deberá implementarse en el sector.

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

- ⌚ Tasa Interna de Retorno (TIR) del proyecto.
- ⌚ Valor Actual Neto (VAN) del proyecto a una tasa de descuento del 12 %
- ⌚ 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

Beneficios en los proyectos de reducción de pérdidas no técnicas

En general los proyectos de reducción de pérdidas no técnicas tienen por objeto, valga la redundancia, reducir el fraude y/o hurto de energía en el consumidor no registrado mediante implementación de nuevos sistemas de lectura, facturación, cobranzas y control.

Como se ha indicado en los capítulos anteriores, los principales beneficios de estos proyectos corresponden 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:

$$\text{Beneficio Neto} = \text{Ahorros de recursos} - \text{Costos del proyecto}$$

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.

A continuación se presentara el desarrollo de costos, beneficios y ahorros de la implementación de las alternativas en el sector de estudio.

Alternativa No. 1: Sistema De Medición Centralizada

Objetivos.

Concretar en corto plazo la normalización de la totalidad de los usuarios clandestinos 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) 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. Por ser este un estudio preliminar se consideran los valores por concepto de misceláneos e imprevistos incluidos dentro de la estimación.

TABLA IX

INVERSIÓN DE LA ALTERNATIVA No 1: SISTEMA CENTRALIZADO

Descripción	Costo/Ciente	Cientes	Total
Equipos del SMC	\$100	2.217	\$221.700
Compra de Material y Equipo Adic.			\$50.000
Mano de Obra			\$10.000
	Total Directos		\$281.700
		Indirectos	\$11.268
		SUB-TOTAL	\$292.968
Adicional año cero			
En Recup. Medidores	\$16	1.219	\$19.510
		TOTAL	\$312.478

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 únicamente el costo de la toma de lectura 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.
- 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 Comercialización del Sistema Centralizado

Usd/Abon. Mensual	Usd/Abon. Anual	Numero Abonados	Total Usd
0,34	4,08	2.217	9.045

Variacion estado actual	
(Usd/año)	%
2.900	47,2%

El resultado del cuadro anterior nos indica que el sistema centralizado trae un incremento de \$2.900 anuales que significa un 47,2% de los costos devengados dentro del 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 a los usuarios con conexión directa, pero a una tarifa vigente de acuerdo a la época.
- Reducción del valor que se paga al proveedor por concepto de la energía consumida por los usuarios directos que al normalizar su situación bajarán los consumos. La reducción se estimó en 30 kwh/mes a una tarifa de compra de 5,5 centavos de dólar, valor que se paga al proveedor.

Un resumen de los beneficios del sistema es el siguiente:

TABLA X
BENEFICIO ANUAL DEL SISTEMA CENTRALIZADO DE MEDICION.

Descripción	Energía (Kwh/año)	Ingreso (Usd)
Conexiones Directas		
Facturación no registrada	1.795.770	150.845
Reducción del importe por compra	394.669	21.707
Conexiones directas con medidor		
Facturación adicional	391.079	32.851
Adulteración del medidor		
Facturación adicional	119.718	10.056
Otras Infracciones		
Facturación adicional	119.718	10.056
TOTAL/ANUAL	2.820.954	225.515

Para efectos del análisis de los parámetros económicos en cada alternativa se tomarán estos beneficios para un periodo de 5 años de operación del sistema.

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 de 3,2 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

Cobro de Consumos no Registrados	\$19.161
Por de recuperación medidores	\$43.844
TOTAL	\$63.045

Alternativa No. 2: Sistema Antihurto

Objetivos.

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

Tarea.

Efectuar un cambio de la situación actual de la red secundaria de distribución mediante la instalación de un sistema con cajas herméticas unidas entre sí con cable antihurto, alimentadas desde el transformador y de las cuales salen las acometidas antihurto hacia los medidores colocados en cajas especiales para protegerlos de cualquier manipulación.

Costos 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.

Para las consideraciones de inversión se han tomado los costos de los equipos del sistema de los que se habló anteriormente; el rubro a pagarse por mano de obra utilizada en desmontaje de la red existente y el montaje del nuevo sistema.

Los costos indirectos se los obtendrá estimando un porcentaje de los costos directos.

Para este sistema es necesario realizar una revisión general de medidores y acometidas con el fin de localizar a los usuarios a ser comercializados. Parte de esta revisión nos indicará los medidores que estén descalibrados. Por tal motivo, se deberá hacer una inversión adicional para recuperarlos y no necesitar comprar medidores.

En la siguiente tabla se presenta el monto de la inversión necesaria de implementación de este sistema.

TABLA XI

INVERSIÓN DE LA ALTERNATIVA No 2: SISTEMA ANTIHURTO

Descripción	Costo/Ciente	Cientes	Total
Equipos Antifraude	\$60	2.217	\$133.020
Medidor	\$40	998	\$39.906
caja para medidor	\$18	2.217	\$39.906
Mano de Obra			\$10.000
	Total Directos		\$222.832
	Indirectos		\$8.913
		SUB-TOTAL	\$231.745
Adicional			
Revisión Medidores	\$2,5	1.219	\$3.048
Recup Medidores Desc.	\$16	200	\$3.192
		TOTAL	\$237.986

Costos de Comercialización.

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

Para el sistema antihurto el costo de operación es el mismo que el actual con la variación del incremento de los clientes lo que subiría el costo total de la etapa.

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

Costos de Operación del Sistema Antihurto

Ud/Abon. Mensual	Ud/Abon. Anual	Numero Abonados	Total Ud
0,42	5,04	2217	11.174

Variacion estado actual	
(Usd/año)	%
5.028	81,8%

El resultado del cuadro anterior nos indica que el sistema antihurto trae un incremento de \$5.028 anuales que significa un 81,8% de los costos de comercialización dentro del sistema de facturación actual.

Análisis Económico de la Vulnerabilidad del Sistema.

El sistema antihurto traerá consigo en primera instancia los mismos beneficios que el sistema centralizado. Sin embargo, como este sistema es hasta cierto punto vulnerable a nivel del medidor y en la acometida - actuando con mucho cuidado- se ha considerado analizar al sistema con un incremento anual de fraudes muy bajo. El porcentaje de vulnerabilidad en el medidor es menor que el porcentaje de la acometida en razón de que ésta es más fácil de maniobrar que el medidor que está dentro de una caja hermética.

Debido a que al no haber posibilidad de conectarse directamente a la red los usuarios infractores recién

comercializados, identificados con una cultura al robo de energía, tratarán de inventar cualquier método para cometer algún fraude en el sistema, cosa que no puede darse en la primera alternativa planteada.

El incremento de infracciones se dará en aquellas que tienen que ver con la adulteración del medidor y las perforaciones a las acometidas.

A continuación se muestra el cuadro con el incremento estimado de fraude para 5 años de operación.

Estimativa del Crecimiento de Fraudes con el Sistema Antihurto

Año	Incremento % Estimado		Fraudes Total Anual	Sin Infracc
	Adult. Med.	Otras Infracc		
1	1,50%	3,50%	5,00%	95,00%
2	2,00%	4,50%	6,50%	93,50%
3	2,20%	5,80%	8,00%	92,00%
4	3,00%	6,70%	9,70%	90,30%
5	3,80%	7,20%	11,00%	89,00%

Con estos niveles de infracción el segundo paso es cuantificar cuanto se pierde en energía y monetariamente. Para esto, se tomó el número de infractores anuales y tomando como energía no facturada un valor de 100 Kwh/mes se determinó las pérdidas totales para 5 años de operación. Se consideró estos porcentajes y sus incrementos anuales debido a la idiosincrasia de las personas que viven en el sector, sus costumbres, su cultura, el modus-vivendi y la situación económica por la que atraviesan las personas que viven en esta ciudadela. A continuación los resultados de las premisas anteriores:

Pérdidas Estimadas con el Sistema Antihurto

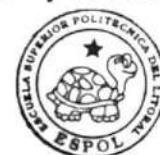
Año	Cantidad Infractores	Déficit Energético (Kwh)	Perdida Ingresos (Usd)
1	111	133.020	11.174
2	144	172.926	14.526
3	177	212.832	17.878
4	215	258.059	21.677
5	244	292.644	24.582

Ya que los beneficios por facturación adicional, cobro de infracciones y recuperación de medidores son los mismos que para el sistema de medición centralizado, se tiene que restar anualmente los resultados del cuadro anterior de los beneficios de ese sistema. Los beneficios de este sistema quedarían así:

Beneficios del Sistema Antihurto

Año	Energía (Kwh)	Beneficio (Usd)
1	2.293.265	192.634
2	2.253.359	189.282
3	2.213.453	185.930
4	2.168.226	182.131
5	2.133.641	179.226

El cuadro anterior refleja la disminución progresiva de ingreso de forma anual. El enfoque hacia este sistema de distribución es real y se parte de una premisa considerando el sector. El criterio para estimar el aumento de fraudes se basa en que los mismos difícilmente serán descubiertos por personal de la Empresa por simple inspección y además



una vez instalado no se asegura un control y mantenimiento sobre el mismo. Adicionalmente el corte del servicio sería como en la actualidad y se podrían cometer irregularidades en este aspecto. Este es otro problema que lastimosamente no es cuantificable y no se le puede asignar ningún valor en el tiempo.

4.1.8 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.

En el Anexo # 6 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.

TABLA XII

PARÁMETROS ECONÓMICOS DE LAS ALTERNATIVAS EN DISCUSIÓN

Alternativas	Inversión	Valor Presente Beneficios	VAN	RBC	TIR	PRC Años
1. Sistema Centralizado	\$312.478	\$ 862.064	\$ 490.702	2,76	76%	1,08
2. Sistema Antihurto	\$237.986	\$ 636.425	\$ 355.749	2,67	70%	1,26

De la observación del cuadro se tiene que ambas alternativas son eficientes si lo analizamos desde el punto de vista que los proyectos de reducción de pérdidas no técnicas tiene una alta

rentabilidad. La tasa interna de retorno es superior al 60% en ambas alternativas.

Estos resultados no consideran el costo del financiamiento de la inversión, parámetro del cual se hablará más adelante con detenimiento, ni tampoco la inflación del país.

4.1.8.1. Breve Análisis de Sensibilidad del Proyecto

La implementación de este proyecto tiene como variable básica para el pago de la inversión inicial el valor de la **tarifa de venta de energía eléctrica**. A la vez, el valor de esta tarifa incidirá en la capacidad de pago que tengan los clientes. En vista de esta situación es necesario hacer un pequeño análisis de sensibilidad sobre la base de estas dos variables. La tarifa media de venta para el mes de Junio del 2000 quedó ubicada en 4.27 centavos de dólar y el CONELEC propuso incrementos mensuales del 4% con respecto a la tarifa del mes anterior hasta llegar en 2 años a valores reales de 8.4 centavos de dólar.

El valor del kilovatio-hora que se desea plantear como referencia es muy alto dadas las condiciones económicas actuales. El problema energético del país no se arregla con incrementos en las tarifas. De esta forma lo único que se consigue es beneficiar a empresas con altos porcentajes de pérdidas que toman acción alguna para controlarlas y perjudican a los usuarios que sí cancelan los consumos.

Este inconveniente es el que constantemente causa malestar en la ciudadanía en general que no entiende el porqué cada mes aumenta el valor de la planilla si el consumo es el mismo. Los estudios realizados por el ente

regulador auguran un futuro promisorio para las empresas eléctricas pero desconocen si los resultados se verán favorables en este mismo futuro. En primer lugar porque se parte del supuesto de que las Empresas de distribución no tienen pérdidas de energía y si las tuvieran las asumirían las personas que son clientes de la Empresa. Si no se toman correctivos los usuarios que pagan por el servicio pasarán al bando de los que no pagan la energía consumida. Es conveniente mostrar la variación del VAN y de la TIR obtenidos para valores estimativos de tarifas eléctricas.

SISTEMA ANTIHURTO: Sensibilidad a tarifa de venta

Tarifa (Usd/Kwh)	TIR (%)	VAN (Usd)	RBC
0,047	28	91.198	1,43
0,063	47	205.598	1,97
0,084	70	355.749	2,67

SISTEMA CENTRALIZADO: Sensibilidad a tarifa de venta

Tarifa (Usd/Kwh)	TIR (%)	VAN (Usd)	RBC
0,047	41	201.765	1,72
0,063	57	326.711	2,17
0,084	76	490.072	2,76

4.1.8.2. Ventajas y Desventajas de ambas Alternativas

Antes de tomar la decisión sobre cual sistema es el más conveniente para la reducción de pérdidas negras es necesario analizar las ventajas y desventajas de las dos alternativas para que así, con elementos de juicio se pueda estar confiado en que la alternativa elegida es la adecuada.

Sistema Antihurto: Ventajas del sistema

- 1) Evita las conexiones directas a la red por parte de las personas que hurtan la energía, es decir, se eliminan las conexiones directas.
- 2) En este moderno sistema de distribución por medio de cajas antihurto, se permite la disponibilidad de reserva para nuevos usuarios o clientes que deseen cambiarse de servicio de 120 Voltios a 240 Voltios.
- 3) Permite la incorporación de nuevos servicios y es la única manera por la que se puede acceder al servicio de energía. Todos las personas que están directas pasan a ser clientes de la Empresa.
- 4) Permite extender el sistema de Distribución para abarcar una mayor área de servicio en caso de que se produzcan daños en los circuitos contiguos. En otras palabras, permite la interconexión de circuitos a través de las cajas de distribución principales o secundarias.
- 5) Con el sistema antihurto y el medidor dentro de una caja hermética se evitan todas las infracciones en el ámbito del medidor y la violación de sellos para adulterarlos o dañarlos. Se eliminan los bypasses y las conexiones directas por medidor cortado.

Sistema Antihurto: Desventajas del sistema

- 1) Con el pasar de los meses, al ya no tener manera de hurtar la energía del secundario, la acometida será el único medio al que podrán acceder los usuarios para desviar la energía que consuman sus

electrodomésticos y así no pagar los altos valores que se emitirán por consumo de energía. Por esta situación y al no haber considerado valores dentro del flujo para controlar a los nuevos y antiguos usuarios se estableció un incremento anual de adulteraciones al nivel de la acometida.

- 2) Los problemas de corte de servicio se mantienen debido a que para suspender el servicio se debe llegar al lugar físico y proceder al corte. Los gastos que actualmente se tienen por este servicio se mantendrán con este sistema. Además, la persona encargada de cortar al llegar al terreno, recibirá los mismos malos tratos e inconvenientes de siempre por parte de los usuarios. No hay una medida que obligue a pagar los consumos, los usuarios no tendrán la presión de un corte de energía porque saben que alguien tendrá que ir a cortarles y de alguna manera tratarán de evitar el corte, ya sea pagando en ese momento el servicio o por medios *no legales*.
- 3) Los equipos de protección que se pongan en los equipos encarecerán el costo del proyecto. Si se desea colocar disyuntores que protejan las barras en cada caja para ser selectivos en el control de fallas o para que exista una coordinación de equipos para no dejar sin servicio a todos los usuarios de un circuito se entrará en diseños muy complejos y además la inversión inicial será mayor que la presupuestada. Los valores que se agreguen por concepto de disyuntores irán a la cuenta de materiales por comprar y este rubro será significativo si se toma en

cuenta la cantidad de disyuntores que se tendrían que comprar.

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 adulteraciones 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), sobre todo en el que es lectura 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 gastos de contingencia en el área de corte de servicio. El costo mensual que puede tener una cuadrilla de corte 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 concientización 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.

4.1.9. Selección de la Alternativa

Luego de haber realizado los análisis de costos de implementación de cada alternativa, los ahorros en los costos de comercialización, los costos indirectos y los beneficios que cada una de las alternativas presta al mejoramiento del Sistema de Distribución y a la reducción de pérdidas no técnicas, así como las ventajas y desventajas de las dos alternativas se procederá a escoger la alternativa más idónea para su posterior implementación. Además servirá para definir la planificación de la etapa de construcción y el control en la etapa de puesta en marcha.

Al hacer una comparación entre los dos sistemas nos damos cuenta que ambas prestan las mismas ventajas por lo que desde este punto de vista las dos mantienen iguales expectativas. No obstante, son las desventajas de cada sistema las que marcan la diferencia entre una alternativa y la otra. Estas desventajas son las que se valoran tanto económicamente como en tiempo de operación y definen qué alternativa será la que se lleve a cabo.

La alternativa que debe ser considerada para su futura implementación y construcción será la correspondiente al **“SISTEMA DE MEDICION CENTRALIZADA”**; decisión fundamentada en las siguientes premisas y conclusiones:

- ⌚ Este sistema reduce el hurto prácticamente a cero, el otro deja una puerta abierta al robo de energía en la acometida y en el medidor.
- ⌚ Exige al usuario el pago cumplido en las facturas so pena de sufrir el corte del servicio sin previo aviso de manera remota sin tener que estar en el terreno, en el sistema antihurto no se obliga al pago porque el corte del servicio es más *manejable*.
- ⌚ La medición del sistema es electrónica lo que permite exactitud. El otro sistema mide por medio de medidores electromecánicos.
- ⌚ Se puede recuperar un porcentaje de medidores retirados y tenerlos como activos de la Empresa.
- ⌚ No se necesita comprar cable antihurto para las acometidas, se utiliza el cable dúplex # 6 ASC común para toda instalación residencial.
- ⌚ Ahorra costos de operación en lo que respecta al corte del servicio, no se necesitan cuadrillas de corte. Además reduce el costo de la toma de lectura que actualmente es terciarizado por la Empresa.

Por las razones antes expuestas se decidió que este sistema era el indicado. A continuación se presenta el estudio de la planificación para la implementación del Sistema de Medición Centralizada y los detalles necesarios para ejecutarla.

CAPÍTULO V

CONSIDERACIONES LEGALES DEL PROYECTO

5.1. IMPORTANCIA DEL MARCO LEGAL DE APLICACIÓN

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.

5.1.1. 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 numeral 1 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.

Dentro de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico en la sección # 1 correspondiente a las codificaciones, se encuentra un

numeral que está íntimamente ligado al proyecto que se piensa realizar. Este numeral es el 11 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.



5.1.1.1.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 las 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 realiza

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. EMELGUR 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 periodos 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 produjeran 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 de 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.

5.1.1.2. 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.

Existe un artículo en esta Ley que 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.

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:

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.

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.

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.

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.

5.2. 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 necesita 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.

5.3. 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".

No obstante, ¿Dónde están los procedimientos, regulaciones o normas que debe establecer el CONELEC, dónde se encuentran los parámetros, valores, los rangos y límites a que se debe ajustar el Distribuidor? Y si en caso de que el Distribuidor cometa alguna mala maniobra como lo indica el artículo 5 y 15 del Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad, ¿Cómo sabe el Consumidor si fue culpa del Distribuidor o del Transmisor o del Generador?, ¿Acaso el Distribuidor le dirá que fue él el culpable del daño de su refrigeradora o del televisor?. Deberían existir leyes más claras y específicas en este sentido; como por ejemplo, informe del Distribuidor al CONELEC sobre las maniobras realizadas y sea el CONELEC el que juzgue quién debe asumir la responsabilidad y comunique a la comunidad sobre la decisión que tome.

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 problema va más allá de lo que creemos. Se pide excelencia y calidad en Empresas Eléctricas que tienen pérdidas anuales que llegan al 33 % de su disponibilidad energética. Existe un total desacuerdo entre lo que quiere hacer el Consejo Nacional de Modernización (CONAM) y lo que dicen las disposiciones transitorias del Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad contempladas en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico. En las disposiciones transitorias se establece que para que los distribuidores puedan llegar a los niveles de eficiencia exigidos en el presente Reglamento y las regulaciones sobre la materia se debe esperar lo siguiente:

3 meses de gracia desde que se promulgó el Reglamento.

12 meses para una etapa inicial de diagnóstico y recopilación de información.

12 meses para una etapa de prueba en los que el CONELEC emitirá rangos de calidad.

12 meses para una etapa intermedia en la que evaluará la calidad del servicio.

6 meses para una etapa final en la que el Distribuidor realizará la evaluación de la calidad del servicio en coordinación con el CONELEC.

Es decir, deben pasar cuarenta y cinco (45) meses para que una Empresa Eléctrica se convierta en una Empresa de calidad. Deben pasar tres años y nueve meses.

No es dable que se quieran vender empresas con excesivo nivel de pérdidas y déficit de ingresos. Al parecer existe gran ambigüedad entre lo que estipula la Ley y lo que se pretende hacer.

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.

CAPÍTULO VI

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO A IMPLEMENTARSE

6.1. ASPECTOS GENERALES

Se elaborará el proyecto para la implementación del Sistema de Medición Centralizada en la urbanización el Recreo II etapa.

La misma que está conformada de 57 manzanas cubriendo un área total de 42,42 Has, abarcando aproximadamente 3.686 habitantes urbano-marginales de bajos ingresos.

El sistema debe atender a un total de 2.217 puntos de medición, divididos en tres sectores.

Sector A

El sector A abarcará desde la manzana 201 hasta la 222. Dentro del mismo se atenderá a un total de 665 puntos de medición con conexión y desconexión remota, los cuales serán distribuidos en 65 concentradores secundarios (CS9701), interconectados a través de un cable de comunicación serial RS-485 (tipo telefónico autoportado) a un concentrador primario (CP9403-1), con caja de embutir o sobreponer en pared para uso interno.

Sector B

El sector B comprenderá las manzanas 237 hasta la 257, con 872 puntos de medición con conexión y desconexión remota, los cuales serán distribuidos en 77 concentradores secundarios, interconectados también a través de un cable de comunicación serial a un concentrador primario (CP9403-2), con caja de embutir o sobreponer en pared para uso interno.

Sector C

El sector C constará desde la manzana 223 a la número 237, con 680 puntos de medición con conexión y desconexión remota, los cuales serán distribuidos en 60 concentradores secundarios, interconectados a través de un cable de comunicación serial a un concentrador primario (CP9403-3), con caja de embutir o sobreponer en pared para uso interno.

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 El Recreo. La S/E se compone de un transformador marca ABB de una capacidad de transformación 12-16 MVA de la cual salen 5 alimentadoras (actualmente en operación 4) cubriendo zonas industriales y de consumo residencial fuera y dentro de la ciudadela El Recreo. La subestación esta ubicada en la V etapa de la urbanización, con un área de 1.200 mts².

Red de Alta Tensión

La red de alta tensión es aérea subtendida sobre postes de 11mts 500 Kg. y se toma de la troncal de alimentadora calibre 3x336.4 MCM + # 3/0 ACSR, la cual viene de la S/E.

En su entrada a la etapa toma una derivación en el poste 14 con una línea trifásica conductor calibre 3x1/0 + 1x2 ACSR recorriendo 400 mts lineales de donde se derivan los ramales monofásicos que cubren la demanda del sector C y parte del B.

Luego del poste 6 y 12 se derivan ramales monofásicos que cubren la carga del sector A. Del poste 19 parte una red trifásica conductor calibre 3x1/0 + 1x2 ACSR de 360 mts lineales de donde se derivan las redes monofásicas que cubren la carga del sector B.

En los arranques trifásicos están instalados en el poste 14 tres cajas portafusibles con tiras fusibles de 50 A, 15 Kv y en el poste 19 tres seccionadores de 40A 15Kv.

Para observar estas indicaciones se puede revisar la parte correspondiente al índice de planos.

Postes y Estructuras

Los postes utilizados son del tipo de hormigón armado de 11,00 mts y de 9,00 mts de sección circular.

Para alta tensión se emplea postes de 11,00 mts 500 Kg en los casos en los que el poste tenga como carga adicional un transformador y son de 11,00 mts 350 Kg en los casos en los que

no tenga carga adicional instalada. Para la red de baja tensión se emplean postes de 9,00 mts 350 Kg.

Transformadores

Son montados en poste, monofásicos completamente autoprotegidos, autoenfriados, sumergidos en aceite, con un terminal en el lado de alta tensión, tres terminales de baja tensión de 13200/7620, 240/120 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 a 60 Hz. Luz indicadora de sobrecarga.

La capacidad nominal de los transformadores del sector es de 25 y 50 KVA. La conexión con la línea primaria se efectúa mediante grapa en línea viva sobre los respectivos estribos.

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 depende del tipo de sistema primario a ser utilizado. Cuando en un sistema de distribución el neutro es usado tanto en el sistema primario como



en el secundario, el conductor neutro 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 2x3/0 + 1x1/0 ASC. Se utiliza un calibre menor para al neutro debido a que las cargas son resistivas y no hay en la zona problemas de armónicos. Si los hubiera, el conductor neutro sería del mismo calibre que el de las fases.

Los vanos para las peatonales 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. En algunas acometidas la Empresa ha colocado conductor concéntrico del calibre # 6 para contrarrestar el problema de las acometidas perforadas.

Los medidores son el punto terminal del sistema de distribución y ellos miden el consumo de energía por parte de los consumidores. 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) los cuales son montados en una base de madera o metálica y poseen una caja para protegerlos de la intemperie. Son de clase 100 ó 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 mercurio de 400 W y 175 W. Trabajan a una tensión de servicio de 240 V. Las primeras están ubicadas en los sectores que se encuentran hacia las vías principales de acceso a la etapa; el resto de la etapa es iluminada con las 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 triplex # 6 AWG.

6.2.2. Especificaciones Para La Instalación Del Sistema Medición Centralizado En El Recreo II Etapa

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

Características Técnicas de los Concentradores

General

- Normas aplicables:
IEC 1036 (parte Metrológica) y ABNT (Proyecto 03:066.02-013/1995).
- Tensión dieléctrica: 2Kv, 1minuto, 60 Hz.
- Impulso: 6 Kv 1,2/50 us.

- Prueba de interferencia a) modo común: 2,5 Kv, 1 Mhz, 2 seg.
b) modo diferencial: 1 Kv, 1 Mhz, 2 seg.
- Temperatura:
 - Características garantizadas: -10oC a +55oC
 - Almacenaje: -25oC a +70oC

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 puntos:

- 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 sobretensión. 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 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 HDLC 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: 6,5 W

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.

Estará compuesto de un juego de 3 barras para 100 amperios y de las placas electrónicas que alojarán espacio para 16 medidores

monofásicos. A continuación se presenta los equipos que lo forman:

- "Dip switches" para programación de dirección del concentrador 91ª 127;
- 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 sobretensión; en el caso de falta de una o dos fases, la fuente del alimento continúa normalmente proporcionando el equipo.
- 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.
- Circuito de control tipo "watchdog".
- Capacidad para lectura de 1 hasta 16 medidores.

La proporción máxima prevista de pulsos es de 10 pulsos un segundo para cada entrada. Un señalizador rojo llevado de pulso presente existe en cada desviación del plato.

- 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 roldanas o argollas mediante una lazada preformada 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 16 mm de diámetro y 1.80 m 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 12,5mm de diámetro y 3,00 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 tríplex # 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 Ciudadela El Recreo II Etapa

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

Erección de Postes

Se lo realizará 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 preferentemente circular con un diámetro no mayor de 0,45 m, para no dañar la consistencia del suelo. Se considerará un

hueco en 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 el 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 realizarán 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 los 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 #6 AWG para la 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.

6.2.4. 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 avenidas principales 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 (CS9701) y Concentrador Primario (CP9701).

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 CS9701. 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 CS9701 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 # 7 se hace una descripción íntegra de los equipos y en este mismo anexo se encuentran las figuras de los mismos. En el Anexo # 8 se muestran fotografías de los elementos que integran el sistema de medición centralizada.

