

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

REDUCCION DE LA INVERSION DE CAPITAL A CORTO PLAZO EN
GENERACION Y TRANSMISION DEL SISTEMA INTERCONECTADO INDE-EEGSA
PROMOVIENDO ESQUEMAS DE ADMINISTRACION DE CARGA

TESIS

PRESENTADA A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERIA
POR

JUAN FRANCISCO PATZAN BETETA

AL CONFERIRSELE EL TITULO DE
INGENIERIO ELECTRICISTA

GUATEMALA, NOVIEMBRE DE 1,996

PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
Biblioteca Central