6.4. ETAPA DE CONSTRUCCIÓN

El proyecto consiste en la ejecución de cambios en una pequeña parte de un sistema de distribución. Por ende, viene a ser un plan piloto, cuya función a más de ahorrar dinero servirá para retroalimentar información a la Empresa. 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 y de postes 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 los equipos del nuevo sistema 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 la subestación "El Recreo" cercana a la zona donde se va a realizar el proyecto por lo que se tendrá que reforzar la seguridad de la subestación a fin de prevenir algún inconveniente. En caso de tener que alquilar alguna bodega o espacio físico 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 sean 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 contingencias adversas.

6.4.1. Alcance De Los Trabajos

La implementación de este tipo de plan piloto es inédita en nuestro país. 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 rediseñó y a la vez cambió ciertos circuitos secundarios ubicados en esta zona. También fue necesario el cambio de ciertos postes de nueve metros por otros de once metros para la colocación de transformadores de distribución.

Se consideró dejar una reserva considerable de aproximadamente el 25% 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 suministran 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. Explicación De La Etapa De Construcción

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

Esta etapa de la ciudadela El Recreo, como se ha citado anteriormente, consta de 57 manzanas. Para la aplicación específica de la construcción del proyecto estas 57 manzanas han sido divididas en tres sectores plenamente identificables en los planos que se muestran en el índice de planos al final de la tesis, estableciendo un plano de alta tensión, uno de distribución de los concentradores por circuito y otro donde consta el cable de comunicación.

El sector "A" consta de 22 manzanas; de la 201 a la 222 siendo, 10 manzanas de 30 villas, 10 manzanas 32 villas, 1 manzana de 24 villas y 1 manzana de 29 villas. Está comprendido entre las

manzanas 1 y 22. En este grupo todas las manzanas están colocadas en forma paralela, una al lado de la otra y sus circuitos secundarios son idénticos en todo este grupo, salvo las manzanas de 24 y 29 villas que están ubicadas en la parte posterior de la etapa. El sector "B" está comprendido entre la manzana 238 a la 257, consta de veinte manzanas, hay 14 manzanas de 48 villas, 4 manzanas de 40 villas y 2 de 38 villas. El sector "C" comprende las manzanas desde la 223 hasta la 237, es decir quince manzanas, está compuesta de 11 manzanas de 48 villas, 3 manzanas de 40 villas y 1 manzana de 38 villas.

Al comenzar el montaje del sistema partiremos por el sector "A" que es el más apropiado debido a la similitud de los circuitos y a la configuración de las manzanas. Por otro lado consideramos que este sector, por su contexto y forma, 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 sector "B" debido a que en este sector se encuentran circuitos desiguales, las actividades son un tanto complejas y merecen un trato y un tiempo especial. Se deberá hacer cambio de postes, reubicación de transformadores, extensión de línea primaria de alta y otras actividades que serán enumeradas más adelante.

Finalmente, el sector "C" será el último en el cual se implementará el sistema de medición centralizado. La distribución de los circuitos secundarios en este sector es más sencilla que en los dos anteriores debido a que no requiere cambios especiales de

ninguna índole y el número de actividades a realizar inclusive es menor que en la primera etapa de construcción. Pensamos que luego de haber pasado por dos etapas, esta tercera etapa será 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 se realizará la entrega-recepción.

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.

Dentro de los seguros que se establezcan se deberá incluir un seguro por Lucro Cesante. Este seguro concierne al pago de

cierta cantidad que la Empresa pierde por no haber llegado los equipos a tiempo y ser instalados.

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 el cumplimiento de 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.

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 de conductor tríplex # 6 para luminarias de sodio de 250 wats. En todos los postes existen luminarias para el alumbrado, sin embargo, el gasto por energía es exagerado en vista de que no es necesario que esté tan iluminado este sector. Al implantar el sistema de medición centralizado, el sistema de alumbrado tendría que obligadamente inhabilitar ciertas luminarias de algunos postes, sobre todo por la dificultad que se ocasionaría al poner los concentradores secundarios.

Con el SMC el alumbrado público tendría que ser tomado desde los terminales de baja tensión de los transformadores de

distribución y llegar con triplex o cable antihurto hasta las otras luminarias y conectarse en forma paralela.

Otra forma de tratar el alumbrado público es a través de los concentradores secundarios pero en este caso restarían la disponibilidad de reserva que tienen los mismos. Podría darse el caso de que un medidor del concentrador abastezca a dos o más luminarias o instalar luminarias con limitación de carga.

6.4.6. Evaluación Técnica y Constructiva de cada sector

Como se lo mencionó anteriormente toda la segunda etapa de esta ciudadela, debido a su configuración y para efectos del proyecto, ha sido dividida en tres sectores para una mejor evaluación de las actividades en general. 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 toda la segunda etapa de la ciudadela El Recreo. 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 de la instalación existente y en una planificación de las actividades de la construcción propias de cada sector.

Evaluación de la instalación existente

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.

Planificación 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.

Etapas constructiva del proyecto

La materialización de la descripción de las actividades es ejecutada 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. Por este motivo es que la parte constructiva se maneja por sectores y no en el ámbito general. Sin embargo, existen actividades similares en los tres sectores. Por este motivo se detallará un cuadro resumen de las actividades propias de cada sector y de las que se repitan. 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.

Antes de entrar a detallar las actividades de cada sector se muestra el cuadro de actividades por sector.

CUADRO GENERAL DE ACTIVIDADES CORRESPONDIENTE A CADA UNO DE LOS SECTORES

<p>ACTIVIDADES PROPIAS DEL SECTOR "A"</p> <p>Instalación de concentrador primario</p>	<p>ACTIVIDADES PROPIAS DEL SECTOR "B"</p> <p>Instalación de concentrador primario Cambio de postes de 9 x 11 metros Extensiones de línea de alta tensión Reubicación y colocación de transformadores</p>
<p>ACTIVIDADES PROPIAS DEL SECTOR "C"</p> <p>Instalación de concentrador primario</p>	<p>ACTIVIDADES COMUNES EN LOS TRES SECTORES</p> <p>Evaluación física de la instalación Planificación de las actividades Reubicación de herrajes y bastidores Instalación de cajas principales y adicionales Alimentación de cajas adicionales Soldadura de cable de comunicación Colocación de acometidas a las cajas Verificación de acometidas en concentradores Arreglo de instalación externa a la casa Fiscalización de actividades</p>

SECTOR "A"

Etapa Evaluativa: Descripción de instalación y replanteo de circuitos

En el sector "A" los circuitos secundarios están distribuidos en línea recta y la postería existente se encuentra en las zonas peatonales entre una manzana y otra. La línea de alta tensión que alimenta a los transformadores pasa al frente de este sector. Es una alimentadora troncal que se ramifica a este sector a través de 0sus tres fases en tres tramos del recorrido. Los postes de once metros llegan con la línea de alta hasta la ubicación del transformador y luego se utilizan postes de 9 metros para el resto del circuito. Se deberá analizar la parte social con respecto al tipo de vivienda y las característica habitacionales de los clientes. En esta parte se podría explicar a los clientes el trabajo a realizar.

Para poder implementar el proyecto en este sector se debe alimentar dos concentradores ubicados debajo del transformador y otro concentrador secundario adicional desde los terminales de baja tensión del transformador de distribución. Los circuitos son alimentados con la misma fase de la alimentadora y no se debe hacer ningún replanteo adicional.

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 receptar toda la información de los concentradores secundarios mediante un cable

de comunicación. El concentrador primario será colocado dentro del centro de carga del sector para tener una mejor distribución con respecto a los concentradores secundarios. La ubicación del centro de carga considera que el concentrador primario sea instalado una vivienda de este sector por la carencia de un inmueble de la Empresa dentro de este sector. Se deberá instalar un espacio específico para la instalación de este equipo. 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.

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 dos concentradores debajo del transformador y uno debajo del poste que se encuentra hacia la

calle principal como se puede apreciar en el plano de distribución. Los concentradores principales alimentarán las viviendas con menor carga que son las que no están ubicadas hacia el sector comercial de este sector. El concentrador adicional servirá para alimentar ciertas villas y para proporcionar una reserva mayor en las casas ubicadas hacia el sector de la calle principal. Algunas de las casas ubicadas hacia esta zona son de dos pisos y además mantienen ciertos locales comerciales que ameritan un servicio adicional.

ALIMENTACION DE CONCENTRADORES ADICIONALES

Como se indicó en la actividad anterior, existirá un concentrador adicional para satisfacer una demanda 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 COMUNICACIÓN

El cable de comunicación se conectará a 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 tener bien soldado el cable de comunicación 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 secundario para no cargar el peso de todas las acometidas en uno solo.

VERIFICACIÓN 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 cierto 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 mismo que debe tener coordinación con el fusible que protege al medidor. Debe ser 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 precautelatoria que beneficia tanto al usuario como a la Empresa.

SECTOR "B"

Etapa Evaluativa: Descripción de instalación y replanteo de circuitos

De los tres sectores a evaluar, el sector "B" es el más complejo en su revisión por la diversidad de formas en sus circuitos secundarios y por la trayectoria de la línea de alta existente. Existen circuitos que alimentan manzanas de un lado y de otro tomando en cuenta que son de forma rectangular. Existe ubicación de transformadores en lugares no adecuados y donde no corresponde el centro de carga. La alimentadora troncal se deriva perpendicularmente en este sector y por este motivo los transformadores de distribución fueron colocados en esa dirección. Sin embargo, este sector que comprende veinte manzanas consta de circuitos distribuidos uniformemente y con centro de carga plenamente justificado. 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.

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 readecuados 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. Para el replanteo de los circuitos se debe: cambiar postes de nueve metros por otros de once metros, extender en ciertos

lugares pequeñas extensiones de línea de alta tensión sólo en una fase de la alimentadora y finalmente reubicación de ciertos transformadores de distribución que en número no superan el 24% del total de transformadores de este sector. El manejo de estos cambios permitirá un óptimo aprovechamiento de la estructura existente. La alimentación de los concentradores por parte del transformador varía de acuerdo a la ubicación de las manzanas y del propio transformador. De manera general, la alimentación en este sector será: del transformador directamente a dos cajas de distribución que están en el mismo poste o del transformador a una caja principal y a la vez del transformador a una caja colocada en otro poste.

Etapas Constructivas: 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 al final del documento como plano 003, el concentrador equidista del concentrador más lejano en sus cuatro puntos lo cual certifica el diseño del plano y la ubicación del concentrador primario. Al igual que el concentrador anterior, el concentrador primario será instalado en una vivienda de este sector debido a la falta de oficina de la Empresa dentro de este sector. Al igual que en el sector anterior se deberá implementar una caseta que sea vigilada por algún guardia. 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.

CAMBIO DE POSTES DE 9 x 11 METROS

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 hasta los postes que así lo requieran. De acuerdo a lo planificado y como se puede apreciar en el plano de alta tensión mostrado en el índice de planos como plano 001, la extensión de la línea será únicamente monofásica por lo que de la alimentadora sólo se extenderá una fase. En realidad al comparar el plano anterior con el plano actual son pocos los cambios que al nivel de alta tensión se deberían hacer.

REUBICACIÓN DE TRANSFORMADORES

Finalmente el contratista deberá proceder a la reubicación y colocación de ciertos transformadores que por su ubicación dificultan la implementación del nuevo sistema de medición. La cantidad de transformadores que se deben reubicar es mayor que los cambios de postes que se deben realizar. Además se deben colocar 2 transformadores adicionales para la distribución de 2 circuitos que antes tenían otra forma de alimentación.

SECTOR "C"

Etapa Evaluativa: Descripción de instalación y replanteo de circuitos

Este sector se encuentra junto al sector "B". La troncal de alimentadora pasa al frente de ciertas manzanas de este sector y se bifurca para alimentar los circuitos que sirven a las manzanas que están hacia el interior del sector.

La troncal reparte uniformemente la energía a los circuitos por lo que al nivel de balanceo de cargas no existirá problema alguno.

Los abonados que se sirven de estos circuitos no revisten mayor inconveniente debido a que la configuración de los circuitos existentes.

El último sector en ser evaluado es el sector "C", el cual es el más viable para la implementación desde el punto de vista constructivo y de instalación de equipos. Las manzanas están en forma

paralela y casi todas tienen el mismo número de villas por lo que los transformadores alimentarán a los concentradores y de ahí saldrán a las viviendas. Inclusive los transformadores están ubicados en el centro de carga de los circuitos y no requiere ningún cambio en el ámbito de distribución. Los circuitos serán los mismos y con la implementación del sistema lo único que cambiará será la forma de brindar el servicio.

Etapas Constructivas: 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 una vivienda en particular y se pedirá al dueño de la misma un cuidado sobre el concentrador. La ubicación de este concentrador se ilustra en el plano de distribución que corresponde al plano 002 en el índice de planos.

Una vez terminada toda la evaluación del terreno y las actividades que deben realizar en los tres sectores se procederá 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, cable dúplex o triplex para cubrir diferencias de acometidas 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 sobre la base del personal que laborará durante la construcción a lo largo de todo el proyecto, en las tres etapas. Se ha fijado un salario superior al estipulado en el Código de Trabajo y los Reglamentos de la Empresa, se lo paga por semana y dentro del mismo entran todos los beneficios de ley. Esta propuesta 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 motiva al trabajador con objeto de beneficiar 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. Estos valores se deben calcular sobre la base de valores unitarios.

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 ni tampoco el costo del metro de cable de comunicación. Mientras más usuarios se sirvan, menor será el costo del equipo. Sin embargo, como su aplicación está dentro de los parámetros considerados normales o comunes por el proveedor del equipo, el costo estimado es válido.

Con respecto a los materiales a utilizar en todo la etapa, el costo total de la compra se lo dividirá en los tres 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. Cable dúplex y triplex para acometidas. Para las alimentaciones de los transformadores se comprará cable antifraude concéntrico 3 x No 2 tipo U con revestimiento de PVC

COSTOS INDIRECTOS DE LA OBRA

Los 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 constituyen los costos indirectos. Los gastos indirectos que se verán envueltos en la etapa de construcción son:

Transporte de personal.

Viáticos y subsistencias.

Alquiler de vehículos.



ESPOL

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 sean considerados durante el periodo preoperacional. Los costos financieros sirven para pagar intereses anticipados. Depósitos en garantía y para obtener las garantía bancarias durante la realización de algún contrato civil. Cierta tipo de imprevistos puede ser considerado dentro de los costos financieros como son la renovación de garantías por plazos vencidos.

COSTOS DE RECUPERACIÓN 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 que serán instalados en otro lugar del sistema.

Por otra parte, existirán medidores electrónicos que no serán utilizados 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 tienen un costo de recuperación que equivale al 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 que se espera que el monto sea muy pequeño.

6.4.8. Seguros Durante La Construcción

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 conoedora de la parte técnica y que fundamentalmente tenga una visión clara en el proceso de análisis de riesgos, 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, cuáles 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, como el caso de seguro por lucro cesante.

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

SEGUROS DENTRO DEL PROYECTO

Seguros asumidos por el contratista

Tomando como base lo anteriormente citado, se define qué 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 dentro del país hasta la obra.

Previo a la firma del contrato de compra-venta de los equipos y para asegurar que éstos sean entregados oportunamente, se procederá a establecer un seguro por *lucro cesante*. El valor a asegurar será por los consumos no facturados al no llegar los equipos a tiempo. Se establecerá un modelo para calcular el valor a asegurar tomando en cuenta las conexiones directas del sector.

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 a que se asegurara independientemente a dicha 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 contra 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 el valor del material.

Las compañías aseguradoras son manejadas por personas especializadas en matemáticas y basan sus proyecciones en estadísticas y situaciones esperadas.

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 de 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

El financiamiento de proyectos de inversión se puede tornar 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 aumentar el presupuesto inicial.

Si no se realiza un estudio razonable de costos de inversión y costos posteriores indirectos, el financiamiento de un proyecto a menudo requerirá de sacrificios en otras áreas, además de provocar incumplimientos de 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 financiero, 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.

Si bien lo que se ha tratado no incide mayormente en este proyecto, debe tomarse en cuenta que éste viene a ser un plan piloto, previo a la implementación de un plan maestro, donde los criterios expuestos toman mayor relevancia.

6.5.1. Aspectos Generales De Las Empresas

A lo largo del tiempo, las empresas eléctricas de nuestro 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

las empresas. 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 esta región.

La situación de las empresas se agrava aun más con el tiempo de pago por compra de energía a los proveedores y al CENACE 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. 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. En promedio, hay un desfase de aproximadamente 25 días.

La Ley para la Promoción de la Inversión y de la Participación ciudadana denominada popularmente Ley Trole II contempla la venta de las empresas eléctricas de distribución. El objetivo del gobierno es que sea en el menor tiempo posible. Esta venta contempla que los nuevos dueños puedan acceder al 51% de las acciones de las empresas, sin embargo, todos los accionistas de las empresas deben ponerse de acuerdo para vender sus acciones al Fondo de Solidaridad y éste se encarga de venderlas a inversionistas privados. Los mecanismos para esa venta de activos y la forma de comprarlas por parte del Fondo a manera de endoso es lo que se discute actualmente.

Con la nueva reglamentación de tarifas vigente (Junio del 2000), el promedio del consumo nacional bajó de 130 Kwh a 115 Kwh y en EMELGUR bajó de 150 Kwh a 130 Kwh.

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.

La tarifa de compra de energía en promedio y a futuro se piensa mantenerla en 5.3 centavos de dólar y para la venta el valor que se piensa fijar es de 8.4 centavos de dólar. Dentro de la diferencia están además del VAD, 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 sus clientes. Las empresas pierden por la no-recaudación de los consumos facturados y por las pérdidas no técnicas de energía que tienen. Actualmente los costos totales asociados a la distribución son mayores que el VAD de las empresas de tal forma que el precio de compra es mayor que el precio de venta. Es la empresa la que asume los costos por pérdida de energía. Por ende, se paga más de lo que se factura.

6.5.2. 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 tan alto o a través de entidades públicas o privadas si la inversión inicial es alta.

Si el financiamiento es por fondos propios, el desarrollo del proyecto lento y demora en su implementación, 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 BEDE (hoy 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.

6.5.3. Financiamiento Del Proyecto

Para el financiamiento de este proyecto se consideró 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. La concesión es privativa del estado y por tal motivo el derecho sobre las instalaciones también lo es.

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 las ubicadas en la vía Puntilla-Samborondón 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 se tenían 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 al costo de cobranza. Este valor adicional debe quedar establecido entre ambas partes.

Venta de cartera vencida

Se denomina cartera a los valores que aún la Empresa no ha cobrado antes de 60 días posteriores al vencimiento. Se considera cartera vencida a los valores pendientes por cobrar que pasen de los 60 días a partir de la fecha de emisión de la planilla. Luego de 360 días, una deuda se considera incobrable y todos los valores posteriores a este tiempo entran en una cuenta que se denomina "valores irrecuperables". A continuación presentamos un cuadro con los valores de cartera de EMELGUR S.A. cortado al 29 de Febrero del 2000 incluida la emisión de Enero del 2000.

CUADRO DE CARTERA DE EMELGUR S.A.

CORTADO AL 29-02-2000 (Incluye emisión Enero/2000)

Cartera por Calendario	Valores en millones de sucres	Valores en dólares
Hasta 60 días	47.431,972	1.897.278
61-90	15.112,421	604.496
91-180	15.512,802	620.512
181-360	17.614,937	704.597
>360	13.886,573	555.462
TOTAL	109.558,705	4.382.345

Los valores descritos en la tabla anterior pueden ser dados como forma de pago tanto a entidades bancarias como a los proveedores. Ambos pueden tomar algunos de los valores estipulados en las fechas desde los 60 días en adelante. Cualquiera de los rubros cubren la inversión del proyecto de medición centralizada. El financiamiento por esta vía será una manera directa de pagar la inversión.

La Empresa toma tres alternativas para eliminar la cartera vencida:

Declara a pérdida la cartera: en el asiento contable de la Empresa se toman estos valores como pérdida dentro del ejercicio económico. Tal acción se toma desde hace algunos años; cuyo efecto es negativo para la contabilidad de la misma.

Otra opción es contratar a una compañía especializada para que recupere la cartera vencida. El contratista analiza sus costas y escoge qué sectores son favorables a la recuperación. Para castigar las zonas más difíciles de recuperar se suele dar un valor fijo por esta recuperación más un 15% del total dependiendo de la cantidad y las condiciones que se den. Se puede determinar el % de castigo en función de la dificultad de la recaudación

Factoring de Cartera: se vende la cartera por medio de concurso y la Empresa se libra de esa cartera. La cartera se la vende al mejor precio y plazo.

Por lo general, si el financiamiento se consigue por medio de bancos privados, éstos reconocen la cartera a un precio mucho menor al real aun cuando ellos recuperen el valor total de la cartera. Ellos también exigen la facturación de algún sector y la reconocen a un valor ligeramente menor al obtenido. Si se llega a un arreglo entre ambas partes el banco estaría facultado a cobrar por el consumo de energía a los usuarios de este sector sin que éstos tengan derecho a negar el pago.



Préstamos con entidades estatales

Las entidades estatales no dan préstamos para este tipo de proyectos. No lo hacen ni siquiera viendo la rentabilidad del proyecto. Esto se debe a que continuamente se cambian de administradores y los proyectos no quedan terminados o simplemente al recibir el dinero no lo utilizan en el proyecto. Bajo este punto de vista entidades como el BEDE o la CFN no brindarán su ayuda a empresas con planificación y desarrollo muy volubles

EMELGUR pidió un préstamo al BEDE para la construcción de la línea de Transmisión a 69 KV a la isla Puná y no se lo otorgaron inclusive presentando los estudios de rentabilidad y recuperación de capital.

Préstamos con organismos internacionales

Al no existir políticas de inversión ni proyecciones claras con respecto a la venta de las empresas es muy difícil acceder a un préstamo internacional.

Se debe tomar los préstamos que se hagan por medio del Fondo de Solidaridad que sirvan para financiar los proyectos que se tengan en la Empresa.

6.5.4. Resumen General

Con el proceso de dolarización y tasas de interés razonables más un sinceramiento de las tarifas eléctricas el financiamiento del proyecto será factible.

Para préstamos internacionales se manejan ciertos términos como intereses intercalarios que son aquellos intereses que se evalúan por los costos de mano de obra en el tiempo ya que las proyecciones de un proyecto se hacen con cierta anterioridad a la aprobación del préstamo y los valores pueden cambiar

Las personas que inviertan en este país impondrán tasas de interés altas debido al riesgo país que se mantiene sobre el nuestro por la condición económica por la que pasamos.

Las tasas de interés en los actuales momentos considerarían los siguientes porcentajes:

Tasa Activa Máxima:	15%
Tasa Riesgo-País:	4%
Utilidad:	3%
Total	22%

Sin embargo las tasas de interés a futuro no deberían exceder un 15% anual debido a que la situación del país tiende a normalizarse y la economía a estabilizarse.

Finalmente, es importante concientizar en todo el país la necesidad de reactivar la productividad e incentivar la competitividad, incluyendo en las Empresas Eléctricas por ejemplo una facturación en línea con el fin de simplificar los procesos administrativos, para disminuir los índices económicos actuales. Con la liberación de mercados habrá una atracción de capitales y las tasas de interés disminuirán. Si no hay reactivación de la economía, los préstamos disminuirán y las tasas se incrementarán.

La manera más viable de reactivar la economía es elevando los niveles de producción y disminuyendo los márgenes de ganancia propios de cada industria.

El proceso de dolarización por el que pasamos no será la solución definitiva a los problemas que existen actualmente en nuestro país sino se incrementa la eficiencia y la eficacia de la fuerza laboral y las empresas.

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 etapa, 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 tres etapas serán presentados en de 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 tres sectores están plenamente definidos en los planos respectivos y fueron divididos así de acuerdo a las facilidades existentes. Se puso

como objetivo primordial aprovechar de mejor manera los circuitos existentes. Se sectorizó el trabajo en función del número de concentradores primarios. Estos sectores se denominan A, B y C.

Para cada una de las etapas 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 el sector A, luego el sector B y finalmente el sector C.

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 avanza 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 tres concentradores primarios será: CP 1, para el sector A. CP 2, para el sector B y CP 3 para el sector C.

El concentrador primario CP 1 será ubicado en la Mz 10 solar No 4. El concentrador CP 2 será ubicado en la Mz 47 solar 24 y el CP 3 se lo instalará en la manzana 32 villa 25. Los tres han sido colocados tomando en cuenta su centro de carga respecto a las manzanas que son servidos por estos concentradores respecto a cada sector. 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 tres etapas. 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 y en sitio indicando 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 etapa. 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 etapa durante la etapa de construcción. Algunas actividades se repetirán en los tres sectores 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:

SECTOR "A"

- A 1) Instalación de concentrador primario.
- A 2) Reubicación de herrajes y bastidores.
- A 3) Instalación de cajas principales y adicionales.
- A 4) Alimentación de cajas adicionales.
- A 5) Soldadura de cable de comunicación.
- A 6) Colocación de acometidas a las cajas.
- A 7) Verificación de acometidas en concentradores.
- A 8) Arreglo de instalación externa a la casa.
- A 9) Fiscalización de actividades.

SECTOR "B"

- B 1) Instalación de concentrador primario.
- B 2) Cambio de postes de 9 x 11 metros.
- B 3) Extensiones de línea de alta tensión.
- B 4) Reubicación y colocación de transformadores.
- B 5) Reubicación de herrajes y bastidores.
- B 6) Instalación de cajas principales y adicionales.

- B 7) Alimentación de cajas adicionales.
- B 8) Soldadura de cable de comunicación.
- B 9) Colocación de acometidas a las cajas.
- B 10) Verificación de acometidas en concentradores.
- B 11) Arreglo de instalación externa a la casa.
- B 12) Fiscalización de actividades.

SECTOR "C"

- C 1) Instalación de concentrador primario.
- C 2) Reubicación de herrajes y bastidores.
- C 3) Instalación de cajas principales y adicionales.
- C 4) Soldadura de cable de comunicación.
- C 5) Colocación de acometidas a las cajas.
- C 6) Verificación de acometidas en concentradores.
- C 7) Arreglo de instalación externa a la casa.
- C 8) 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 tres sectores.

SECTOR "A"

NOMBRE DE LA ACTIVIDAD	DURACIÓN (DÍAS)
X 1) Evaluación física de la instalación	3
X 2) Planificación de las actividades	7
A 1) Instalación de concentrador primario	1
A 2) Reubicación de herrajes y bastidores	12
A 3) Instalación de cajas principales y adicionales	12
A 4) Alimentación de cajas adicionales	12
A 5) Soldadura de cable de comunicación	12
A 6) Colocación de acometidas a las cajas	12
A 7) Verificación de acometidas en concentradores	12
A 8) Arreglo de instalación externa a la casa	12
A 9) Fiscalización de actividades	5

SECTOR "B"

NOMBRE DE LA ACTIVIDAD	DURACIÓN (DÍAS)
Y 1) Evaluación física de la instalación	2
Y 2) Planificación de las actividades	5
B 1) Instalación de concentrador primario	1
B 2) Cambio de postes de 9 x 11 metros	2
B 3) Extensiones de línea de alta tensión	2
B 4) Reubicación y colocación de transformadores	9
B 5) Reubicación de herrajes y bastidores	25
B 6) Instalación de cajas principales y adicionales	25

B 7) Alimentación de cajas adicionales	25
B 8) Soldadura de cable de comunicación	25
B 9) Colocación de acometidas a las cajas	25
B10) Verificación de acometidas en concentradores	25
B11) Arreglo de instalación externa a la casa	25
B12) Fiscalización de actividades	20

SECTOR "C"

NOMBRE DE LA ACTIVIDAD	DURACIÓN (DÍAS)
Z 1) Evaluación física de la instalación	1
Z 2) Planificación de las actividades	4
C1) Instalación de concentrador primario	1
C2) Reubicación de herrajes y bastidores	15
C3) Instalación de cajas principales y adicionales	15
C4) Soldadura de cable de comunicación	15
C5) Colocación de acometidas a las cajas	15
C6) Verificación de acometidas en concentradores	15
C7) Arreglo de instalación externa a la casa	15
C8) Fiscalización de actividades	15

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 índice de planos como planos # 2. 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) 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.

CUADRO DE DISTRIBUCION DE CONCENTRADORES SECUNDARIOS POR SECTORES Y POR SOLARES

SECTOR A: CONCENTRADOR PRIMARIO CP1

Trafo	Cap	Fase	Concentrador Secundario	Manzana	Villas	Reserva
9	25	A	101	201	25-32	9-16
9	25	A	102	201	17-24	9-16
8	50	A	103	201	1-5	11-16
8	50	A	103	202	26-30	11-16
8	50	A	104	201	6-16	12-16
8	50	A	105	202	16-25	11-16
6	50	A	106	202	1-5	11-16
6	50	A	106	203	26-30	11-16
6	50	A	107	202	6-15	11-16
6	50	A	108	203	16-25	11-16
5	50	A	109	203	1-5	11-16
5	50	A	110	203	6-15	11-16
5	50	A	111	204	16-25	11-16
4	50	A	112	204	1-5	11-16
4	50	A	112	205	26-30	11-16
4	50	A	113	204	6-15	11-16
4	50	A	114	205	16-25	11-16
3	50	A	116	205	1-5	11-16
3	50	A	116	206	26-30	11-16
3	50	A	115	205	6-15	11-16
3	50	A	117	206	16-25	11-16
2	50	A	118	206	1-5	11-16
2	50	A	118	207	28-32	11-16
2	50	A	120	206	6-15	11-16
2	50	A	119	207	17-27	12-16
17	50	B	121	207	1-5	11-16
17	50	B	121	209	28-32	11-16
17	50	B	122	207	6-16	12-16
17	50	B	123	209	17-27	12-16
16	50	B	124	209	1-5	11-16
16	50	B	124	210	26-30	11-16
16	50	B	125	209	6-16	12-16
16	50	B	126	210	16-25	11-16
15	50	B	127	210	1-5	11-16
15	50	B	127	211	26-30	11-16
15	50	B	128	210	6-15	11-16
15	50	B	129	211	16-25	11-16
15A	50	B	130	208	1-14	15-16
15A	50	B	131	208	15-29	16
14	50	B	132	211	1-5	11-16
14	50	B	132	212	26-30	11-16

SECTOR A: CONCENTRADOR PRIMARIO CP1

Trafo	Cap	Fase	Concentrador Secundario	Manzana	Villas	Reserva
14	50	B	133	211	6-15	11-16
14	50	B	134	212	16-25	11-16
13	50	B	135	212	1-5	11-16
13	50	B	135	213	26-30	11-16
13	50	B	136	212	6-15	11-16
13	50	B	137	213	16-25	11-16
12	50	B	138	213	1-5	11-16
12	50	B	138	214	28-32	11-16
12	50	B	139	213	6-15	11-16
12	50	B	140	214	17-27	12-16
11	50	B	141	214	1-5	11-16
11	50	B	141	215	28-32	11-16
11	50	B	142	214	6-16	12-16
11	50	B	143	215	17-27	12-16
25	50	C	144	215	1-5	11-16
25	50	C	144	216	26-30	11-16
25	50	C	145	215	6-16	12-16
25	50	C	146	216	16-25	11-16
24	50	C	147	216	1-5	11-16
24	50	C	147	218	26-30	11-16
24	50	C	148	216	6-15	11-16
24	50	C	149	218	16-25	11-16
23	50	C	150	218	1-5	11-16
23	50	C	150	219	26-30	11-16
23	50	C	151	218	6-15	11-16
23	50	C	152	219	16-25	11-16
21	50	C	153	219	1-5	11-16
21	50	C	153	220	26-30	11-16
21	50	C	154	219	6-15	11-16
21	50	C	155	220	16-25	11-16
20	50	C	156	220	1-5	11-16
20	50	C	156	221	26-30	11-16
20	50	C	157	220	6-15	11-16
20	50	C	158	221	16-25	11-16
22	50	C	159	217	1-12	13-16
22	50	C	160	217	13-24	13-16
18	50	C	161	221	1-5	11-16
18	50	C	161	222	28-32	11-16
18	50	C	162	221	6-15	11-16
18	50	C	163	222	17-27	12-16
19	25	C	164	222	1-8	9-16
19	25	C	165	222	9-16	9-16

SECTOR B: CONCENTRADOR PRIMARIO CP2

Trafo	Cap	Fase	Concentrador Secundario	Manzana	Villas	Reserva
1	50	B	201	243	31-40	11-16
1	50	B	202	243	21-30	11-16
26	50	B	203	243	1-7	15-16
26	50	B	203	244	34-40	15-16
26	50	B	204	244	21-33	14-16
26	50	B	205	243	8-20	14-16
27	50	C	206	244	1-10	11-16
27	50	C	207	245	37-48	13-16
28	50	C	208	245	25-36	13-16
28	50	C	209	244	11-20	11-16
29	50	A	210	245	1-12	13-16
29	50	A	211	246	37-48	13-16
29A	50	A	212	245	13-24	13-16
29A	50	A	213	246	25-36	13-16
30	50	A	214	246	1-12	13-16
30	50	A	215	246	37-48	13-16
31	50	A	216	247	25-36	13-16
31	50	A	217	246	13-24	13-16
39	50	B	218	247	1-12	13-16
39	50	B	219	247	13-24	13-16
32	50	B	220	257	37-48	13-16
32	50	B	221	257	25-36	13-16
34	50	C	222	257	1-12	13-16
34	50	C	223	256	37-48	13-16
33	50	C	224	257	13-24	13-16
33	50	C	225	256	25-36	13-16
36	50	A	226	256	1-12	13-16
36	50	A	227	255	37-48	13-16
35	50	A	228	256	13-24	13-16
35	50	A	229	255	25-36	13-16
38	50	B	230	255	1-12	13-16
38	50	B	231	254	37-48	13-16
37	50	B	232	255	13-24	13-16
37	50	B	233	254	25-36	13-16
40	50	C	234	254	1-12	13-16
40	50	C	235	253	30-38	10-16
39A	50	C	236	254	13-24	10-16
39A	50	C	237	253	20-29	11-16
45	25	A	238	253	1-10	11-16
45	25	A	239	253	11-19	10-16
29B	25	A	240	242	29-38	11-16
29B	25	A	241	242	20-28	10-16



SECTOR B: CONCENTRADOR PRIMARIO CP2

Trafo	Cap	Fase	Concentrador Secundario	Manzana	Villas	Reserva
47	50	C	242	242	7-19	14-16
47	50	C	243	241	25-38	15-16
46	50	C	244	242	1-6	-----
46	50	C	244	241	39-48	-----
46	50	C	245	248	37-48	13-16
48	50	B	246	241	1-12	13-16
48	50	B	247	240	37-48	13-16
49	50	B	248	241	13-24	13-16
49	50	B	249	240	25-36	13-16
52	50	B	250	240	13-24	13-16
52	50	B	251	239	25-36	13-16
51	50	B	252	240	1-12	13-16
51	50	B	253	239	37-48	13-16
50	25	B	254	248	25-36	13-16
79	50	A	255	239	1-12	13-16
79	50	A	256	238	37-48	13-16
80	50	A	257	239	13-24	13-16
80	50	A	258	238	25-36	13-16
41	50	A	259	248	1-12	13-16
41	50	A	260	249	37-48	13-16
43	50	A	261	249	1-12	13-16
43	50	A	262	250	37-48	13-16
83	50	C	263	250	1-12	13-16
83	50	C	264	251	31-40	11-16
85	25	C	265	251	1-7	15-16
85	25	C	265	252	34-40	15-16
86	50	C	266	252	1-10	11-16
86	50	C	267	252	11-20	11-16
84	50	C	268	252	21-33	14-16
84	50	C	269	251	8-20	14-16
82	50	C	270	251	21-30	11-16
82	50	C	271	250	13-24	13-16
44	50	A	272	250	25-36	13-16
44	50	A	273	249	13-24	13-16
42	50	A	274	249	25-36	13-16
42	50	A	275	248	13-24	13-16
58A	50	B	276	238	1-12	13-16
58A	50	B	277	238	13-24	13-16

SECTOR C: CONCENTRADOR PRIMARIO CP3

Trafo	Cap	Fase	Concentrador Secundario	Manzana	Villas	Reserva
10	50	C	301	228	31-40	11-16
10	50	C	302	228	21-30	11-16
54	50	C	303	229	31-40	11-16
54	50	C	304	228	1-10	11-16
53	50	C	305	229	21-30	11-16
53	50	C	306	228	11-20	11-16
56	50	A	307	230	37-48	13-16
56	50	A	308	229	1-10	11-16
55	50	A	309	230	25-36	13-16
55	50	A	310	229	11-20	11-16
58	50	B	311	231	37-48	13-16
58	50	B	312	230	1-12	13-16
57	50	B	313	231	25-36	13-16
57	50	B	314	230	13-24	13-16
60	50	C	315	232	37-48	13-16
60	50	C	316	231	1-12	13-16
59	50	C	317	232	25-36	13-16
59	50	C	318	231	13-24	13-16
72	50	B	319	232	1-12	13-16
72	50	B	320	232	13-24	13-16
81	50	C	321	237	25-36	13-16
81	50	C	322	237	37-48	13-16
78	50	A	323	237	1-12	13-16
78	50	A	324	236	37-48	13-16
77	50	A	325	237	13-24	13-16
77	50	A	326	236	25-36	13-16
76	50	A	327	236	1-12	13-16
76	50	A	328	235	37-48	13-16
75	50	A	329	236	13-24	13-16
75	50	A	330	235	25-36	13-16
74	50	B	331	235	1-12	13-16
74	50	B	332	234	37-48	13-16
73	50	B	333	235	13-24	13-16
73	50	B	334	234	25-36	13-16
71	50	A	335	234	1-12	13-16
71	50	A	336	233	29-38	11-16
70	50	A	337	234	13-24	13-16
70	50	A	338	233	20-28	10-16
66	50	B	339	233	1-10	11-16
66	50	B	340	233	11-19	10-16
61	50	A	341	227	29-38	11-16
61	50	A	342	227	20-28	10-16

SECTOR C: CONCENTRADOR PRIMARIO CP3

Trafo	Cap	Fase	Concentrador Secundario	Manzana	Villas	Reserva
62	50	A	343	227	1-11	12-16
62	50	A	344	226	37-48	13-16
63	50	A	345	227	12-19	9-16
63	50	A	346	226	25-36	13-16
64	50	B	347	226	1-12	13-16
64	50	B	348	225	37-48	13-16
65	50	B	349	226	13-24	13-16
65	50	B	350	225	25-36	13-16
88	50	C	351	225	1-12	13-16
88	50	C	352	224	37-48	13-16
88A	50	C	353	225	13-24	13-16
88A	50	C	354	224	25-36	13-16
69	50	B	355	224	1-12	13-16
69	50	B	356	223	37-48	13-16
69A	50	B	357	224	13-24	13-16
69A	50	B	358	223	25-36	13-16
68	50	B	359	223	1-12	13-16
68	50	B	360	223	13-24	13-16

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 seis (6) técnicos electricistas para el desarrollo de las actividades en los tres 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 dos 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 tres 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 ETAPA

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 etapa se muestra un resumen con los gastos de cada etapa y adicionalmente se establece un valor fijo por concepto de costos financieros relacionados a valores de intereses y garantías por pólizas de anticipo de créditos.

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.



EVALUACIÓN DE COSTOS POR SECTORES

SECTOR "A"

ANÁLISIS DE COSTOS	cantidad	Valor unitario (Usd/unidad)	Unidad	Tiempo (semanas)	Costo Total (Dólares)
COSTOS DIRECTOS					
Compra de Equipos y materiales					
CP + CS + CC	665	100			66.500
Herramientas para baja tensión					500
Cable Antihurto	1000	3	metros		3.000
Acometidas Dúplex	30	0,4	Km		12.000
Mano de Obra					
Electricistas para instalación	6	100		3	1.800
TOTAL DE COSTOS DIRECTOS					83.800
COSTOS INDIRECTOS					
Gastos Varios					
Transporte de personal	1	100	móvil	3	300
Viáticos y subsistencias	1	300		3	900
Alquiler de vehículos	1	200	móvil	3	600
Seguros en construcción					500
Guardias de seguridad	2	50		3	300
Alquiler de locales adicionales	1	100		3	300
Imprevistos					500
Gastos Administrativos (Pago de profesionales)					
Ingenieros de planificación	2	250		3	1.500
Ingenieros de supervisión	2	200		3	1.200
Ingeniero de subestación	1	200		3	600
TOTAL DE COSTOS INDIRECTOS					6.700

EVALUACIÓN DE COSTOS POR SECTORES

SECTOR "B"

ANÁLISIS DE COSTOS	cantidad	Valor unitario (Usd/unidad)	Unidad	Tiempo (semanas)	Costo Total (Dólares)
COSTOS DIRECTOS					
Compra de Equipos y materiales					
CP + CS + CC	872	100			87.200
Herramientas para baja tensión					500
Cable Antihurto	500	3	metros		1.500
Cable para alta tensión	300	1	metros		300
Acometidas Dúplex	50	0,4	Km		20.000
Transformadores de distribución	2	700	KVA		1.400
Mano de Obra					
Electricistas para instalación	6	100		5	3.000
Cambio de postes	3	120			360
Extensión de línea de alta	2	100			200
Reubicación de transformadores	7	90			630
Colocación de transformadores	2	70			140
TOTAL DE COSTOS DIRECTOS					114.460
COSTOS INDIRECTOS					
Gastos Varios					
Transporte de personal	1	100	móvil	5	500
Viáticos y subsistencias	1	300		5	1.500
Alquiler de vehículos	1	200	móvil	5	1.000
Seguros en construcción					500
Guardias de seguridad	2	50		5	500
Alquiler de locales adicionales	1	100		5	500
Imprevistos					700
Gastos Administrativos (Pago de profesionales)					
Ingenieros de planificación	2	250		5	2.500
Ingenieros de supervisión	2	200		5	2.000
Ingeniero de subestación	1	200		5	1.000
TOTAL DE COSTOS INDIRECTOS					10.700

EVALUACIÓN DE COSTOS POR SECTORES

SECTOR "C"

ANÁLISIS DE COSTOS	cantidad	Valor unitario (Usd/unidad)	Unidad	Tiempo (semanas)	Costo Total (Dólares)
COSTOS DIRECTOS					
Compra de Equipos y materiales					
CP + CS + CC	680	100			68.000
Herramientas para baja tensión					500
Cable Antihurto	300	3	metros		900
Acometidas Dúplex	25	0,4	Km		10.000
Mano de Obra					
Electricistas para instalación	6	100		3	1.800
					81.200
TOTAL DE COSTOS DIRECTOS					
COSTOS INDIRECTOS					
Gastos Varios					
					300
Transporte de personal	1	100	móvil	3	900
Viáticos y subsistencias	1	300		3	600
Alquiler de vehículos	1	200	móvil	3	500
Seguros en construcción				3	300
Guardias de seguridad	2	50		3	300
Alquiler de locales adicionales	1	100		3	500
Imprevistos					
Gastos Administrativos (Pago de profesionales)					
					1.500
Ingenieros de planificación	2	250		3	1.200
Ingenieros de supervisión	2	200		3	600
Ingeniero de subestación	1	200		3	
TOTAL DE COSTOS INDIRECTOS					6.700

RESUMEN DE COSTOS POR SECTORES

COSTOS DIRECTOS DE LOS TRES SECTORES	RUBRO (Usd)
COSTO DIRECTO DEL SECTOR "A"	83.800
COSTO DIRECTO DEL SECTOR "B"	114.460
COSTO DIRECTO DEL SECTOR "C"	81.200
 COSTOS INDIRECTOS DE LOS TRES SECTORES	
COSTO INDIRECTO DEL SECTOR "A"	6.700
COSTO INDIRECTO DEL SECTOR "B"	10.700
COSTO INDIRECTO DEL SECTOR "C"	6.700
 TOTAL DE COSTOS DIRECTOS	 279.460
 TOTAL DE COSTOS INDIRECTOS	 24.100
 COSTOS FINANCIEROS	 10.000
 COSTO DEL PROYECTO	 313.560

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 los tres sectores tanto en su parte evaluativa como constructiva. Se coloca además la actividad predecesora de cada tarea.

CRONOGRAMA DEL PROYECTO

SECTOR "A"

Etapa evaluativa

Actividad	Duración (días)	Avance (días)	Actividad predecesora
X1: Descrip de instalación	3	1 – 3	-----
X2: Planif de actividades	7	4 – 10	X1

Etapa constructiva

Actividad	Duración (días)	Avance (días)	Actividad predecesora
A1: Instalación de C.P.	1	11	X2
A2: Reub de herraj y bastid	12	11 – 22	A1
A3: Inst de conc princ y adi	12	11 – 22	A2
A4: Aliment de cajas adicio	12	11 – 22	A3
A5: Soldad cable comunic	12	11 – 22	A4
A6: Coloc acomet a conce	12	11 – 22	A5
A7: Verif acomet en conce	12	11 – 22	A6
A8: Arreglo de instalación	12	11 – 22	A7
A9: Fiscaliz de actividades	5	11 – 15	X1 y X2

SECTOR "B"

Etapa evaluativa

Actividad	Duración (días)	Avance (días)	Actividad predecesora
Y1: Descrip de instalación	2	16 – 17	A9
Y2: Planif de actividades	5	18 – 22	Y1

Etapa constructiva

Actividad	Duración (días)	Avance (días)	Actividad predecesora
B1: Instalación de C.P.	1	23	Y2
B2: Cambio de postes	2	23 – 24	B1
B3: Extensión línea de alta	2	23 – 24	B2
B4: Reubic de transformad	9	23 – 31	B3
B5: Reub de herraj y bastid	25	23 – 47	B4
B6: Inst de conc princ y adi	25	23 – 47	B5
B7: Aliment de cajas adicio	25	23 – 47	B6
B8: Soldad cable comunic	25	23 – 47	B7
B9: Coloc acomet a conce	25	23 – 47	B8
B10: Verif acomet en conce	25	23 – 47	B9
B11: Arreglo de instalación	25	23 – 47	B10
B12: Fiscaliz de actividad	20	23 – 42	Y1 y Y2

SECTOR "C"

Etapa evaluativa

Actividad	Duración (días)	Avance (días)	Actividad predecesora
Z1: Descrip de instalación	1	43	B12
Z2: Planif de actividades	4	44 – 47	Z1

Etapa constructiva

Actividad	Duración (días)	Avance (días)	Actividad predecesora
C1: Instalación de C.P.	1	48	Z2
C2: Reub de herraj y bastid	15	48 – 62	C1
C3: Inst de conc princ y adi	15	48 – 62	C2
C4: Aliment de cajas adicio	15	48 – 62	C3
C5: Soldad cable comunic	15	48 – 62	C4
C6: Coloc acomet a conce	15	48 – 62	C5
C7: Verif acomet en conce	15	48 – 62	C6
C8: Arreglo de instalación	15	48 – 62	C7
C9: Fiscaliz de actividad	15	48 – 62	Z1 y Z2

7.11. EVALUACIÓN DE RESULTADOS FINALES DE ACUERDO A UN DIAGRAMA DE BARRAS

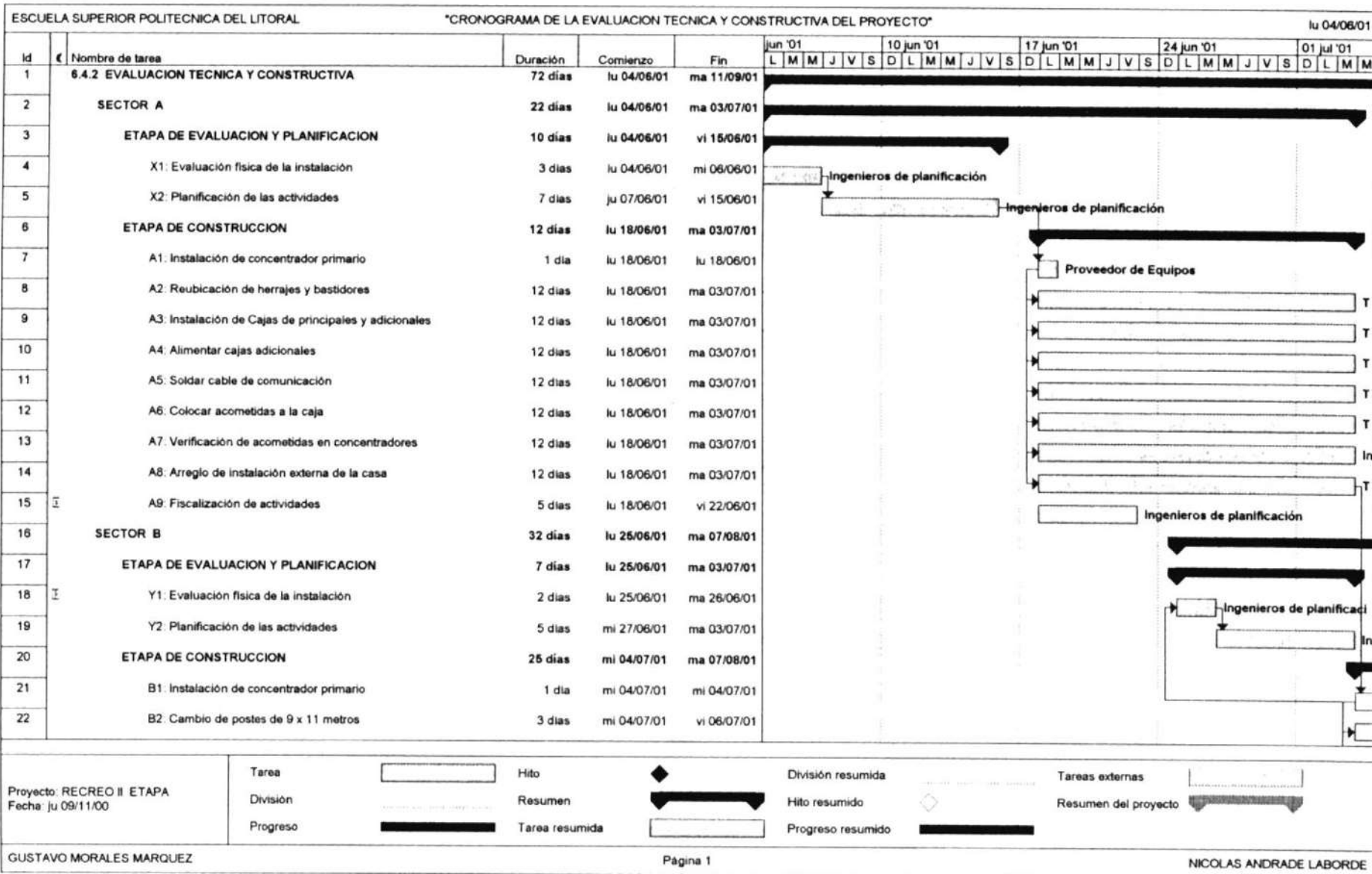
Finalmente se muestran los resultados obtenidos de acuerdo a la secuencia de los trabajos en cada sector y al tiempo que ocupa la instalación del proyecto en cada uno.

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.

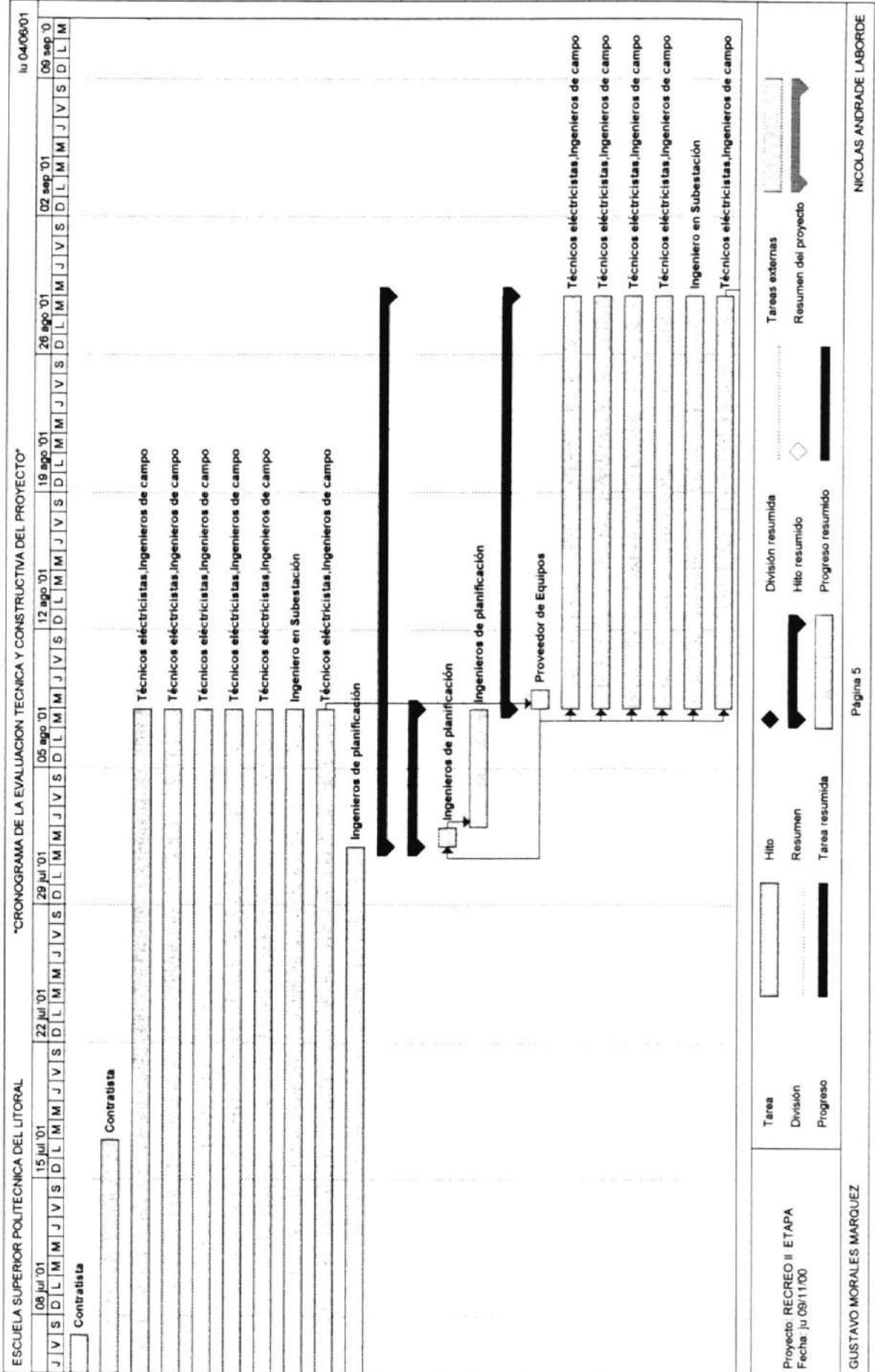
A continuación se muestran los cuadros.





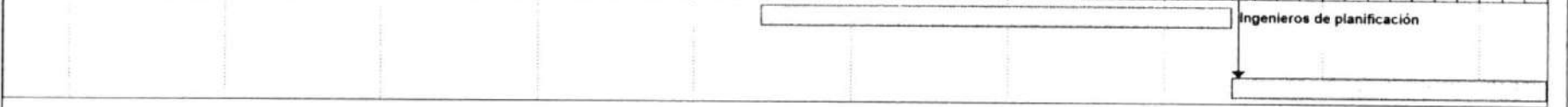
ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL		*CRONOGRAMA DE LA EVALUACION TECNICA Y CONSTRUCTIVA DEL PROYECTO*												lu 04/06/01		
Id	Nombre de tarea	Inicio	Fin	Duración	Comienzo	Fin	Jun '01	10 Jun '01	17 Jun '01	24 Jun '01	01 Jul '01					
45	C8: Fiscalización de las Actividades	mi 08/08/01	ma 28/08/01	15 días	mi 08/08/01	ma 28/08/01	L M M J V S	D L L M M J V S	D L M M J V S	S D L M M J V S	D L M M J V S	D L M M J V S	D L M M J V S	D L M M J V S		
46																
47	MONITOREO Y SUPERVISION DE INSTALACION	mi 29/08/01	ma 11/09/01	10 días	mi 29/08/01	ma 11/09/01										
		<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div style="width: 20%;"> <p>Tarea</p> <p>Division</p> <p>Progreso</p> </div> <div style="width: 20%; text-align: center;"> <p>Hito</p> <p>Resumen</p> <p>Tarea resumida</p> </div> <div style="width: 20%; text-align: center;"> <p>Division resumida</p> <p>Hito resumido</p> <p>Progreso resumido</p> </div> <div style="width: 20%; text-align: center;"> <p>Tareas externas</p> <p>Resumen del proyecto</p> </div> </div>														
Proyecto: RECREO II ETAPA Fecha: ju 09/11/00		Página 3												NICOLAS ANDRADE LABORDE		
GUSTAVO MORALES MARQUEZ																

ESUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL												*CRONOGRAMA DE LA EVALUACION TÉCNICA Y CONSTRUCTIVA DEL PROYECTO*												lu 04/06/01															
06 Jul '01				15 Jul '01				22 Jul '01				29 Jul '01				05 ago '01				12 ago '01				19 ago '01				26 ago '01				02 sep '01				09 sep '01			
J	V	S	D	L	M	J	V	S	D	L	M	J	V	S	D	L	M	J	V	S	D	L	M	J	V	S	D	L	M	J	V	S	D	L	M				
<p>éñnicos eléctricistas,Ingenieros de campo</p> <p>éñnicos eléctricistas,Ingenieros de campo</p> <p>éñnicos eléctricistas,Ingenieros de campo</p> <p>éñnicos eléctricistas,Ingenieros de campo</p> <p>éñnicos eléctricistas,Ingenieros de campo</p> <p>geniero en Subestación</p> <p>éñnicos eléctricistas,Ingenieros de campo</p> <p>ón</p> <p>genieros de planificación</p> <p>Proveedor de Equipos</p> <p>Contratista</p>																																							
Tarea												Hito												Tareas externas															
División												Resumen												Resumen del proyecto															
Progreso												Tarea resumida												Progreso resumido															
Proyecto: RECREO II ETAPA												Proyecto: RECREO II ETAPA												Proyecto: RECREO II ETAPA															
Fecha: Ju 09/11/00												Fecha: Ju 09/11/00												Fecha: Ju 09/11/00															
GUSTAVO MORALES MARQUEZ												GUSTAVO MORALES MARQUEZ												NICOLAS ANDRADE LABORDE															



Proyecto: RECREO II ETAPA
Fecha: Ju 08/11/00

06 jul '01			15 jul '01			22 jul '01			29 jul '01			05 ago '01			12 ago '01			19 ago '01			26 ago '01			02 sep '01			09 sep '01																																						
J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S



Proyecto: RECREO II ETAPA
Fecha: ju 09/11/00

Tarea		Hito		División resumida		Tareas externas	
División		Resumen		Hito resumido		Resumen del proyecto	
Progreso		Tarea resumida		Progreso resumido			

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 la etapa. El control durante la construcción debe estar encaminado hacia todos lo 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 etapa.

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.



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 investigativo 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. EMELGUR S.A. pierde grandes cantidades de energía y de dinero por no implementar un programa real de reducción de pérdidas de energía. La ciudadela "El Recreo" es un foco de pérdidas de energía que debería ser tratado de manera diferente al resto de la población. 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. En la subestación que fue analizada se observó un déficit de facturación cercano al 45%. Estos valores reflejan la situación que atraviesa la Empresa y los controles que tienen sus clientes. A nivel de Directorio y administradores debe existir la vocación de cambios ya que con estos índices alguna acción se debería tomar. No en vano el CONELEC le retiró la concesión.
3. Es momento de concientizar el problema por el que atraviesa EMELGUR S.A.. Esta Empresa mantuvo una huelga de trabajo que duró más de dos

meses la misma que perjudicó de forma considerable a los abonados que no tenían un lugar donde ir para solicitar algún servicio o reclamo.

4. Los compromisos adquiridos con muchas personas que ayudaron en *la campaña* 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.
5. Con una privatización de la Empresa, ocurrirían cambios estructurales de fondo que modernizarían ciertas áreas claves dentro de la misma como son los procesos comerciales. El nuevo dueño obligadamente tendría que realizar cambios, de lo contrario, la inversión hecha no se justificaría y la Empresa seguiría teniendo pérdidas.
6. Las leyes en este país son confusas y contradictorias. Empantanar todo proceso encaminado al servicio de la comunidad. La legalización de este proyecto no impide la implementación del mismo. No hay políticas claras y a nadie le importa darlas a conocer. Como ejemplo de lo manifestado se puede notar que en el artículo # 8 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico se habla de la energía eléctrica como un *bien estratégico*, además de citar al Código Civil y la Ley de Seguridad Nacional.
7. La implementación de un plan piloto de reducción de pérdidas genera un ahorro en la compra de energía y promueve una disminución del costo por las pérdidas no técnicas, aparte de percibir un aumento en la recaudación gracias a la facturación no registrada de los usuarios conectados directamente a la red.
8. El sistema de distribución actual está desactualizado. Es necesario realizar un rediseño general de circuitos primarios y secundarios. La postiería y los herrajes deberían tener un mantenimiento.

9. La Empresa no tiene un control sobre el alumbrado público de su área de concesión. Se observan lámparas encendidas durante el día, lo cual significa otra fuente de pérdidas de energía al no tener como medir esta energía utilizada injustificadamente. El alumbrado público es cancelado por el Municipio del cantón y se lo cobra a los abonados en las planillas de consumo como una tasa. Pero el valor que se cancela se lo calcula de acuerdo al tiempo que están encendidas las luminarias que en promedio son doce horas. Si no se tiene control sobre el sistema de alumbrado público, la energía consumida por este sistema sería mayor a la facturada por la Empresa. Lo cual definitivamente sería otra causa de desbalance tanto energético como económico.
10. 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.
11. El sistema de medición centralizada es un sistema idóneo para ser implantado en un área urbano-marginal. Este sistema tiende a cero las pérdidas de energía y elimina el fraude en las instalaciones; ahorra costos de comercialización y permite conocer al cliente el valor de su consumo. Fomenta el ahorro de energía al ser la medición exacta y permite establecer un consumo histórico real de los abonados.
12. El sistema de medición centralizado no se podría implementar en zonas rurales donde habitan clientes de consumo bajo (menores a 100 kilovatios-hora/mes). Esto se debe a que la inversión no se justificaría y probablemente no se lograría recuperarla en ningún periodo de tiempo. Es decir, el proyecto en clientes de este tipo no sería rentable. Este mismo concepto se aplica a clientes que se encuentren dispersos o muy

alejados entre sí debido a que la calidad del servicio bajaría considerablemente.

13. Si se llegara a implementar el sistema de medición centralizada se necesitarían tres concentradores primarios, uno para cada sector. En lo referente a los concentradores secundarios: para el sector "A" se necesitarían 65 concentradores, para el sector "B" se utilizarían 77 concentradores y en el sector "C" se colocarían 60 concentradores. Adicionalmente se instalarían aproximadamente 5 kilómetros de cable de comunicación y 90 kilómetros de acometidas.
14. 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 0.084 dólares; sin embargo, existe una incertidumbre en el valor de las tarifas a futuro. Aunque el proyecto propuesto no tiene una gran inversión como lo fuera si se lo hiciera para toda la ciudadela "El Recreo", difícilmente se lograría un financiamiento. No hay una política de seguimiento y control de proyectos. Todo gran proyecto a ser implementado deberá esperar a la venta de las Empresas Eléctricas.
15. La labor comercial de la Empresa es limitada y no proporciona la debida información que requieren los usuarios. En el fondo, hay desconocimiento en la manera de trabajar; cada empleado sigue un

criterio propio y no hay directrices generales de trabajo. Lo peor de todo es que los trabajadores de la Empresa son los encargados de establecer los consumos a los abonados y en algunos casos, no miden las consecuencias de colocar consumos equivocados por no implementarse un sistema de medición que sea aplicable a todos los usuarios.

16. La palabra control es básica en el área de servicio de EMELGUR. Su área de concesión tiene cantones con áreas urbano-marginales que de manera general son habitadas por personas de bajos recursos económicos. La idiosincrasia de estas personas ante una falta de recursos es sencillamente la de disponer de las facilidades existentes sin importar que este servicio no sea gratuito. Por este motivo se debe tener un control más estricto sobre los clientes y especialmente en zonas donde prolifera el robo de energía.
17. 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.
18. 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. Pensamos que luego de este análisis hemos logrado nuestro objetivo. Se ha propuesto una metodología para el análisis de alternativas desde varios puntos de vista y considerando los parámetros fundamentales para la reducción de

pérdidas. Esperamos que el presente trabajo sirva de guía para trabajos de consultoría en el ámbito de Distribución.

RECOMENDACIONES

De acuerdo a las conclusiones expuestas se recomienda lo siguiente:

1. Agilizar los mecanismos para la venta de la Empresa. Con la venta de las Empresas Eléctricas los procedimientos y la manera de trabajar cambiarán significativamente.
2. 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.
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.
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, las cosas cambiaron y los ciudadanos veían el pago de sus impuestos reflejados en obras. Lo mismo debería ocurrir con el servicio de energía eléctrica.

5. Con respecto al Sistema de Medición Centralizada, de darse la implementación del proyecto, se deberá construir casetas para la colocación de los concentradores primarios. Dadas las características del terreno, se diseñó el proyecto colocando los concentradores en las villas de los abonados. Sin embargo, con el afán de eximir al cliente por algún daño del equipo y para una mayor seguridad en el cuidado del mismo se tratará de construir en el menor tiempo un lugar para su definitiva ubicación.
6. Realizar censos de clientes en las cabeceras cantonales. Permitiendo de esta manera tener una base de datos real y actualizada de los abonados en las zonas urbanas de los cantones que sirva la Empresa. Con respecto a los clientes rurales, su verificación y ubicación se la hará con personal contratado y de una manera más lenta debido a lo separado que se encuentran en el terreno.
7. Terciarizar los servicios comerciales como la entrega de planillas 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.
8. 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 porqué 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.

9. 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.
10. Debido a la escasez de medidores en la Empresa se recomienda retirar los medidores ubicados en las zonas rurales, de tal manera que se les pueda aplicar un consumo fijo. Esta acción paliará en algo el déficit de medidores en las bodegas de la Empresa y permitirá la instalación de los mismos en lugares donde verdaderamente se justifique su colocación.
11. 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 en los laboratorios de la Empresa no se alcanza a repararlos. La contratación de personal especializado en estas labores y la readecuación del laboratorio permitirá reparar los medidores y dejarlos listos para ser instalados.
12. 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.

13. Establecer el recorrido de las alimentadoras primarias con sus ramificaciones en todas las subestaciones de la Empresa a fin de tener un documento real de las alimentadoras existentes y sus recorridos. Determinar un censo de transformadores por fase de la alimentadora a fin de determinar si las líneas y el transformador de la subestación no están sobrecargadas.
14. 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.
15. 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.

16. Efectuar un levantamiento de circuitos secundarios por cada fase de una alimentadora. Establecer de manera aproximada cuántos usuarios se sirven de cada transformador, especialmente en la parte central o comercial de los respectivos cantones.
17. Reordenar el sistema de Distribución. Cambiar los circuitos secundarios desgastados y retirar el material obsoleto. 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.
18. 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. Esto servirá para evaluar los balances energéticos por zona y así tomar las acciones respectivas para *limpiar* cada sector.
19. 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.
20. Realizar auditorías periódicas sin previo aviso en el proceso de facturación y los ciclos de lectura a fin de evaluar el trabajo de los señores facturadores.
21. Reordenar, en la medida de lo posible, las rutas de lecturas por alimentadora y a la vez tomando circuitos que estén compactados de manera tal que formen un bloque de usuarios fácil de identificar por ruta de lectura, circuito, fase de alimentadora y subestación.

22. 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.
23. 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 violaciones de sellos, la manipulación 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.
24. Implementar un plan de facturación y recaudación en línea. Existirá un ahorro por la disminución de la emisión de planillas. Se podría establecer que si una planilla no es cancelada no se imprimiría la posterior. Ya no habría duplicidad en la emisión de planillas por pérdida o robo. Se puede plantear la idea de cobrar la factura del mes por medio de bancos o de tarjetas de crédito; se evitaría de esta forma la acumulación de planillas. Esto para clientes con una buena posición económica.
25. 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.
26. Dar mayor apoyo a la difusión de las leyes y reglamentos concernientes al sector eléctrico para que así los abonados de una Empresa Eléctrica

conozcan sus deberes y derechos y sepan dónde pueden presentar sus reclamos. Explicar el aumento de las tarifas eléctricas mes a mes a los clientes, de una manera sencilla, sin utilizar términos técnicos ni complicados. Hacer notar que aunque se consuma la misma cantidad de kilovatios-hora por mes el valor de la planilla se incrementará porque el precio del kilovatio hora aumenta cada mes e insistir que será así hasta que se llegue a valores reales de tarifas. Las resoluciones del CONELEC respecto a niveles de calidad exigidos para la prestación del servicio de electricidad por parte de las empresas distribuidoras deberán ser publicadas por los diarios de mayor circulación. Se debe orientar y educar a los abonados que son los que pagan por el servicio.

27. 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.

28. Finalmente, se recomienda la contratación de personal especializado en labores de distribución y sobre todo con experiencia probada en el área de pérdidas de energía y elaboración de planes de control.

ANEXOS

ANEXO # 1

Propuesta del Manual Latinoamericano y del Caribe para el Control de Pérdidas Eléctricas de la OLADE.

En general se basa en desarrollar para cada una de las partes en que se divide el sistema, un modelo eléctrico del mismo (generador, transformador, línea de transmisión, línea de distribución).

Mediante el uso del flujo de carga, define valores de tensión (magnitud y ángulo en los distintos puntos del sistema, lo que le permite calcular las corrientes que circulan por los diferentes elementos y con ello obtener las pérdidas de potencia correspondiente

Las pérdidas totales del sistema se determinan sumando las de cada elemento y adicionándoles las que son independientes e la demanda (perdida en vacío en transformadores, efecto corona en las líneas de transmisión).

Para el cálculo de las pérdidas de energía, si bien el ideal se lograría con el conocimiento en cada punto y en cada momento, del valor de la demanda proponen como forma más práctica de determinarlas, la utilización de modelos estadísticos que permitan evaluar la demanda máxima (o para diferentes condiciones de operación) y mediante la aplicación de una serie de factores se estima el valor de las pérdidas de energía durante el período de estudio.

Los modelos posibles a utilizar son dos:

Utilizando el factor de pérdidas, que es la relación entre la condición de promedio y la máxima (generación o de manda según corresponda) con el cual se afecta las pérdidas de potencia determinada para la condición máxima, y aplicada al intervalo de tiempo que se considere.

Efectuando estudios de flujos de carga en diferentes condiciones de carga (máxima, mínima, niveles intermedios) para encontrar el valor de las pérdidas de potencia.

Con los datos de pérdidas de potencia obtenidos, se ajusta una función que relaciona las pérdidas con la demanda total, obteniéndose un modelo de la forma:

$$PD = C1 + C2 PD + C3 PD^2$$

PD: Demanda total del sistema

C1, C2, C3: Coeficientes determinados con modelo estadístico.

Las pérdidas en vacío de transformadores y las de efecto corona en las redes de transmisión, se determinan por separado y son consideradas constantes en cada intervalo de tiempo y se adicionan al término C1 o se suman independientemente.

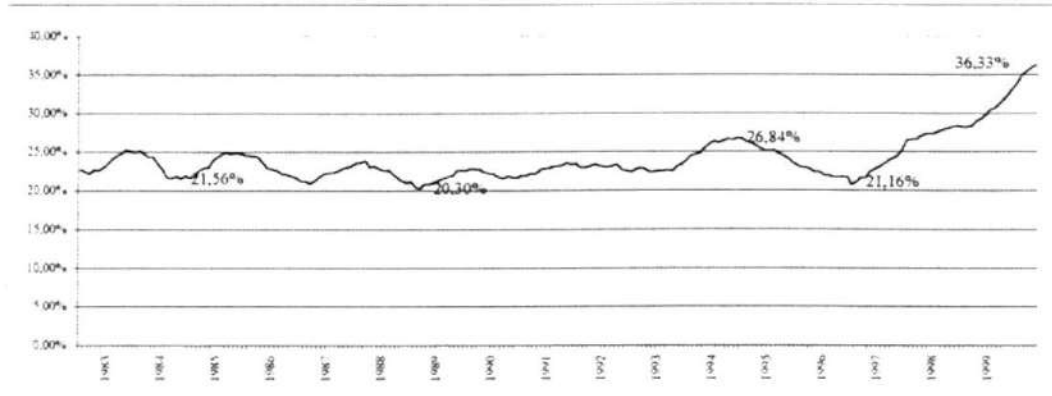
Una vez evaluadas las pérdidas de potencia mediante un flujo de carga para una serie de condiciones de la demanda, aplicando la función anterior, se obtienen las correspondientes para cada intervalo de tiempo considerado (por ejemplo cada hora), sumándole además las de vacío.

Con ello se obtiene luego las pérdidas de energía de cada intervalo como el producto de la pérdida de potencia por la duración del intervalo considerado.

La pérdida total de energía se obtiene por la sumatoria de las que corresponden a cada uno de los intervalos considerados.

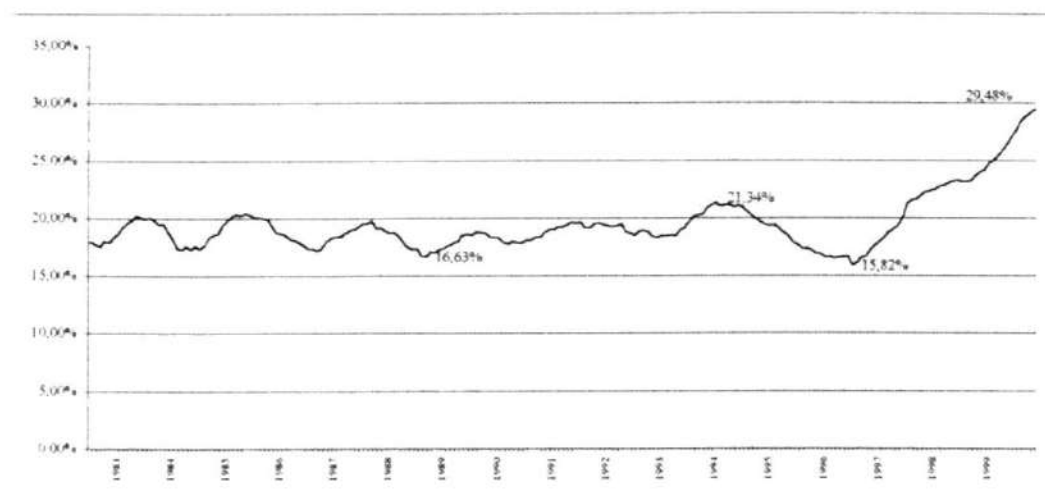
EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL GUAYAS LOS RIOS S.A.
 DIRECCION DE PLANIFICACION
 SUPERINTENDENCIA DE CONTROL Y ESTADISTICAS

EVOLUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA MENSUALES ANUALIZADAS DE EMELGUR
 (NO INCLUYE ECAPAG)



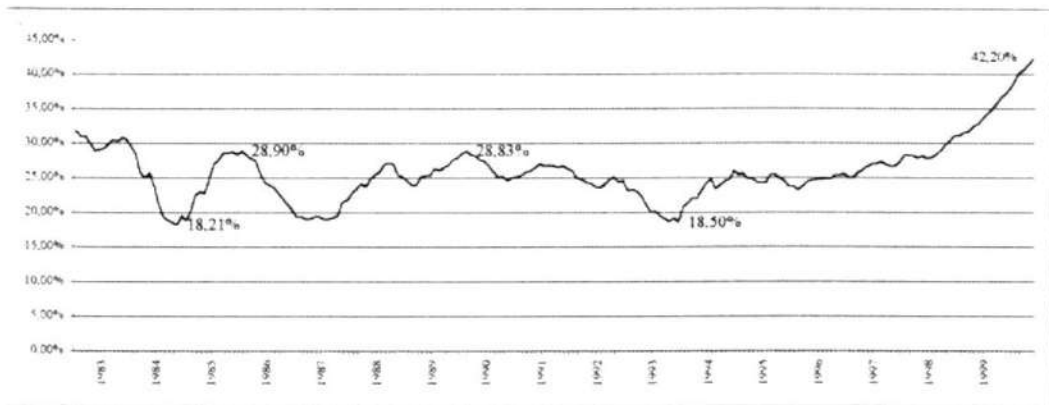
AÑO	MES	(%)	AÑO	MES	(%)	AÑO	MES	(%)	AÑO	MES	(%)
1983	Enero	22,77%	1988	Enero	23,59%	1993	Enero	22,38%	1998	Enero	26,54%
	Febrero	22,51%		Febrero	23,67%		Febrero	22,79%		Febrero	26,74%
	Marzo	22,16%		Marzo	23,88%		Marzo	22,98%		Marzo	26,75%
	Abril	22,72%		Abril	23,06%		Abril	22,85%		Abril	27,15%
	Mayo	22,61%		Mayo	23,16%		Mayo	22,44%		Mayo	27,39%
	Junio	23,04%		Junio	22,82%		Junio	22,39%		Junio	27,43%
	Julio	23,47%		Julio	22,62%		Julio	22,58%		Julio	27,51%
	Agosto	24,12%		Agosto	22,67%		Agosto	22,52%		Agosto	27,80%
	Septiembre	24,53%		Septiembre	22,25%		Septiembre	22,66%		Septiembre	28,01%
	Octubre	24,77%		Octubre	21,71%		Octubre	22,51%		Octubre	28,16%
	Noviembre	25,28%		Noviembre	21,26%		Noviembre	23,18%		Noviembre	28,32%
	Diciembre	25,09%		Diciembre	21,01%		Diciembre	23,38%		Diciembre	28,39%
1984	Enero	24,95%	1989	Enero	21,21%	1994	Enero	23,98%	1999	Enero	28,26%
	Febrero	25,14%		Febrero	20,46%		Febrero	24,49%		Febrero	28,25%
	Marzo	24,79%		Marzo	20,30%		Marzo	24,69%		Marzo	28,42%
	Abril	24,28%		Abril	20,89%		Abril	24,88%		Abril	28,98%
	Mayo	24,41%		Mayo	20,87%		Mayo	25,61%		Mayo	29,36%
	Junio	23,47%		Junio	21,13%		Junio	26,03%		Junio	29,74%
	Julio	22,75%		Julio	21,36%		Julio	26,42%		Julio	30,44%
	Agosto	21,72%		Agosto	21,64%		Agosto	26,21%		Agosto	30,75%
	Septiembre	21,60%		Septiembre	21,82%		Septiembre	26,53%		Septiembre	31,32%
	Octubre	21,89%		Octubre	21,97%		Octubre	26,70%		Octubre	31,89%
	Noviembre	21,56%		Noviembre	22,59%		Noviembre	26,58%		Noviembre	32,52%
	Diciembre	21,96%		Diciembre	22,67%		Diciembre	26,84%		Diciembre	33,32%
1985	Enero	21,60%	1990	Enero	22,58%	1995	Enero	26,77%	2000	Enero	34,00%
	Febrero	21,95%		Febrero	22,89%		Febrero	26,39%		Febrero	35,06%
	Marzo	22,67%		Marzo	22,83%		Marzo	26,15%		Marzo	35,52%
	Abril	22,94%		Abril	22,77%		Abril	25,86%		Abril	35,96%
	Mayo	23,05%		Mayo	22,38%		Mayo	25,48%		Mayo	36,33%
	Junio	23,86%		Junio	22,26%		Junio	25,17%			
	Julio	24,37%		Julio	22,23%		Julio	25,16%			
	Agosto	24,72%		Agosto	21,80%		Agosto	25,26%			
	Septiembre	25,02%		Septiembre	21,59%		Septiembre	24,81%			
	Octubre	24,74%		Octubre	21,91%		Octubre	24,49%			
	Noviembre	24,97%		Noviembre	21,75%		Noviembre	24,22%			
	Diciembre	24,79%		Diciembre	21,71%		Diciembre	23,64%			
1986	Enero	24,57%	1991	Enero	22,00%	1996	Enero	23,35%			
	Febrero	24,51%		Febrero	22,01%		Febrero	22,96%			
	Marzo	24,42%		Marzo	22,24%		Marzo	23,00%			
	Abril	24,34%		Abril	22,20%		Abril	22,75%			
	Mayo	23,53%		Mayo	22,66%		Mayo	22,44%			
	Junio	22,92%		Junio	22,92%		Junio	22,39%			
	Julio	22,78%		Julio	22,93%		Julio	22,03%			
	Agosto	22,65%		Agosto	23,16%		Agosto	21,97%			
	Septiembre	22,22%		Septiembre	23,17%		Septiembre	21,78%			
	Octubre	22,10%		Octubre	23,32%		Octubre	21,79%			
	Noviembre	21,91%		Noviembre	23,58%		Noviembre	21,85%			
	Diciembre	21,67%		Diciembre	23,36%		Diciembre	21,77%			
1987	Enero	21,19%	1992	Enero	23,53%	1997	Enero	20,77%			
	Febrero	21,20%		Febrero	22,95%		Febrero	21,16%			
	Marzo	20,91%		Marzo	22,95%		Marzo	21,69%			
	Abril	21,26%		Abril	23,22%		Abril	21,77%			
	Mayo	21,83%		Mayo	23,37%		Mayo	22,45%			
	Junio	22,21%		Junio	23,22%		Junio	22,79%			
	Julio	22,31%		Julio	23,10%		Julio	23,11%			
	Agosto	22,30%		Agosto	23,07%		Agosto	23,49%			
	Septiembre	22,64%		Septiembre	23,24%		Septiembre	23,89%			
	Octubre	22,87%		Octubre	23,42%		Octubre	24,21%			
	Noviembre	23,06%		Noviembre	22,70%		Noviembre	24,51%			
	Diciembre	23,27%		Diciembre	22,06%		Diciembre	25,28%			

EVOLUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA MENSUALES ANUALIZADAS DE EMELGUR S.A.
(INCLUYE ECAPAG)



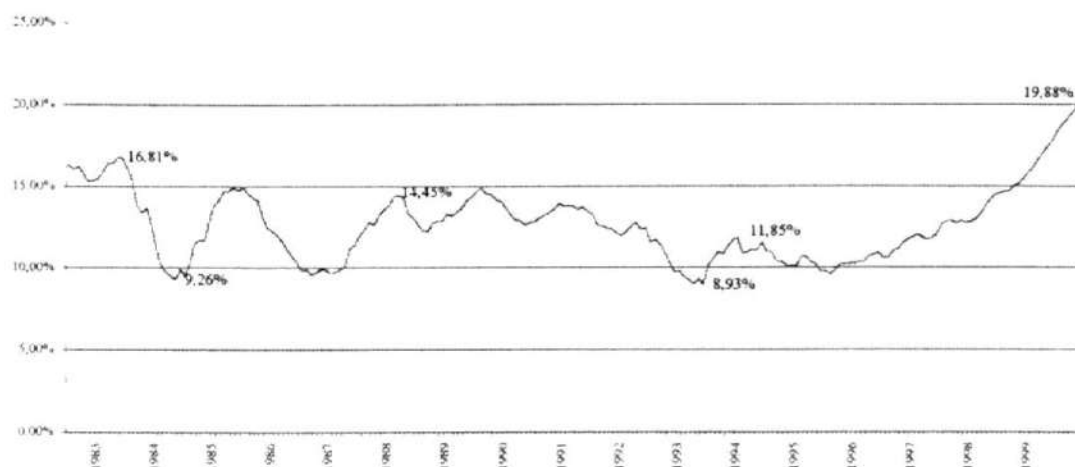
ANO	MES	(%)	ANO	MES	(%)	ANO	MES	(%)	ANO	MES	(%)
1983	Enero	17,97%	1988	Enero	19,56%	1993	Enero	18,50%	1998	Enero	21,30%
	Febrero	17,79%		Febrero	19,61%		Febrero	18,85%		Febrero	21,58%
	Marzo	17,54%		Marzo	19,82%		Marzo	18,96%		Marzo	21,65%
	Abril	18,01%		Abril	19,13%		Abril	18,76%		Abril	22,03%
	Mayo	17,95%		Mayo	19,22%		Mayo	18,38%		Mayo	22,28%
	Junio	18,30%		Junio	18,92%		Junio	18,32%		Junio	22,38%
	Julio	18,66%		Julio	18,74%		Julio	18,48%		Julio	22,48%
	Agosto	19,21%		Agosto	18,76%		Agosto	18,44%		Agosto	22,74%
	Septiembre	19,57%		Septiembre	18,39%		Septiembre	18,57%		Septiembre	22,92%
	Octubre	19,81%		Octubre	17,92%		Octubre	18,44%		Octubre	23,08%
	Noviembre	20,23%		Noviembre	17,52%		Noviembre	18,99%		Noviembre	23,25%
	Diciembre	20,10%		Diciembre	17,29%		Diciembre	19,18%		Diciembre	23,31%
1984	Enero	19,99%	1989	Enero	17,43%	1994	Enero	19,68%	1999	Enero	23,20%
	Febrero	20,13%		Febrero	16,80%		Febrero	20,13%		Febrero	23,18%
	Marzo	19,84%		Marzo	16,63%		Marzo	20,32%		Marzo	23,27%
	Abril	19,43%		Abril	17,10%		Abril	20,41%		Abril	23,70%
	Mayo	19,56%		Mayo	17,08%		Mayo	20,90%		Mayo	23,98%
	Junio	18,82%		Junio	17,29%		Junio	21,14%		Junio	24,25%
	Julio	18,25%		Julio	17,47%		Julio	21,34%		Julio	24,79%
	Agosto	17,42%		Agosto	17,71%		Agosto	21,04%		Agosto	25,02%
	Septiembre	17,33%		Septiembre	17,86%		Septiembre	21,16%		Septiembre	25,47%
	Octubre	17,57%		Octubre	18,00%		Octubre	21,19%		Octubre	25,95%
	Noviembre	17,31%		Noviembre	18,54%		Noviembre	20,98%		Noviembre	26,46%
	Diciembre	17,64%		Diciembre	18,63%		Diciembre	21,11%		Diciembre	27,12%
1985	Enero	17,37%	1990	Enero	18,56%	1995	Enero	20,91%	2000	Enero	27,65%
	Febrero	17,69%		Febrero	18,82%		Febrero	20,52%		Febrero	28,47%
	Marzo	18,32%		Marzo	18,77%		Marzo	20,20%		Marzo	28,83%
	Abril	18,57%		Abril	18,72%		Abril	19,91%		Abril	29,20%
	Mayo	18,69%		Mayo	18,41%		Mayo	19,63%		Mayo	29,48%
	Junio	19,39%		Junio	18,32%		Junio	19,39%			
	Julio	19,82%		Julio	18,30%		Julio	19,37%			
	Agosto	20,15%		Agosto	17,94%		Agosto	19,41%			
	Septiembre	20,43%		Septiembre	17,76%		Septiembre	19,04%			
	Octubre	20,24%		Octubre	18,03%		Octubre	18,71%			
	Noviembre	20,48%		Noviembre	17,89%		Noviembre	18,47%			
	Diciembre	20,37%		Diciembre	17,86%		Diciembre	17,93%			
1986	Enero	20,17%	1991	Enero	18,13%	1996	Enero	17,68%			
	Febrero	20,11%		Febrero	18,15%		Febrero	17,33%			
	Marzo	20,04%		Marzo	18,36%		Marzo	17,38%			
	Abril	19,96%		Abril	18,37%		Abril	17,22%			
	Mayo	19,28%		Mayo	18,77%		Mayo	16,96%			
	Junio	18,78%		Junio	19,01%		Junio	16,91%			
	Julio	18,68%		Julio	19,04%		Julio	16,62%			
	Agosto	18,56%		Agosto	19,26%		Agosto	16,63%			
	Septiembre	18,21%		Septiembre	19,29%		Septiembre	16,51%			
	Octubre	18,10%		Octubre	19,45%		Octubre	16,58%			
	Noviembre	17,94%		Noviembre	19,69%		Noviembre	16,65%			
	Diciembre	17,75%		Diciembre	19,53%		Diciembre	16,62%			
1987	Enero	17,37%	1992	Enero	19,67%	1997	Enero	15,82%			
	Febrero	17,39%		Febrero	19,14%		Febrero	16,15%			
	Marzo	17,16%		Marzo	19,19%		Marzo	16,60%			
	Abril	17,47%		Abril	19,47%		Abril	16,70%			
	Mayo	17,96%		Mayo	19,59%		Mayo	17,32%			
	Junio	18,31%		Junio	19,46%		Junio	17,67%			
	Julio	18,38%		Julio	19,33%		Julio	18,01%			
	Agosto	18,39%		Agosto	19,25%		Agosto	18,38%			
	Septiembre	18,69%		Septiembre	19,36%		Septiembre	18,77%			
	Octubre	18,91%		Octubre	19,48%		Octubre	19,07%			
	Noviembre	19,08%		Noviembre	18,84%		Noviembre	19,49%			
	Diciembre	19,27%		Diciembre	18,71%		Diciembre	20,13%			

EVOLUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA MENSUALES ANUALIZADAS DEL SISTEMA DAULE
(NO INCLUYE ECAPAG)



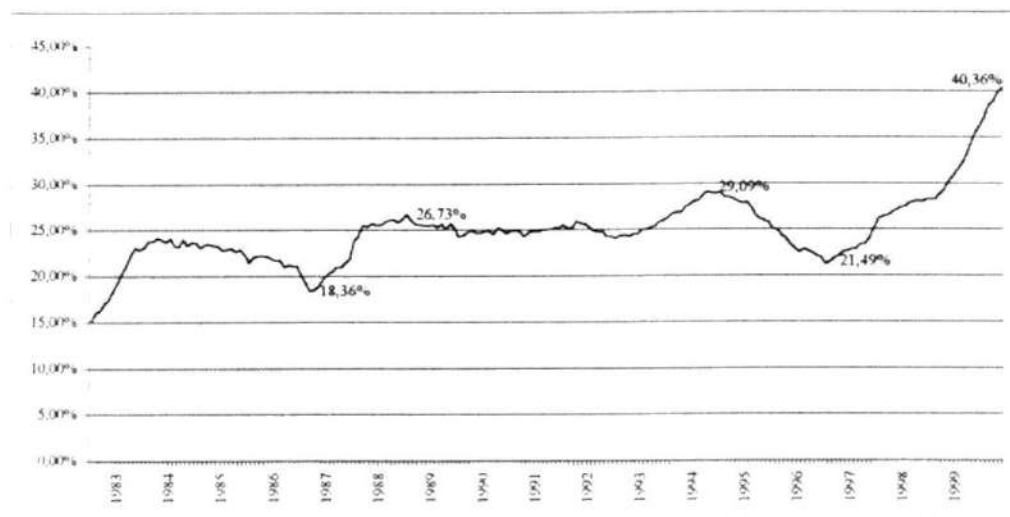
ANO	MES	(%)	ANO	MES	(%)	ANO	MES	(%)	ANO	MES	(%)
1983	Enero	31.70%	1988	Enero	22.81%	1993	Enero	23.06%	1998	Enero	28.20%
	Febrero	30.93%		Febrero	23.47%		Febrero	23.34%		Febrero	28.24%
	Marzo	30.98%		Marzo	24.18%		Marzo	23.02%		Marzo	28.19%
	Abril	29.92%		Abril	23.71%		Abril	22.36%		Abril	27.82%
	Mayo	28.87%		Mayo	24.86%		Mayo	21.13%		Mayo	28.13%
	Junio	29.00%		Junio	25.51%		Junio	20.07%		Junio	27.80%
	Julio	29.29%		Julio	25.86%		Julio	20.20%		Julio	27.95%
	Agosto	29.91%		Agosto	26.97%		Agosto	19.55%		Agosto	28.33%
	Septiembre	30.51%		Septiembre	27.12%		Septiembre	19.09%		Septiembre	28.95%
	Octubre	30.33%		Octubre	26.98%		Octubre	18.61%		Octubre	29.73%
	Noviembre	30.81%		Noviembre	25.45%		Noviembre	19.25%		Noviembre	30.41%
	Diciembre	30.44%		Diciembre	25.12%		Diciembre	18.50%		Diciembre	31.05%
1984	Enero	29.41%	1989	Enero	24.56%	1994	Enero	20.80%	1999	Enero	31.17%
	Febrero	28.29%		Febrero	23.94%		Febrero	21.38%		Febrero	31.46%
	Marzo	25.69%		Marzo	24.06%		Marzo	22.11%		Marzo	31.68%
	Abril	24.99%		Abril	25.13%		Abril	22.01%		Abril	32.35%
	Mayo	25.72%		Mayo	25.40%		Mayo	23.28%		Mayo	32.74%
	Junio	23.73%		Junio	25.43%		Junio	24.23%		Junio	33.45%
	Julio	21.39%		Julio	26.35%		Julio	24.85%		Julio	34.21%
	Agosto	19.46%		Agosto	26.10%		Agosto	23.43%		Agosto	34.86%
	Septiembre	18.79%		Septiembre	26.49%		Septiembre	23.93%		Septiembre	35.77%
	Octubre	18.51%		Octubre	26.88%		Octubre	24.50%		Octubre	36.60%
	Noviembre	18.21%		Noviembre	27.58%		Noviembre	24.75%		Noviembre	37.24%
	Diciembre	19.63%		Diciembre	27.89%		Diciembre	25.99%		Diciembre	37.98%
1985	Enero	18.82%	1990	Enero	28.44%	1995	Enero	25.37%	2000	Enero	39.14%
	Febrero	20.38%		Febrero	28.83%		Febrero	25.61%		Febrero	40.23%
	Marzo	22.55%		Marzo	28.30%		Marzo	24.82%		Marzo	40.75%
	Abril	23.00%		Abril	28.14%		Abril	24.90%		Abril	41.46%
	Mayo	22.80%		Mayo	27.63%		Mayo	24.25%		Mayo	42.20%
	Junio	25.05%		Junio	27.37%		Junio	24.28%			
	Julio	26.95%		Julio	26.71%		Julio	24.33%			
	Agosto	27.59%		Agosto	25.84%		Agosto	25.48%			
	Septiembre	28.60%		Septiembre	25.15%		Septiembre	25.45%			
	Octubre	28.56%		Octubre	25.20%		Octubre	24.90%			
	Noviembre	28.78%		Noviembre	24.63%		Noviembre	24.55%			
	Diciembre	28.29%		Diciembre	25.05%		Diciembre	23.70%			
1986	Enero	28.90%	1991	Enero	25.10%	1996	Enero	23.75%			
	Febrero	28.26%		Febrero	25.50%		Febrero	23.25%			
	Marzo	27.77%		Marzo	25.76%		Marzo	23.82%			
	Abril	27.46%		Abril	26.00%		Abril	24.42%			
	Mayo	25.73%		Mayo	26.41%		Mayo	24.69%			
	Junio	24.32%		Junio	27.04%		Junio	24.77%			
	Julio	23.94%		Julio	26.71%		Julio	24.81%			
	Agosto	23.55%		Agosto	26.82%		Agosto	24.86%			
	Septiembre	22.88%		Septiembre	26.73%		Septiembre	24.85%			
	Octubre	21.98%		Octubre	26.47%		Octubre	25.40%			
	Noviembre	21.25%		Noviembre	26.75%		Noviembre	25.42%			
	Diciembre	20.44%		Diciembre	26.22%		Diciembre	25.60%			
1987	Enero	19.36%	1992	Enero	26.05%	1997	Enero	24.96%			
	Febrero	19.48%		Febrero	24.96%		Febrero	25.06%			
	Marzo	18.95%		Marzo	24.79%		Marzo	25.75%			
	Abril	19.11%		Abril	24.36%		Abril	26.07%			
	Mayo	19.45%		Mayo	24.24%		Mayo	26.62%			
	Junio	19.42%		Junio	23.76%		Junio	26.94%			
	Julio	19.01%		Julio	23.58%		Julio	27.01%			
	Agosto	19.08%		Agosto	24.08%		Agosto	27.37%			
	Septiembre	19.29%		Septiembre	24.74%		Septiembre	26.89%			
	Octubre	19.60%		Octubre	25.17%		Octubre	26.66%			
	Noviembre	21.54%		Noviembre	24.33%		Noviembre	26.76%			
	Diciembre	21.84%		Diciembre	24.59%		Diciembre	27.22%			

EVOLUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA MENSUALES ANUALIZADAS DEL SISTEMA DAULE
(INCLUYE ECAPAG)



ANO	MES	(%)	ANO	MES	(%)	ANO	MES	(%)	ANO	MES	(%)
1983	Enero	16.33%	1988	Enero	11.96%	1993	Enero	11.55%	1998	Enero	12.72%
	Febrero	16.06%		Febrero	12.32%		Febrero	11.73%		Febrero	12.88%
	Marzo	16.22%		Marzo	12.83%		Marzo	11.44%		Marzo	12.91%
	Abril	15.80%		Abril	12.58%		Abril	10.97%		Abril	12.73%
	Mayo	15.30%		Mayo	13.23%		Mayo	10.28%		Mayo	12.91%
	Junio	15.36%		Junio	13.57%		Junio	9.70%		Junio	12.77%
	Julio	15.52%		Julio	13.79%		Julio	9.76%		Julio	12.83%
	Agosto	15.95%		Agosto	14.42%		Agosto	9.44%		Agosto	12.98%
	Septiembre	16.40%		Septiembre	14.45%		Septiembre	9.24%		Septiembre	13.28%
	Octubre	16.43%		Octubre	14.30%		Octubre	8.99%		Octubre	13.74%
	Noviembre	16.81%		Noviembre	13.34%		Noviembre	9.29%		Noviembre	14.16%
	Diciembre	16.70%		Diciembre	13.08%		Diciembre	8.93%		Diciembre	14.52%
1984	Enero	16.12%	1989	Enero	12.66%	1994	Enero	10.19%	1999	Enero	14.60%
	Febrero	15.40%		Febrero	12.30%		Febrero	10.55%		Febrero	14.71%
	Marzo	13.83%		Marzo	12.24%		Marzo	11.00%		Marzo	14.72%
	Abril	13.35%		Abril	12.77%		Abril	10.82%		Abril	15.04%
	Mayo	13.70%		Mayo	12.87%		Mayo	11.33%		Mayo	15.21%
	Junio	12.62%		Junio	12.86%		Junio	11.69%		Junio	15.52%
	Julio	11.33%		Julio	13.30%		Julio	11.85%		Julio	15.87%
	Agosto	10.22%		Agosto	13.16%		Agosto	10.90%		Agosto	16.19%
	Septiembre	9.77%		Septiembre	13.40%		Septiembre	10.99%		Septiembre	16.67%
	Octubre	9.53%		Octubre	13.65%		Octubre	11.13%		Octubre	17.12%
	Noviembre	9.26%		Noviembre	14.09%		Noviembre	11.09%		Noviembre	17.44%
	Diciembre	9.90%		Diciembre	14.35%		Diciembre	11.58%		Diciembre	17.84%
1985	Enero	9.48%	1990	Enero	14.66%	1995	Enero	11.02%	2000	Enero	18.39%
	Febrero	10.29%		Febrero	14.89%		Febrero	10.97%		Febrero	18.85%
	Marzo	11.46%		Marzo	14.61%		Marzo	10.41%		Marzo	19.14%
	Abril	11.73%		Abril	14.51%		Abril	10.40%		Abril	19.51%
	Mayo	11.65%		Mayo	14.21%		Mayo	10.12%		Mayo	19.88%
	Junio	12.83%		Junio	14.08%		Junio	10.10%			
	Julio	13.81%		Julio	13.75%		Julio	10.11%			
	Agosto	14.18%		Agosto	13.30%		Agosto	10.68%			
	Septiembre	14.71%		Septiembre	12.91%		Septiembre	10.68%			
	Octubre	14.73%		Octubre	12.90%		Octubre	10.37%			
	Noviembre	14.94%		Noviembre	12.58%		Noviembre	10.22%			
	Diciembre	14.73%		Diciembre	12.78%		Diciembre	9.75%			
1986	Enero	14.96%	1991	Enero	12.84%	1996	Enero	9.81%			
	Febrero	14.57%		Febrero	13.07%		Febrero	9.55%			
	Marzo	14.29%		Marzo	13.21%		Marzo	9.83%			
	Abril	14.09%		Abril	13.39%		Abril	10.16%			
	Mayo	13.13%		Mayo	13.60%		Mayo	10.26%			
	Junio	12.39%		Junio	13.94%		Junio	10.31%			
	Julio	12.22%		Julio	13.75%		Julio	10.30%			
	Agosto	12.01%		Agosto	13.80%		Agosto	10.41%			
	Septiembre	11.64%		Septiembre	13.74%		Septiembre	10.42%			
	Octubre	11.15%		Octubre	13.58%		Octubre	10.76%			
	Noviembre	10.76%		Noviembre	13.71%		Noviembre	10.80%			
	Diciembre	10.35%		Diciembre	13.43%		Diciembre	10.95%			
1987	Enero	9.83%	1992	Enero	13.28%	1997	Enero	10.60%			
	Febrero	9.89%		Febrero	12.59%		Febrero	10.67%			
	Marzo	9.59%		Marzo	12.58%		Marzo	11.03%			
	Abril	9.68%		Abril	12.44%		Abril	11.21%			
	Mayo	9.89%		Mayo	12.37%		Mayo	11.53%			
	Junio	9.89%		Junio	12.12%		Junio	11.74%			
	Julio	9.67%		Julio	11.98%		Julio	11.88%			
	Agosto	9.69%		Agosto	12.22%		Agosto	12.07%			
	Septiembre	9.86%		Septiembre	12.54%		Septiembre	11.88%			
	Octubre	10.07%		Octubre	12.80%		Octubre	11.73%			
	Noviembre	11.16%		Noviembre	12.34%		Noviembre	11.82%			
	Diciembre	11.38%		Diciembre	12.44%		Diciembre	12.09%			

EVOLUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA MENSUALES ANUALIZADAS DEL SISTEMA QUEVEDO



AÑO	MES	(%)	AÑO	MES	(%)	AÑO	MES	(%)	AÑO	MES	(%)
1983	Enero	15,21%	1988	Enero	23,81%	1993	Enero	24,07%	1998	Enero	26,22%
	Febrero	15,99%		Febrero	24,42%		Febrero	24,32%		Febrero	26,42%
	Marzo	16,32%		Marzo	25,54%		Marzo	24,43%		Marzo	26,57%
	Abril	17,05%		Abril	25,36%		Abril	24,30%		Abril	26,86%
	Mayo	17,52%		Mayo	25,69%		Mayo	24,51%		Mayo	27,15%
	Junio	18,53%		Junio	25,53%		Junio	24,51%		Junio	27,39%
	Julio	19,42%		Julio	25,54%		Julio	24,99%		Julio	27,53%
	Agosto	20,42%		Agosto	25,96%		Agosto	25,04%		Agosto	27,88%
	Septiembre	21,25%		Septiembre	26,13%		Septiembre	25,25%		Septiembre	28,03%
	Octubre	22,40%		Octubre	26,16%		Octubre	25,44%		Octubre	28,16%
	Noviembre	23,08%		Noviembre	25,84%		Noviembre	25,90%		Noviembre	28,05%
	Diciembre	22,85%		Diciembre	26,24%		Diciembre	25,99%		Diciembre	28,27%
1984	Enero	23,13%	1989	Enero	26,73%	1994	Enero	26,39%	1999	Enero	28,27%
	Febrero	23,76%		Febrero	26,14%		Febrero	26,79%		Febrero	28,30%
	Marzo	23,77%		Marzo	25,68%		Marzo	26,93%		Marzo	28,84%
	Abril	24,15%		Abril	25,59%		Abril	26,99%		Abril	29,33%
	Mayo	23,99%		Mayo	25,48%		Mayo	27,50%		Mayo	30,24%
	Junio	23,67%		Junio	25,46%		Junio	27,80%		Junio	30,75%
	Julio	24,11%		Julio	25,60%		Julio	28,09%		Julio	31,49%
	Agosto	23,25%		Agosto	25,33%		Agosto	28,20%		Agosto	32,05%
	Septiembre	23,19%		Septiembre	25,74%		Septiembre	28,82%		Septiembre	33,01%
	Octubre	23,98%		Octubre	25,08%		Octubre	29,09%		Octubre	34,21%
	Noviembre	23,31%		Noviembre	25,70%		Noviembre	28,99%		Noviembre	35,41%
	Diciembre	23,69%		Diciembre	25,16%		Diciembre	28,93%		Diciembre	36,29%
1985	Enero	23,63%	1990	Enero	24,29%	1995	Enero	29,05%	2000	Enero	37,17%
	Febrero	23,06%		Febrero	24,41%		Febrero	28,53%		Febrero	38,52%
	Marzo	23,46%		Marzo	24,68%		Marzo	28,49%		Marzo	38,96%
	Abril	23,44%		Abril	25,00%		Abril	28,31%		Abril	39,75%
	Mayo	23,35%		Mayo	24,62%		Mayo	28,01%		Mayo	40,36%
	Junio	23,19%		Junio	24,71%		Junio	27,87%			
	Julio	22,80%		Julio	24,87%		Julio	27,96%			
	Agosto	22,94%		Agosto	24,93%		Agosto	27,41%			
	Septiembre	23,06%		Septiembre	24,49%		Septiembre	26,61%			
	Octubre	22,65%		Octubre	25,21%		Octubre	26,17%			
	Noviembre	22,90%		Noviembre	25,07%		Noviembre	26,04%			
	Diciembre	22,36%		Diciembre	24,56%		Diciembre	25,73%			
1986	Enero	21,41%	1991	Enero	24,94%	1996	Enero	25,06%			
	Febrero	22,10%		Febrero	24,89%		Febrero	24,86%			
	Marzo	22,19%		Marzo	24,88%		Marzo	24,36%			
	Abril	22,28%		Abril	24,27%		Abril	23,98%			
	Mayo	22,21%		Mayo	24,68%		Mayo	23,36%			
	Junio	21,88%		Junio	24,90%		Junio	22,92%			
	Julio	21,69%		Julio	24,82%		Julio	22,48%			
	Agosto	21,70%		Agosto	25,01%		Agosto	22,87%			
	Septiembre	21,02%		Septiembre	25,08%		Septiembre	22,65%			
	Octubre	21,21%		Octubre	25,04%		Octubre	22,41%			
	Noviembre	21,14%		Noviembre	25,24%		Noviembre	22,15%			
	Diciembre	21,06%		Diciembre	25,25%		Diciembre	21,92%			
1987	Enero	20,08%	1992	Enero	25,53%	1997	Enero	21,18%			
	Febrero	19,31%		Febrero	25,20%		Febrero	21,49%			
	Marzo	18,36%		Marzo	25,25%		Marzo	21,90%			
	Abril	18,62%		Abril	25,94%		Abril	22,15%			
	Mayo	19,05%		Mayo	25,73%		Mayo	22,55%			
	Junio	19,82%		Junio	25,61%		Junio	22,67%			
	Julio	20,28%		Julio	25,23%		Julio	22,86%			
	Agosto	20,54%		Agosto	24,88%		Agosto	22,91%			
	Septiembre	20,93%		Septiembre	24,74%		Septiembre	23,38%			
	Octubre	20,95%		Octubre	24,82%		Octubre	23,42%			
	Noviembre	21,42%		Noviembre	24,24%		Noviembre	24,05%			
	Diciembre	21,84%		Diciembre	24,23%		Diciembre	25,06%			

EVOLUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA MENSUALES ANUALIZADAS DEL SISTEMA DURÁN



ANO	MESES	(%)	ANO	MESES	(%)	ANO	MESES	(%)	ANO	MESES	(%)
1983	Enero	21,89%	1988	Enero	23,83%	1993	Enero	20,91%	1998	Enero	26,07%
	Febrero	21,24%		Febrero	23,12%		Febrero	21,49%		Febrero	26,34%
	Marzo	20,11%		Marzo	22,26%		Marzo	21,98%		Marzo	26,28%
	Abril	21,64%		Abril	20,69%		Abril	22,08%		Abril	27,06%
	Mayo	21,79%		Mayo	20,00%		Mayo	21,61%		Mayo	27,24%
	Junio	22,04%		Junio	18,91%		Junio	21,96%		Junio	27,32%
	Julio	22,30%		Julio	18,21%		Julio	21,99%		Julio	27,34%
	Agosto	22,69%		Agosto	17,28%		Agosto	22,09%		Agosto	27,57%
	Septiembre	22,60%		Septiembre	16,05%		Septiembre	22,45%		Septiembre	27,66%
	Octubre	22,45%		Octubre	14,83%		Octubre	22,22%		Octubre	27,58%
	Noviembre	22,78%		Noviembre	15,01%		Noviembre	23,04%		Noviembre	27,70%
	Diciembre	22,72%		Diciembre	14,29%		Diciembre	23,73%		Diciembre	27,48%
1984	Enero	22,96%	1989	Enero	14,74%	1994	Enero	23,74%	1999	Enero	27,16%
	Febrero	23,84%		Febrero	13,78%		Febrero	24,31%		Febrero	27,03%
	Marzo	24,84%		Marzo	13,73%		Marzo	24,34%		Marzo	26,97%
	Abril	23,86%		Abril	14,62%		Abril	24,75%		Abril	27,51%
	Mayo	23,83%		Mayo	14,53%		Mayo	25,37%		Mayo	27,59%
	Junio	23,10%		Junio	15,16%		Junio	25,67%		Junio	27,76%
	Julio	22,55%		Julio	15,11%		Julio	26,01%		Julio	28,41%
	Agosto	21,97%		Agosto	16,15%		Agosto	26,13%		Agosto	28,43%
	Septiembre	22,11%		Septiembre	16,01%		Septiembre	26,15%		Septiembre	28,62%
	Octubre	22,27%		Octubre	16,71%		Octubre	26,08%		Octubre	28,73%
	Noviembre	22,13%		Noviembre	17,27%		Noviembre	25,78%		Noviembre	29,01%
	Diciembre	21,81%		Diciembre	17,73%		Diciembre	25,82%		Diciembre	29,76%
1985	Enero	21,44%	1990	Enero	17,94%	1995	Enero	25,88%	2000	Enero	30,11%
	Febrero	21,89%		Febrero	18,37%		Febrero	25,31%		Febrero	30,94%
	Marzo	21,99%		Marzo	18,33%		Marzo	25,20%		Marzo	31,35%
	Abril	22,42%		Abril	18,03%		Abril	24,67%		Abril	31,44%
	Mayo	22,91%		Mayo	17,75%		Mayo	24,37%		Mayo	31,47%
	Junio	23,76%		Junio	17,53%		Junio	23,80%			
	Julio	24,27%		Julio	17,70%		Julio	23,72%			
	Agosto	24,67%		Agosto	17,15%		Agosto	23,76%			
	Septiembre	24,74%		Septiembre	17,40%		Septiembre	23,36%			
	Octubre	24,44%		Octubre	17,58%		Octubre	23,22%			
	Noviembre	24,67%		Noviembre	17,64%		Noviembre	22,89%			
	Diciembre	25,05%		Diciembre	17,78%		Diciembre	22,27%			
1986	Enero	25,07%	1991	Enero	18,15%	1996	Enero	22,05%			
	Febrero	24,62%		Febrero	18,04%		Febrero	21,60%			
	Marzo	24,60%		Marzo	18,48%		Marzo	21,73%			
	Abril	24,48%		Abril	18,77%		Abril	21,14%			
	Mayo	23,51%		Mayo	19,33%		Mayo	20,74%			
	Junio	23,10%		Junio	19,49%		Junio	20,87%			
	Julio	23,15%		Julio	19,76%		Julio	20,37%			
	Agosto	23,02%		Agosto	20,12%		Agosto	19,96%			
	Septiembre	22,97%		Septiembre	20,18%		Septiembre	19,71%			
	Octubre	23,00%		Octubre	20,68%		Octubre	19,62%			
	Noviembre	23,00%		Noviembre	21,02%		Noviembre	19,90%			
	Diciembre	22,91%		Diciembre	20,80%		Diciembre	19,79%			
1987	Enero	23,21%	1992	Enero	21,09%	1997	Enero	18,45%			
	Febrero	23,83%		Febrero	20,57%		Febrero	19,05%			
	Marzo	24,22%		Marzo	20,62%		Marzo	19,58%			
	Abril	24,72%		Abril	20,89%		Abril	19,44%			
	Mayo	25,51%		Mayo	21,40%		Mayo	20,41%			
	Junio	25,77%		Junio	21,39%		Junio	20,93%			
	Julio	25,81%		Julio	21,47%		Julio	21,47%			
	Agosto	25,50%		Agosto	21,41%		Agosto	22,09%			
	Septiembre	25,87%		Septiembre	21,57%		Septiembre	22,88%			
	Octubre	26,25%		Octubre	21,69%		Octubre	23,62%			
	Noviembre	25,31%		Noviembre	20,92%		Noviembre	23,85%			
	Diciembre	25,28%		Diciembre	20,58%		Diciembre	24,63%			

ANEXO # 3

ACTIVIDADES DE CONTROL EN LA CLIENTELA

Actividades Generales.

Tanto en la clientela masiva y la clientela especial, a través del conocimiento que tiene el personal de la zona, se identificarán los sectores de consumos significativos o conflictivos.

- **Sector industrial, artesanal, comercial con demanda.**

En todos los casos se realizarán las siguientes actividades:

- a) Ubicación del usuario
- b) Verificación de la tarifa
- c) Actualización de los datos del usuario
- d) Actualización de la carga instalada(censos)
- e) Verificación del estado de los sellos
- f) Verificación del estado de las instalaciones antes del medidor
- g) Verificación del estado el medidor y pruebas de funcionamiento
- h) Verificación del estado del cableado de transformadores de potencial y corriente
- i) Verificación del conexionado
- j) Verificación de datos de placa de los transformadores de potencial y corriente y equipos de medición
- k) Verificación del comportamiento de parámetros eléctricos: consumo, demanda, factor de potencia, etc.
- l) Verificación de las relaciones de transformación de transformadores de potencial y corriente (factor de multiplicación)
- m) Verificación del factor de potencia y la existencia de armónicas
- n) Implementación de la Base de Datos

- **Sector comercial sin demanda y residencial.**

Actividades declaradas en los puntos a) hasta g) en el parte anterior

- **Conexiones Directas.**

Que se encuentran durante las investigaciones en todos los estratos de todos los sectores del consumo, se tomarán los siguientes datos:

- a) Ubicación del usuario
- b) Determinación de la tarifa
- c) Toma de datos del usuario
- d) Toma de datos de la carga
- e) Estimación de consumo
- f) Estimación del tiempo de servicio y limitar el período de concesión

- **Publicidad.**

Emprender campañas publicitarias que eduquen a la clientela en el uso racional de energía, manejo de su demanda y conocimiento de sanciones sobre el uso ilícito de energía.

- **Capacitación.**

A constructores o maestros de gremios vinculados con el sector eléctrico, sobre la utilización de normas que hagan seguras y confiables las instalaciones eléctricas del cliente.

- **Análisis de Consumos Estadísticos.**

Selección de rutas de medición y usuarios a investigar; consumos: cero, bajos o irregulares, preparación de listados y emisión de ordenes de trabajo.

- **Análisis de Laboratorio (contrastación de medidores).**

Determinación el estado de los medidores y errores de precisión imputables al usuario o a la empresa, informe correspondiente, se reinstalarán en un plazo no mayor a 48 horas, con sellos de color distintivo de la revisión realizada(rojos por ejemplo). Se mantendrá un archivo de medidores con sus respectivos sellos debidamente numerados.

Cuando otra área vaya a intervenir en este medidor, debe coordinar el trabajo con el área de Control de Pérdidas, de tal manera de no interferir las acciones de regulación o duplicar el trabajo y mantener actualizada la base datos de infractores.

- **Análisis de Resultados.**

De investigación de campo, informes de laboratorio y consumos estadísticos.

- **Tratamiento de Contravenciones.**

Con los datos obtenidos de los informes presentados, se cuantificará la sub o sobre facturación (por mediciones, aplicación de tablas de relación carga instalada/consumo, porcentaje de error en medidores, etc.); determinación del tipo de contravención y/o daño de los medidores, estimación del tiempo de la misma, aplicación de reglamentos y aplicación de multas.

Es necesario crear un expediente de cada uno de los infractores, el mismo que se cerrará y archivará una vez pagada la contravención.

- **Trámites Administrativos.**

Notificación al cliente, con un plazo de 48 horas para que se acerque a la empresa a definir los términos de pago de la contravención, emisión de órdenes de cobro en ventanilla y a clientes para cobro de créditos.

Si el usuario no responde, se procederá al cobro mediante planillas. La contravención será tratada por el Jefe de Control de Pérdidas, si el cliente infractor está en desacuerdo podrá apelar a la Dirección de Comercial y posteriormente a la Gerencia General, última instancia dentro de la Empresa.

- **Evaluación de Valores Recuperados.**

Listado de clientes, de valores recuperados energéticos (reducción del porcentaje de pérdidas y KHW refacturados) y financieros, elaboración de cuadros de resúmenes (anexos al informe), con los siguientes datos:

- Código
 - Nombre
 - Dirección
 - Número del medidor
 - Promedio Anterior
 - Promedio Actual
 - Kwh/mes recuperados
 - Meses de la infracción
 - Tarifa aplicada
 - Kwh reliquidados
 - Valor total de la reliquidación
 - Valor de multas
 - Valor de reparación de medidores
 - Descripción de la infracción
- **Elaboración de Informes.**

Mensuales, semestrales y anuales, con los datos más relevantes del trabajo y resultados globales obtenidos.
 - **Control de Infractores.**

Elaboración del archivo de contraventores y seguimiento periódico del consumo regulado.

ANEXO # 4

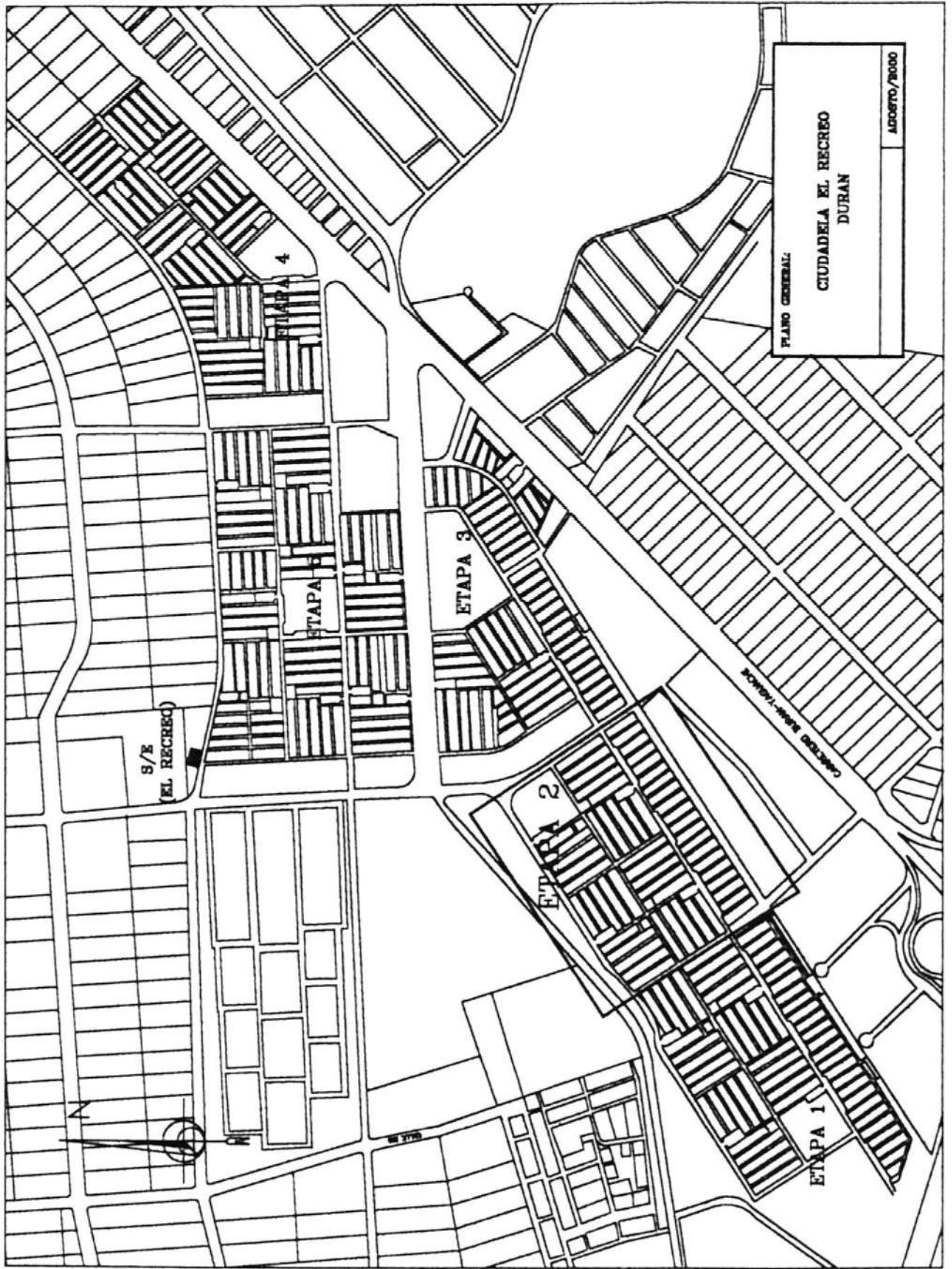
ORIENTACIONES PARA LA DEFINICION DE UN PROGRAMA DE REDUCCION DE PÉRDIDAS NO TECNICAS.

Tomando en cuenta las recomendaciones que surgen de las análisis de la documentación técnica existente donde se relacionan estudios y experiencias realizadas sobre el tema, pueden darse una serie de orientaciones y lineamientos que definen los criterios y políticas a seguir para el desarrollo de un programa de reducción de pérdidas no técnicas, entre las que merecen destacarse:

- ⌚ Efectuar un diagnóstico detallado de la situación de las pérdidas a fin de determinar con la mayor precisión posible el nivel de las mismas, identificando su origen por zona geográfica.
- ⌚ Priorizar acciones hacia las diversas clases de usuarios, orientando el esfuerzo hacia aquellos usuarios que siendo minoritarios en número, condensan el consumo mayoritario (grandes consumidores, industriales y comerciales), a fin de asegurar la normalidad de este tramo de la clientela.
- ⌚ Para el caso de zonas marginales periféricas, buscar soluciones económicas que posibiliten a costo reducido normalizar la situación.
- ⌚ Acompañar las acciones técnicas de control y normalización con una intensa campaña de difusión destinada a concientizar a la opinión pública en general y a los usuarios en particular, sobre el delito que significa el hurto de energía, los peligros asociados a la manipulación inexperta de las instalaciones y la convivencia del uso racional de la energía.
- ⌚ Complementar acciones externas con un activo programa de medidas internas que garanticen un control y seguimiento permanente de la operación comercial (lectura, facturación y gestión de saldos) para minimizar las pérdidas en la administración.

- ⌚ Organizar adecuadamente la atención comercial para la reducción y normalización inmediata de los casos de fraude o robo detectados en clientes puntuales de importancia
- ⌚ Complementar el programa de las acciones de detección y verificación con la disposición de otro con recursos suficientes para asegurar el mantenimiento del estado de normalización de los usuarios en general y en particular de aquellos registrados con anomalías as fin de evitar la reiteración.
- ⌚ Poner especial énfasis en la aplicación de medidas de carácter punitivo jurídico – legales y/o administrativos(querellas, multas, publicaciones en medios de difusión, etc.) en los casos de ilícitos comprobados en clientes con capacidad de pagar su consumo normal.
- ⌚ Lograr que el programa a desarrollar cuente con el efectivo compromiso de los niveles superiores y de todo el personal de la Empresa, dado que la eliminación de las pérdidas no técnicas debe ser una responsabilidad a asumir por todos los niveles y todas las áreas y no solo del área específica que lleve adelante los programas de reducción.
- ⌚ Lograr la obtención y puesta en practica de las herramientas jurídicas - legales y administrativas mínimas que permitan un apoyo efectivo para la acción contra el fraude y robo de energía, destinado a crear una concientización de la sociedad, penando al infractor ilícito y que sirva de freno al desarrollo de la imagen de impunidad que se ha creado en la mayoría de empresas del sector.

ANEXO # 5



FLUJO DE ALTERNATIVAS

ALTERNATIVA No 1: SISTEMA DE MEDICION CENTRALIZADA

Año	0	1	2	3	4	5
COSTOS						
Inversion Infraestructura	-\$292.968					
Para recuperacion medidores	-\$19.510					
Incremento costos de operación		-\$2.900	-\$2.900	-\$2.900	-\$2.900	-\$2.900
BENEFICIOS						
Por reducción de perdidas		\$225.515	\$225.515	\$225.515	\$225.515	\$225.515
Por Recuperación Medidor		\$48.774				
Cobro de Consumos no registrados		\$17.964				
NETO	-\$312.478	\$289.353	\$222.615	\$222.615	\$222.615	\$222.615
Valor Presente Beneficios	\$ 862.064					
Valor Presente Neto	\$ 490.702					
Relación Beneficio/Costo	2,76					
TIR	76%					
PRC	1,08					

ALTERNATIVA No 2: SISTEMA ANTIHURTO

Año	0	1	2	3	4	5
COSTOS						
Inversion Infraestructura	-\$231.745					
Revision Medidores	-\$3.048					
Para recuperacion medidores	-\$3.192					
Incremento costos de operación		-\$5.028	-\$5.028	-\$5.028	-\$5.028	-\$5.028
BENEFICIOS						
Por Reducción de Perdidas		\$192.634	\$189.282	\$185.930	\$182.131	\$179.226
NETO	-\$237.986	\$182.578	\$179.226	\$175.874	\$172.075	\$169.170
Valor Presente Beneficios	\$ 636.425					
Valor Presente Neto	\$ 355.749					
Relación Beneficio/Costo	2,67					
TIR	70%					
PRC	1,26					

ANEXO # 7

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 más 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 es 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 (pero guardián) 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 Cses el direccionamiento será definido por una EPROM.

SELECCIÓN DE DIRECCIONAMIENTO

ENDERECO	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	OFF	OFF	OFF	OFF	OFF	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 del 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 contase 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: (medidor actual - medidor anterior)x 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 último cierre de cuenta, para cada medidor del sistema.
- Valores del contactor (8 dígitos) corriente que corresponde al número de pulsos acumulados recibidos por punto de la medición y antes de (pariente al último cierre de cuentas)
- Los datos programados para cada metro y consumidor (constante de multiplicación, unidad habitacional, código del metro, etc.).

HARDWARE

Describiremos ahora sucesivamente el hardware del Concentrador Primario, indicando algunas 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

FIGURAS DEL ANEXO # 7

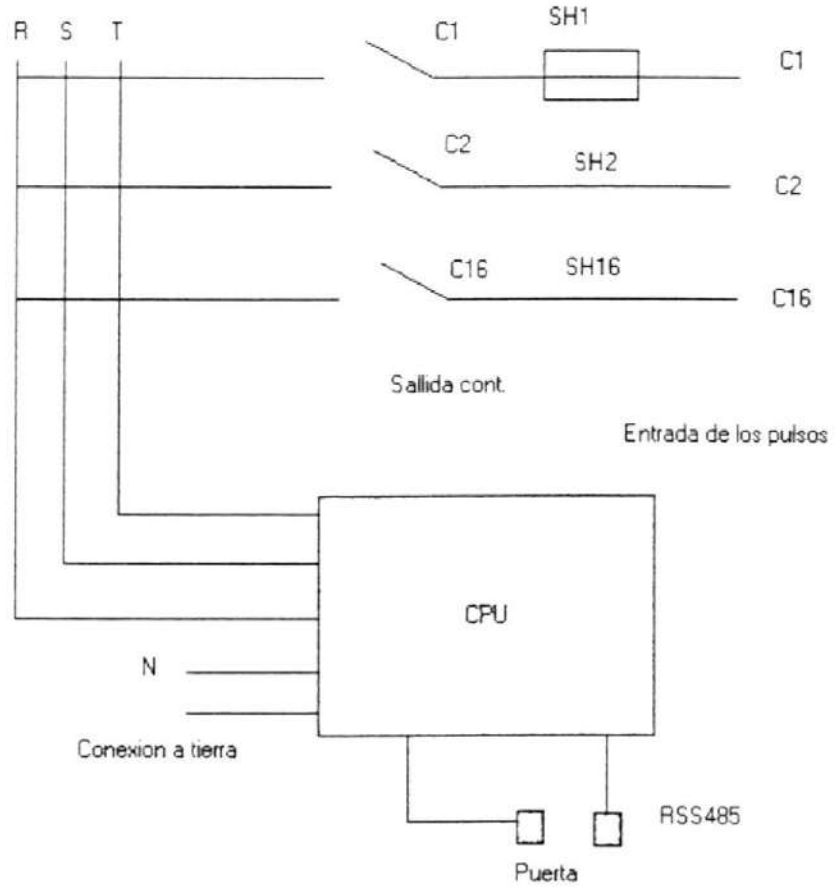


Figura 1 - DIAGRAMA DE BLOQUES DEL CS9701

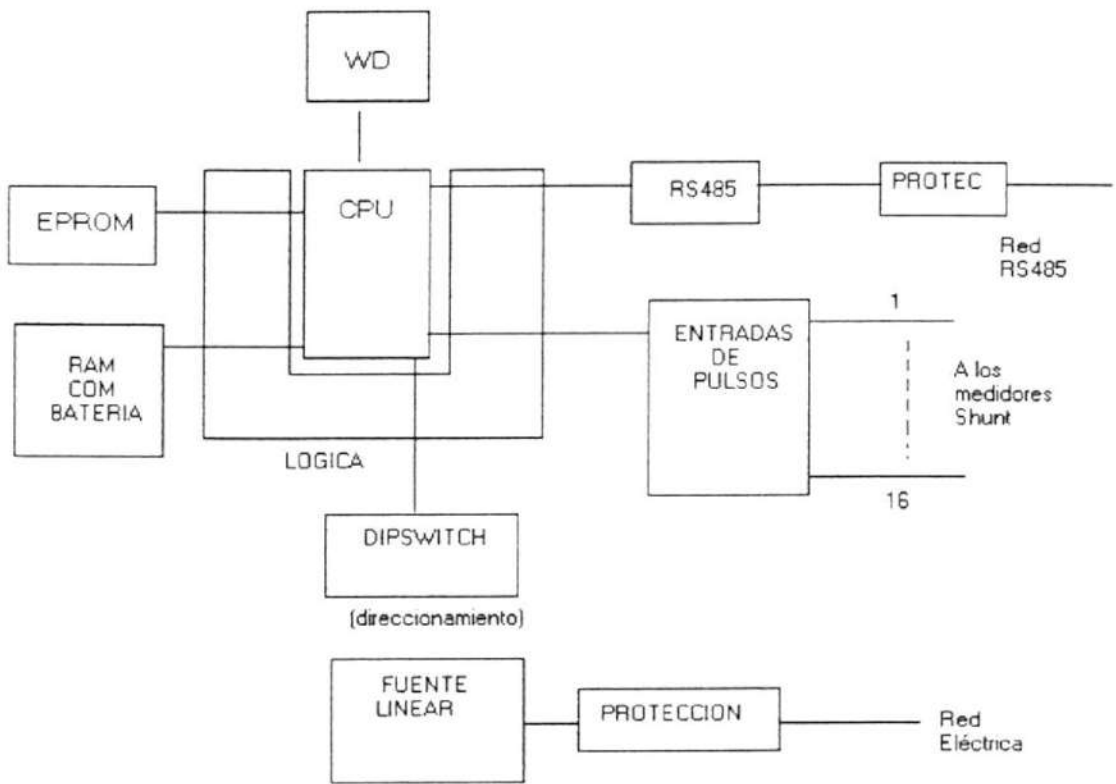


Figura 2 - DIAGRAMA DE BLOQUES DE PLACA CBL

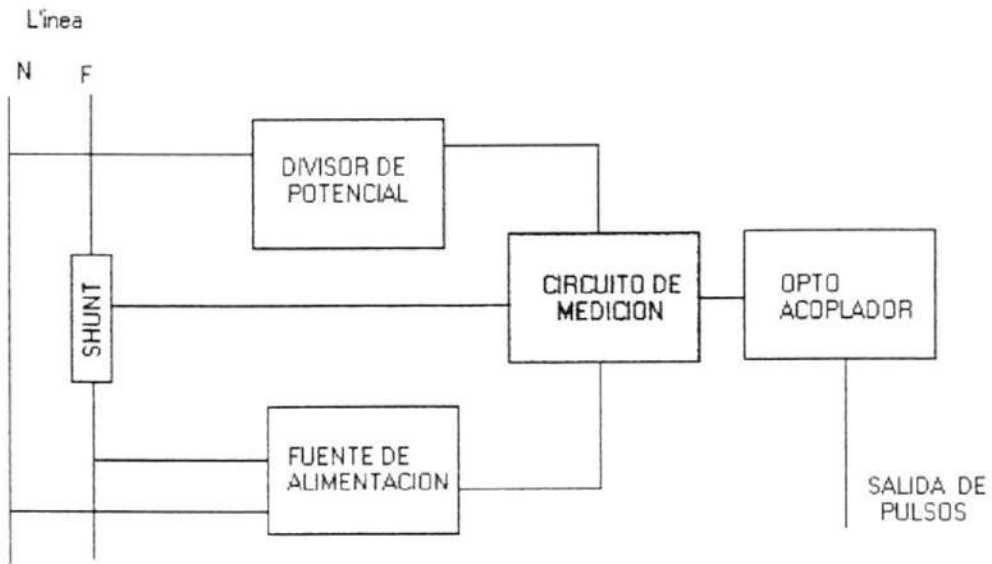


Figura 3 - DIAGRAMA DE BLOQUES PLACA SHL

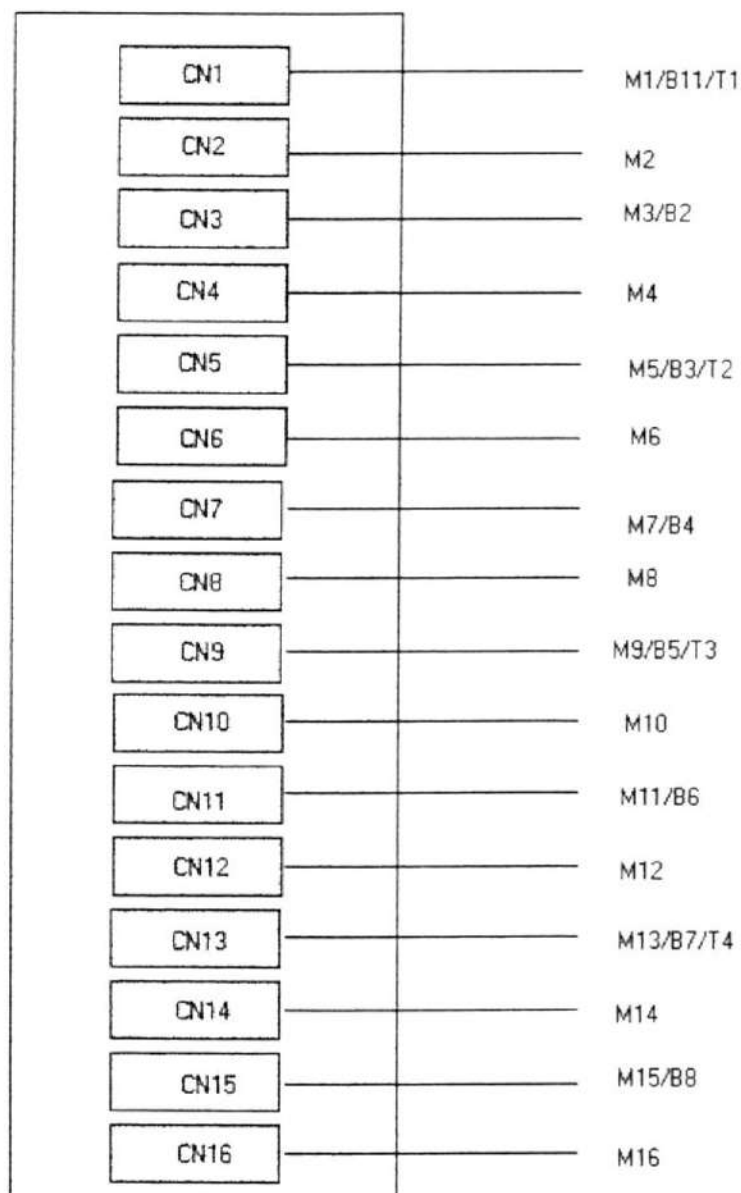


Figura 4- LOCALIZACION DE LOS MEDIDORES

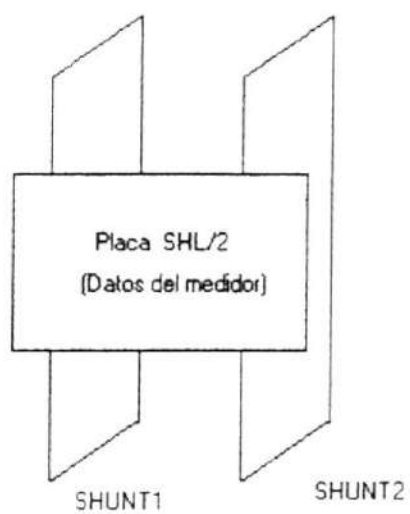


Figura 5 - MEDIDOR BIFASICO

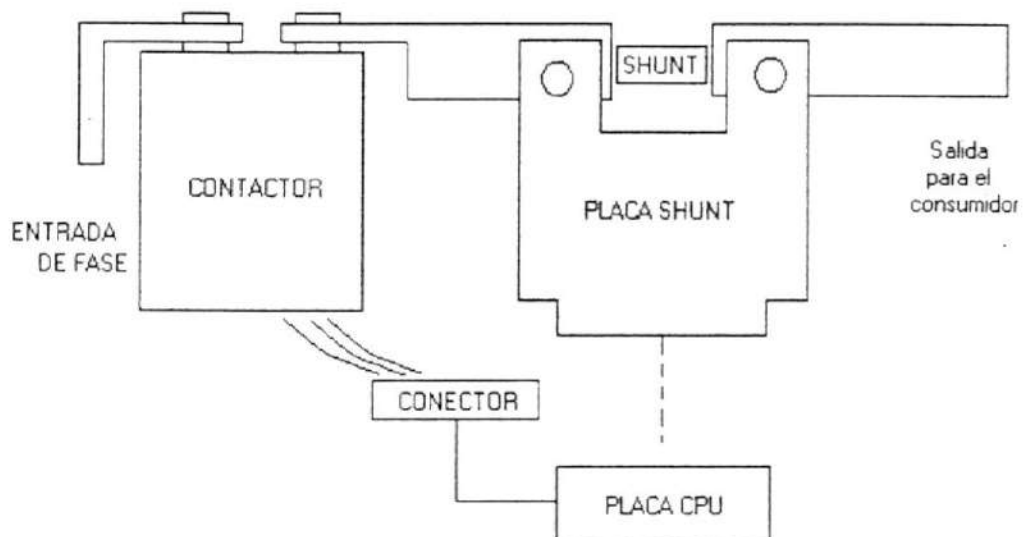


Figura 6 - CONJUNTO CONTACTOR Y MEDIDOR

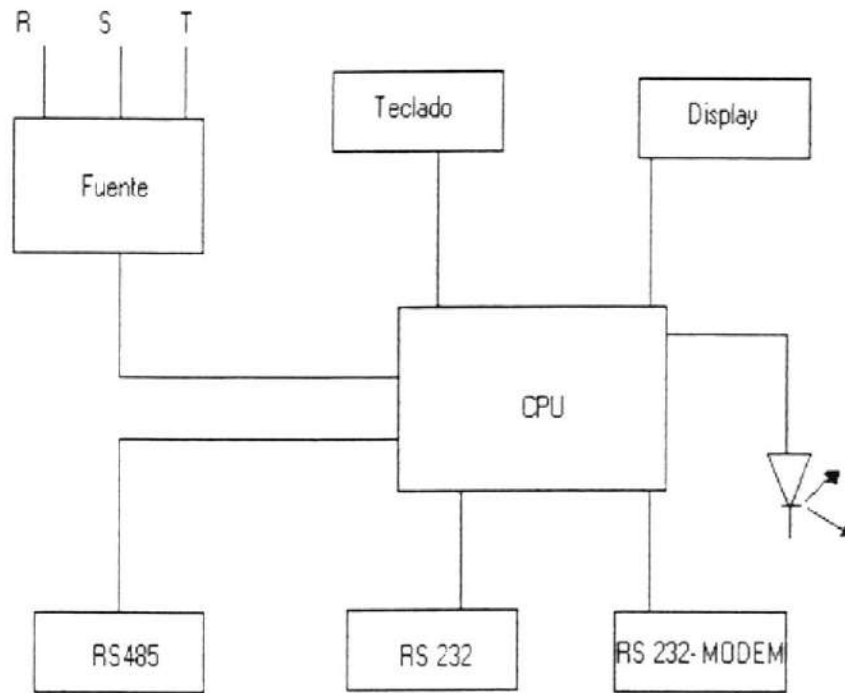
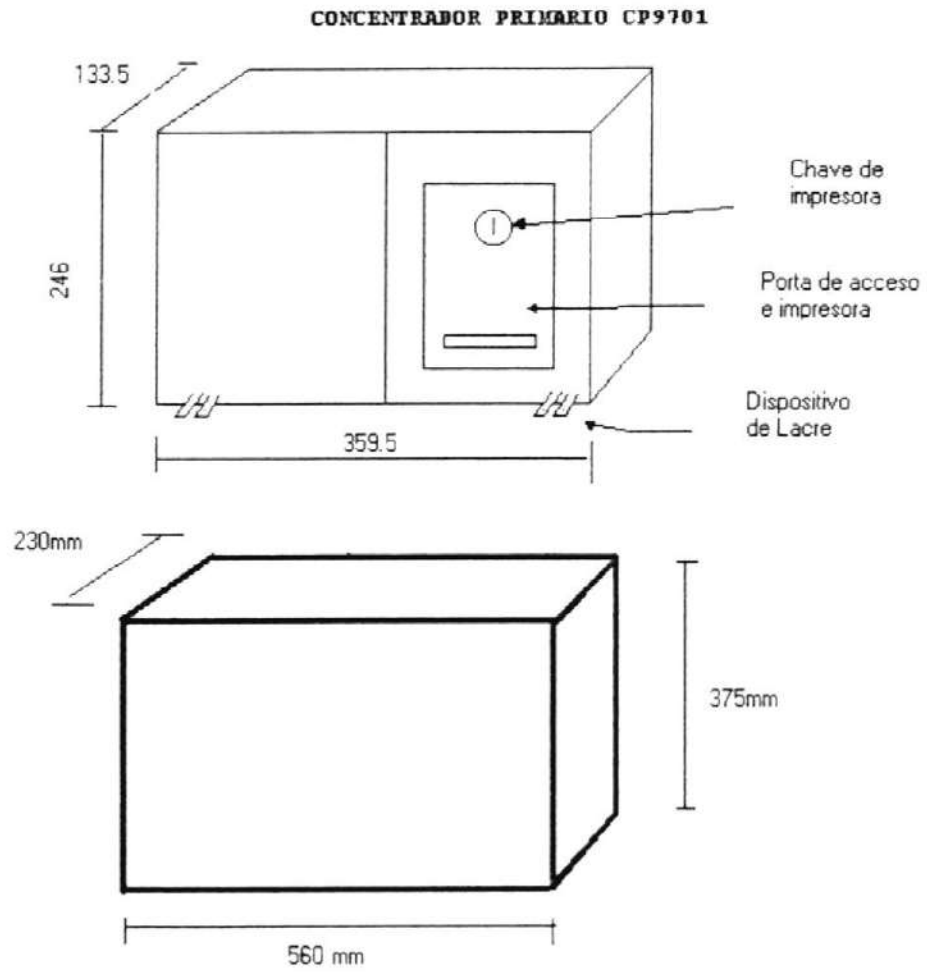


Figura 7 - DIAGRAMA DE BLOQUES CP9701



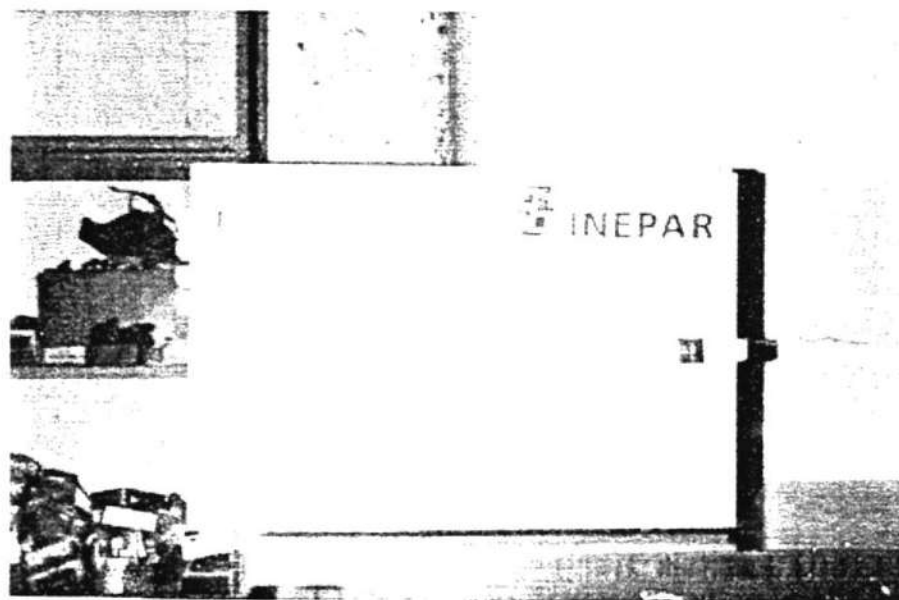
CONCENTRADOR SECUNDARIO CS9701

Figura 8.- Dimensiones Mecánicas

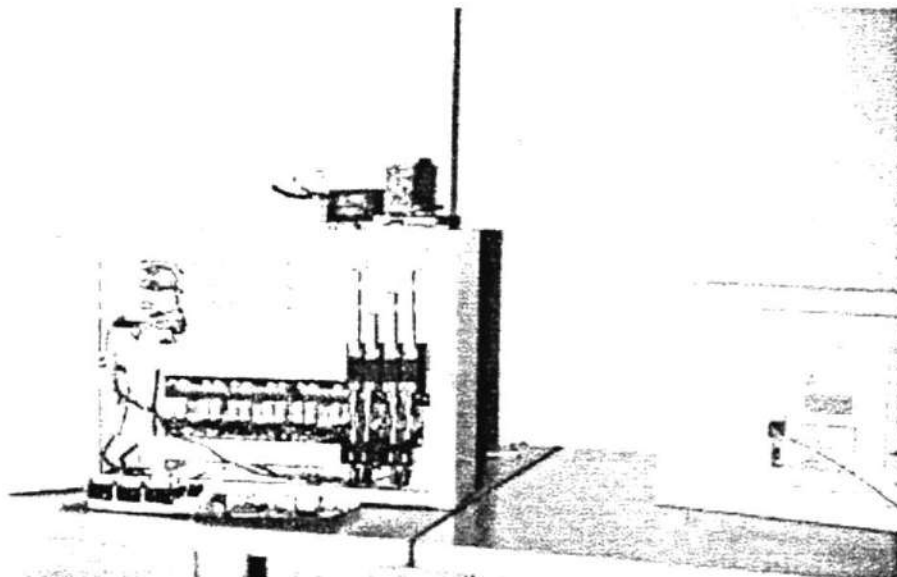
ANEXO # 8



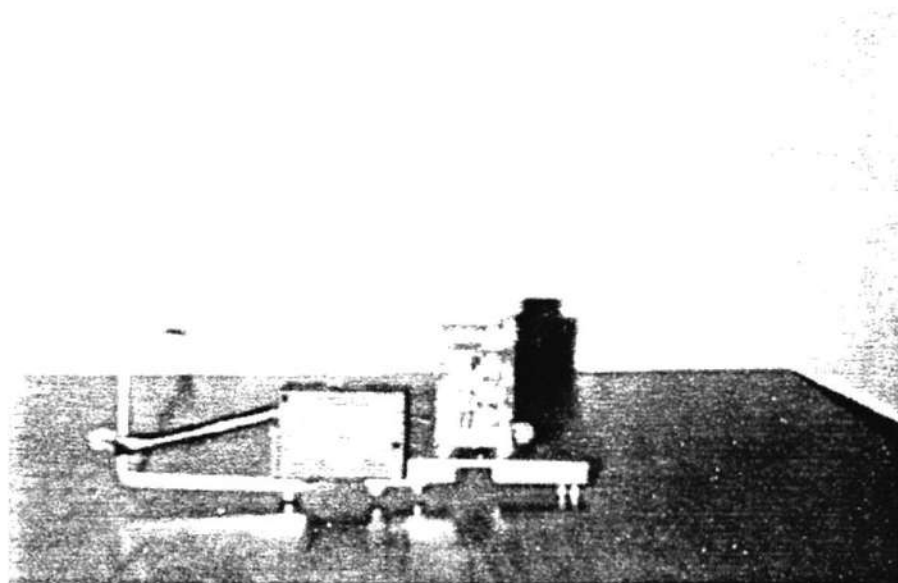
CONCENTRADOR SECUNDARIO CON MEDIDORES



CAJA DEL CONCENTRADOR SECUNDARIO



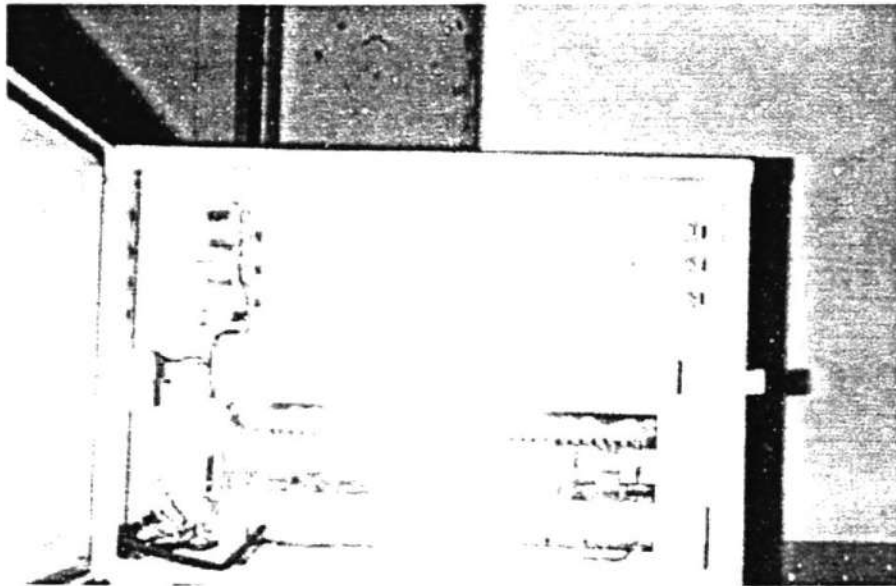
EQUIPO CENTRALIZADO GENERAL



CONJUNTO MEDIDOR-CONTACTOR



CONCENTRADOR PRIMARIO



PLACA DEL CONCENTRADOR SECUNDARIO

ANEXO # 9

ANÁLISIS DE LA RUTA DE LECTURA EN LA CUAL SE IMPLEMENTÓ EL SISTEMA DE MEDICIÓN CENTRALIZADO EN LA CIUDADELA "EL RECREO" UBICADA EN EL CANTÓN DURÁN

EMELGUR S.A. implementó el sistema de medición centralizado a mediados del mes de Junio de 1998. Antes de esta fecha la mayoría de los clientes se hallaban conectados directamente a la red secundaria y la facturación era inferior de acuerdo al número de usuarios que tenía la ruta. Es decir que el robo de energía era alto y la cantidad de clientes con medición era escasa.

En los cuadros que se muestran en este anexo claramente se puede observar que desde la emisión de Enero de 1998 hasta la emisión de Junio del mismo año el aumento de la facturación es notable y el número de clientes de igual forma aumenta ya que este sistema obligaba a los habitantes que estaban directos a comercializarse con la Empresa. La ruta donde se implantó el sistema fue la 0193 y se la escogió por ser la más cercana a la S/E " El Recreo".

El sistema se mantuvo con un consumo promedio normal de acuerdo a la cantidad de abonados de la ruta y no es sino hasta la emisión de Diciembre de 1998 en que los consumos comienzan a incrementarse en forma exagerada. Esta situación se debió a que hubo una falla interna en la subestación donde está instalado el concentrador primario lo que causó el daño del mismo. Pasaron aproximadamente tres meses hasta que pudo venir el técnico desde Brasil para arreglar el daño en el concentrador y restablecer la señal y el buen funcionamiento de los equipos. Durante estos tres meses y algo más se estuvo promediando el consumo a los clientes y se colocaban valores presuntivos en

las planillas. Los equipos tienen dispositivos electrónicos que no soportaron la falla en la subestación y por este motivo se descalibraron y dañaron.

En la emisión de Abril de 1999 se aprecia un consumo muy inusual y extraño. Esto se debe a que al bajar la información acumulada en los concentradores secundarios se pudieron dar cuenta que las lecturas de los medidores electrónicos en muchos casos estaban muy por encima de lo que los facturadores habían asumido. Se comenzó entonces, a igualar las lecturas. Este equiparamiento de consumos fue por dos meses e incluyó la emisión de Mayo de 1999.

Luego los consumos se mantienen de cierta forma constantes, con sus altas y bajas, propios de la época del año; invierno o verano. Se puede observar que los consumos se incrementan hacia Enero por ser el mes que representa los consumos de Diciembre y en Mayo por ser el mes donde comienzan las clases y se consume un poco más de energía que lo habitual.

En las emisiones de Abril, Mayo y Junio del 2000 se aprecia un ligero incremento que se debió al promedio que se tuvo que volver a hacer por motivo de la huelga que mantuvo la Empresa. En los meses subsiguientes el consumo vuelve a normalizarse.

En los gráficos que se muestran a continuación se puede apreciar una curva de evolución de clientes a raíz de la implantación del sistema y otra donde consta el consumo histórico de la ruta donde se observa un incremento sostenido.

En el cuadro de registro histórico de consumos de la ruta en mención se puede notar el consumo promedio que tienen los abonados de la ruta de acuerdo al número de clientes y al consumo de los mismos.

REGISTRO HISTÓRICO DE CONSUMOS EN LA RUTA # 0193

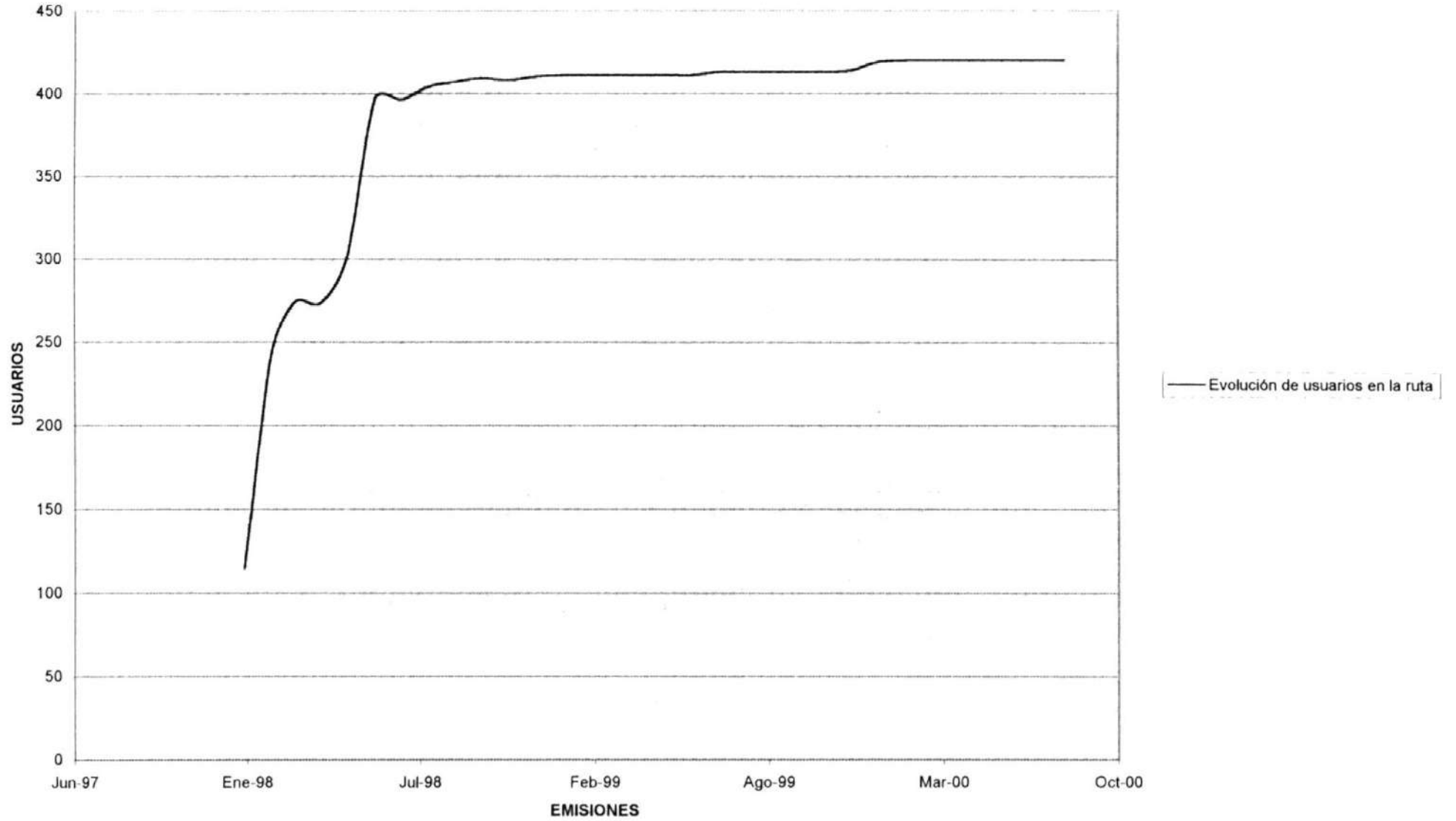
CIUDADELA "EL RECREO"

ETAPA # 5

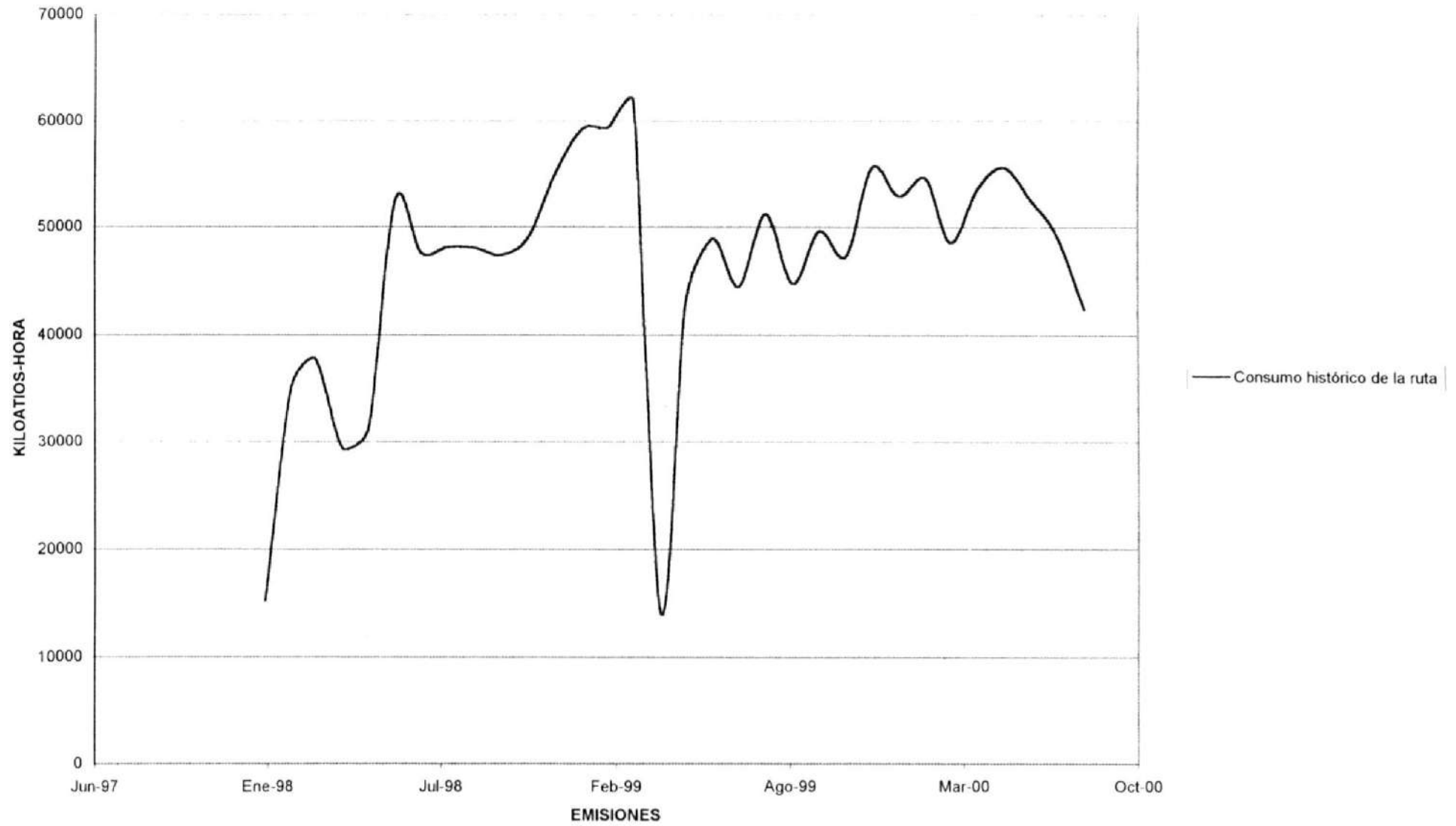
DE ENERO / 1998 HASTA AGOSTO / 2000

EMISIÓN	ABONADOS	KWH / MES	CONSUMO PROMEDIO
Ene-98	115	15235	132
Feb-98	242	35087	145
Mar-98	274	37814	138
Abr-98	274	29368	107
May-98	302	31285	104
Jun-98	397	52594	132
Jul-98	396	47605	120
Ago-98	404	48165	119
Sep-98	407	48060	118
Oct-98	409	47423	116
Nov-98	408	49053	120
Dic-98	410	54989	134
Ene-99	411	59259	144
Feb-99	411	59465	145
Mar-99	411	61885	151
Abr-99	411	14189	35
May-99	411	43069	105
Jun-99	411	48958	119
Jul-99	413	44538	108
Ago-99	413	51277	124
Sep-99	413	44801	108
Oct-99	413	49636	120
Nov-99	413	47360	115
Dic-99	414	55619	134
Ene-00	419	52925	126
Feb-00	420	54554	130
Mar-00	420	48549	116
Abr-00	420	53663	128
May-00	420	55617	132
Jun-00	420	52609	125
Jul-00	420	49184	117
Ago-00	420	42462	101

Evolución de usuarios en la ruta



Consumo histórico de la ruta



ANEXO # 10

COMPARACIÓN DE LOS REGISTROS DE KWH CONSUMIDOS POR LOS CLIENTES DE LAS MANZANAS DE LA RUTA # 0193 ENTRE LA MEDICIÓN ELECTROMECAÁNICA Y LOS MEDIDORES DE ESTADO SÓLIDO

Luego del análisis de la evolución histórica de los consumos de la ruta en la cual se implementó el sistema de medición centralizado se procedió a evaluar la ventaja de este sistema sobre el aéreo o convencional.

El único parámetro con que se contó fue la comparación entre la medición de los medidores electromecánicos y los de estado sólido. Efectivamente, luego de dejar plenamente instalado el nuevo sistema, se decidió dejar los medidores instalados un tiempo más para comparar la medición de éstos frente a los electrónicos. La diferencia fue notable y la inversión desde ese punto se vio justificada. Los medidores colocados en los concentradores marcaron un consumo más real.

Sin embargo, este índice no garantiza desde un punto de vista analítico la ventaja o los beneficios del sistema centralizado sobre el convencional. Para poder medir o evaluar la bondad del nuevo sistema sería necesario saber cual era la disponibilidad energética que tenía exclusivamente esa ruta y saber qué valor de pérdidas alcanzaba mensualmente para determinar con el nuevo en qué porcentaje disminuirían las mismas. Al no tener estos parámetros fue difícil determinar los beneficios con el sistema ya implementado.

Se podría pensar incluso que el sistema de medición centralizado no es una buena alternativa ya que instalado medidores a todos los usuarios de esta ruta y manteniendo un control sobre los mismos se podría llegar a idénticos resultados. Es más, la inversión sería mucho menor. Sin embargo, el problema no es de instalar medidores y con esto se aumenta la facturación. El problema es que a estos usuarios se les debería hacer un control más estricto ya que

podrían llegar a dañar los medidores o cometer las infracciones que ya han sido nombradas anteriormente. Desde este punto de vista se justifica la instalación del sistema de medición centralizado, porque el control sobre usuarios deshonestos e infractores es más oneroso que la implementación del moderno sistema.

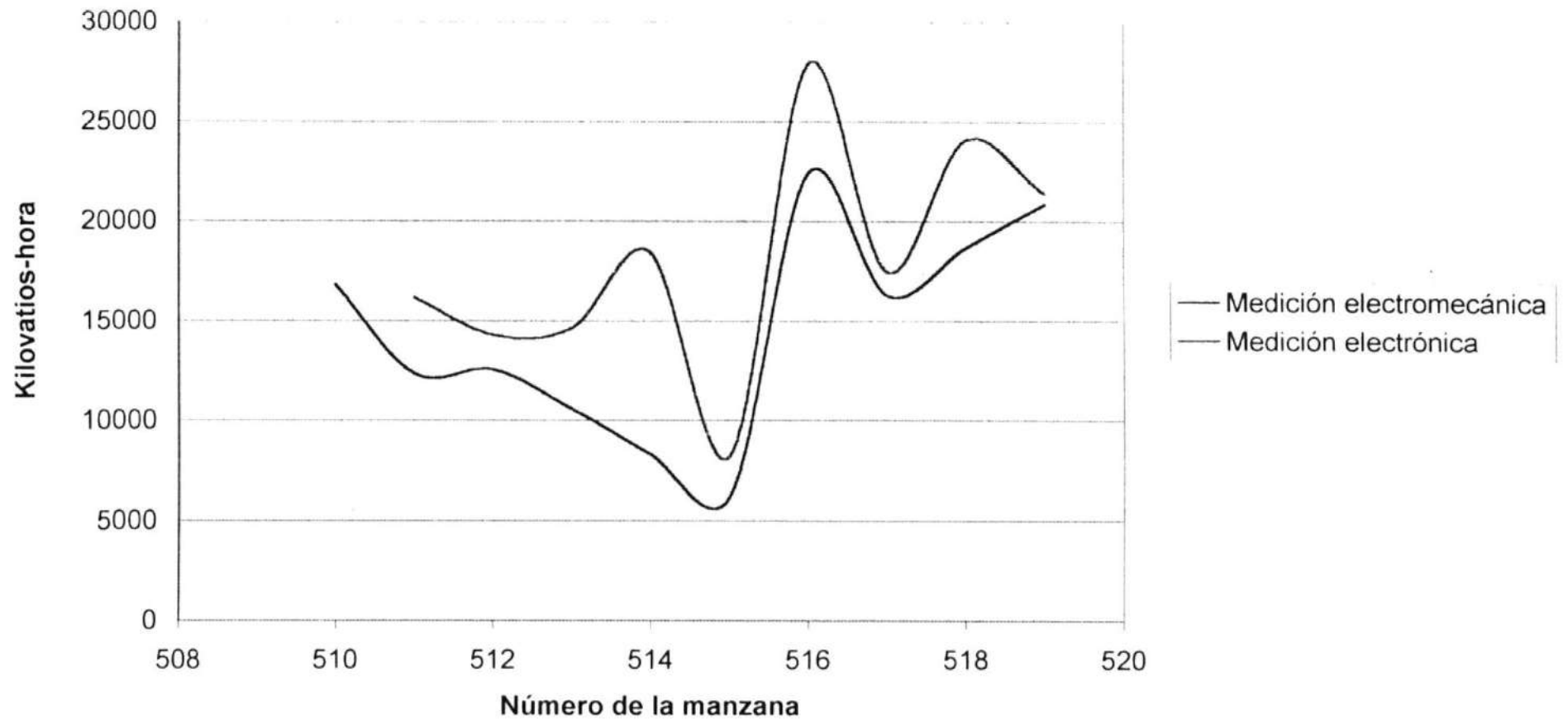
De la comparación entre ambos sistemas se pudo ver que existían medidores que estaban intervenidos y marcaban la misma lectura durante la etapa de prueba a la que fueron sometidos. Acometidas perforadas y otras infracciones no sirvieron para desviar la energía. En algunos medidores se pudo apreciar que estaban frenados por la diferencia que tenían con los otros medidores y en el resto de los casos se podía observar que la diferencia era de dos a cinco Kwh de diferencia pero que se debía a la exactitud de los medidores electrónicos.

Como conclusión se puede acotar que siempre los medidores ubicados en los concentradores marcaron un consumo mayor a los electromecánicos. En todas las manzanas que fueron instalados se puede notar esta situación.

La diferencia entre ambos sistemas por el tiempo que estuvieron de prueba fue de 36732 Kwh, valor que representa un 25% de energía adicional sobre la energía facturada por los medidores electromecánicos. A continuación se muestra la tabla con las manzanas, el número de usuarios y la cantidad de Kwh que marcaron los dos tipos de medidor y un gráfico de ambos sistemas.

Mz.	Usuarios	Medidor Electromecánico	Medidor Electrónico
519	48	20844	21351
518	48	18678	24059
517	48	16300	17459
516	48	22388	27875
515	18	6199	8211
514	32	8305	18431
513	36	10564	14651
512	48	12535	14287
511	38	12348	16182
510	40	16826	19213
TOTAL	404	144987	181719

**Comparación entre medición convencional vs electrónica
del 25-Junio de 1998 al 19 de Octubre de 1998**



BIBLIOGRAFIA

1. NASSIR-SAPAG : Preparación y Evaluación de proyectos, Tercera Edición
1995
2. EMPRESA ELECTRICA DEL ECUADOR INC, Reglamentos para la
aprobación de proyectos Eléctricos, 1985
3. LANDIS & GYR INEPAR, Manual de Entrenamiento, Sistema de Medición
Centralizada, 1998
4. BRICEÑO P.: Administración y Dirección de Proyectos, 2da. Edición,
McGraw-Hill, 1996
5. CONSULTORA IBERDROLA: Resumen Ejecutivo de Consultoría para
Emelgur, Guayaquil – Ecuador, Julio 1996
6. CORPORACION DE ESTUDIOS Y PUBLICACIONES: Ley de Régimen del
Sector Eléctrico, Legislación Conexa, Enero del 2000.
7. ARBOLEDA J.: Informe Final del Operativo de revisión de Medidores
Sistema Durán, Noviembre 1999
8. GEORGE L. MORRISEY: Administración por Objetivos y Resultados, Fondo
Educativo Interamericano, 1976
9. EMELGUR: Programa de Control de Perdidas de Energía, 1997

10. CORONEL M: Valor Agregado de Distribución, Seminario Ecuatoriano de Distribución de Energía, Latacunga, Marzo 2000.
11. ROMERO E: Experiencias obtenidas en la Instalación de una Red Antihurto de baja tensión en Emelgur, Seminario Ecuatoriano de Distribución de Energía, Latacunga, Marzo 2000.
12. ECUACIER: Perdidas de Energía Eléctrica, Revista Agosto y Septiembre 1999.
13. CONELEC: Términos de Referencia para el Diagnóstico Técnico, Comercial y Organizativo de las Empresa Distribuidoras de Electricidad, Mayo de 1999.

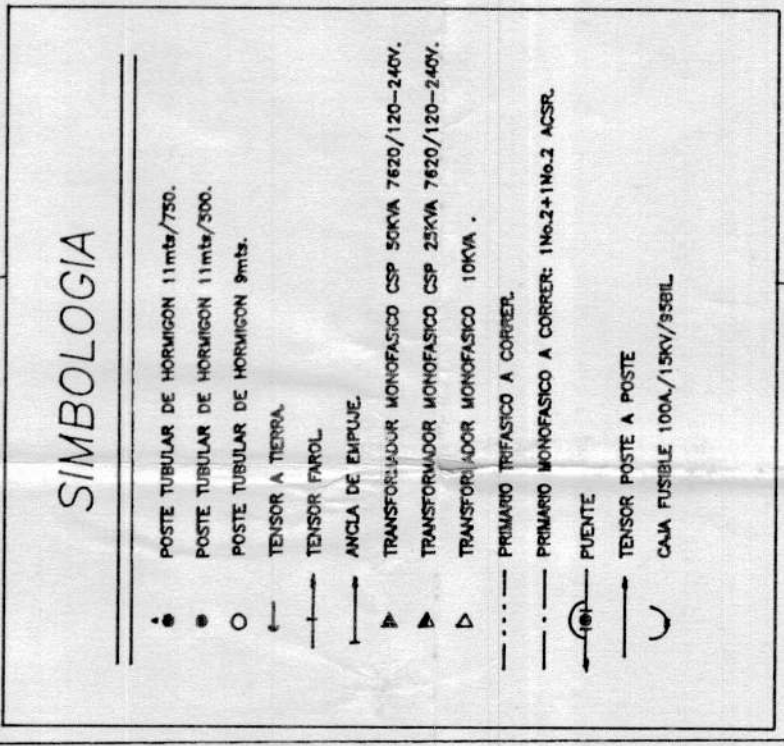
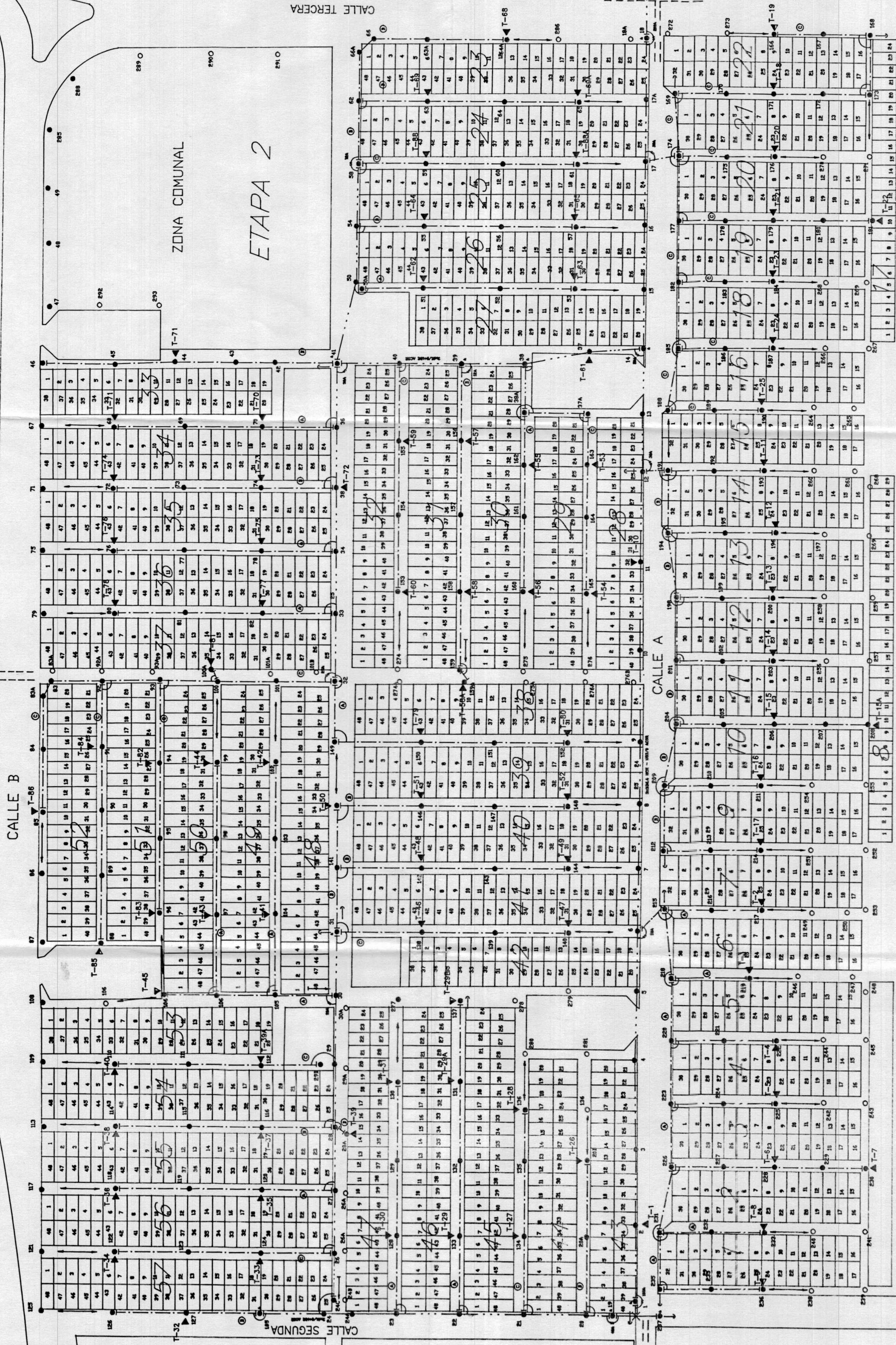



A.F. 141543



SECTOR C

SECTOR B



BALANCEAMIENTO

KVA	FASE A	FASE B	FASE C
50	2	1	10
50	3	11	18
50	4	12	19
50	5	13	20
50	6	14	21
50	7	15	22
50	8	15A	23
50	9	16	24
50	29	17	25
50	29A	26	27
50	29B	27	28
50	32	27	30
50	38	28	33
50	41	29	34
50	42	40	36A
50	43	40	40
50	44	50	44
50	45	51	47
50	55	52	53
50	56	57	54
50	62	68	59
50	63	58A	60
50	70	64	68
50	71	65	81
50	73	66	82
50	76	68	83
50	77	69	84
50	79	69A	85
50	79	72	86
50	80	73	86A
50	81	74	—
50	—	—	—
TOTAL	1223KVA	1223 KVA	1232 KVA

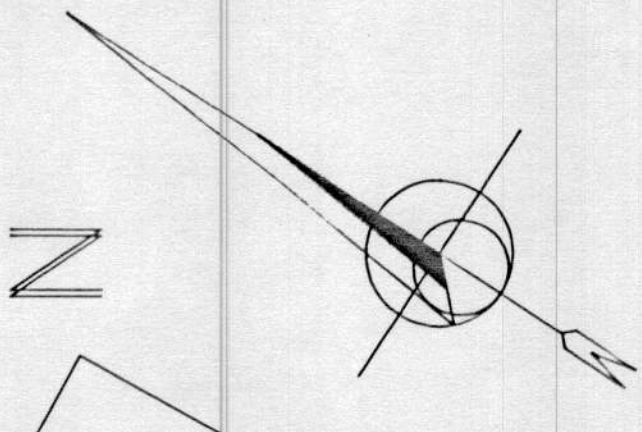
SECTOR A

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y COMPUTACION

FECHA: Ago/2000	NOMBRE:	DENOMINACION:	ESCALA:
Rev.		RED DE ALTA TENSION	1:1250
Aprob.		PROGRAMA HABITACIONAL EL RECREO: 2da. ETAPA	

PLANO No: **001**

ESPOL



ETAPA 3

SIMBOLOGIA

- POSTE TUBULAR DE HORMIGON 11x16x750.
- POSTE TUBULAR DE HORMIGON 11x16x750.
- POSTE TUBULAR DE HORMIGON 11x16x750.
- ▲ TRANSFORMADOR MONOFASICO CSP SENA 7820/120-240V.
- ▲ TRANSFORMADOR MONOFASICO CSP SENA 7820/120-240V.
- ▲ TRANSFORMADOR MONOFASICO 100VA.
- CABLE DE ALIMENTACION ANTIURTO N=3+2
- CONCENTRADOR PRIMARIO
- CONCENTRADOR SECUNDARIO
- AREA DE SERVIDO DEL CONCENTRADOR SECUNDARIO

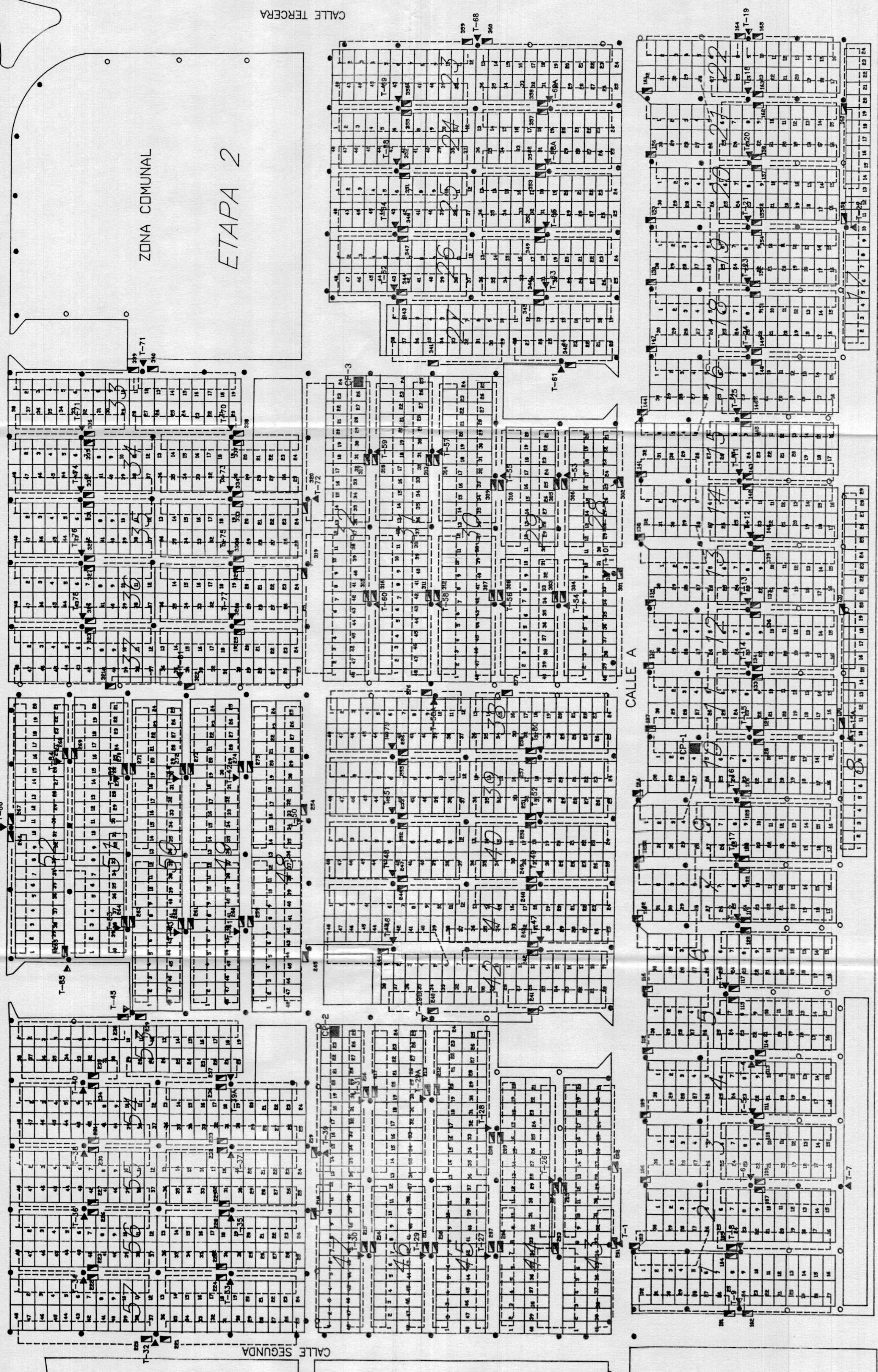
ZONA COMUNAL
ETAPA 2

CALLE B

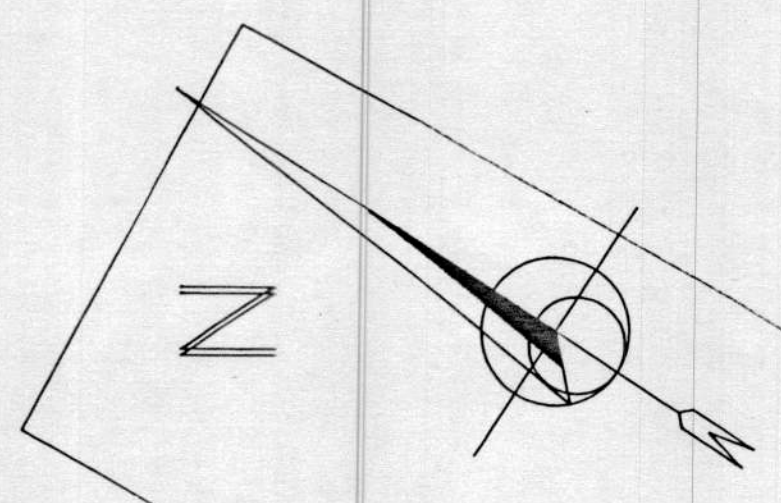
CALLE TERCERA

CALLE A

CALLE SEGUNDA



FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y COMPUTACION	
FECHA: NOVEMBRE	DENOMINACION:
Dib. Agosto 2000	PLANO DE DISTRIBUCION DE CONCENTRADORES SECUNDARIOS EL RECREO: 2da. ETAPA
Rev.	ESCALA 1:120
Aprob.	PLANO No: 002
ESPOL	

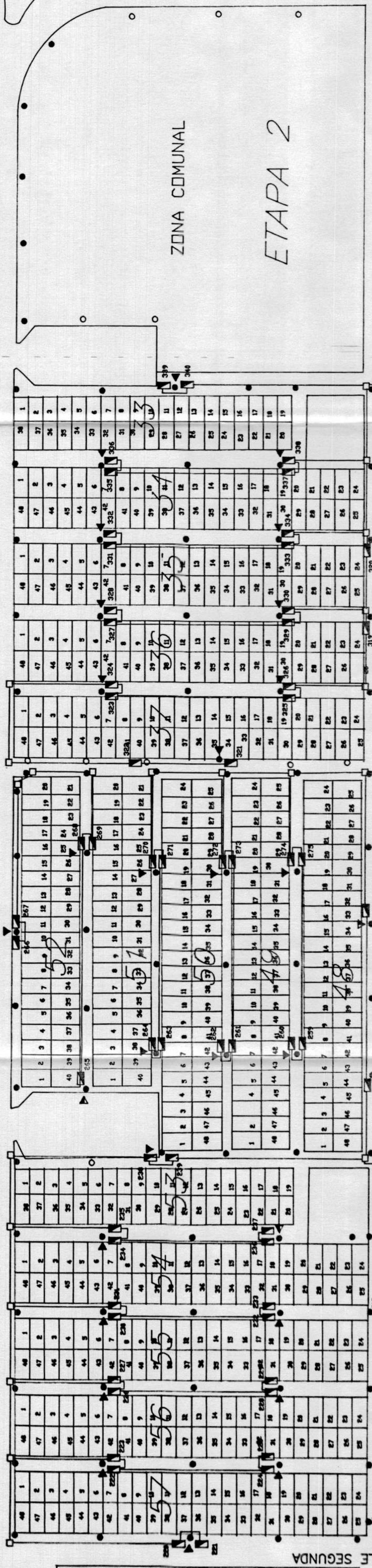


ETAPA 3

SIMBOLOGIA

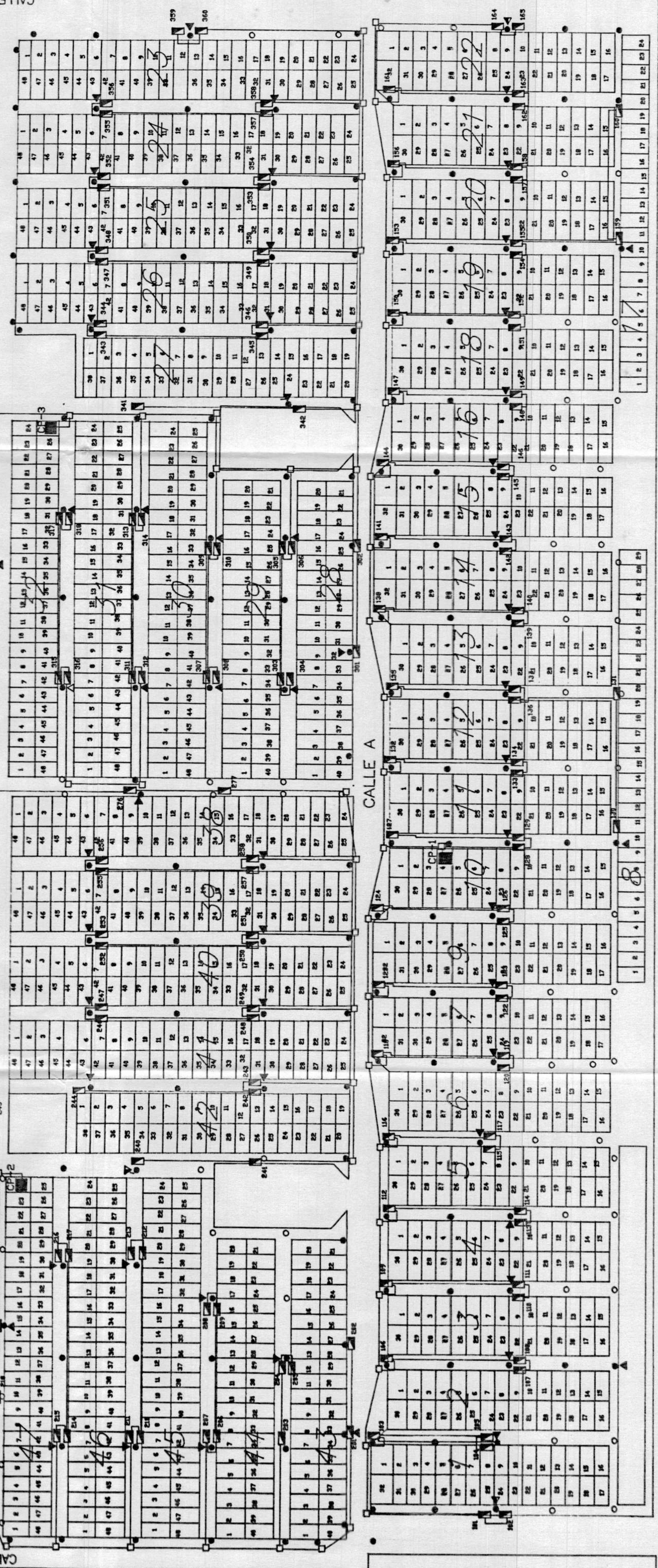
- POSTE TUBULAR DE HORMIGON 11m/750.
- POSTE TUBULAR DE HORMIGON 11m/500.
- POSTE TUBULAR DE HORMIGON 6m/500.
- ▲ TRANSFORMADOR MONOFASICO CIP 25kVA 720/132-240V.
- ▲ TRANSFORMADOR MONOFASICO CIP 25kVA 720/132-240V.
- ▲ TRANSFORMADOR MONOFASICO 10kVA.
- CABLE DE COMUNICACION
- CONDUCTOR SECUNDARIO
- CONDUCTOR PRIMARIO
- CUA DE PISO

CALLE B



ZONA COMUNAL
ETAPA 2

CALLE TERCERA



CALLE A

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y COMPUTACION

DENOMINACION: PLANO DE COMUNICACION DE CONCENTRADORES EL RECREO: 2da. ETAPA

ESCALA: 1:1250

FECHA: NOMBRE: Aprob. 2000

Dib. Rev. Aprob.

PLANO No: 003

ESPOL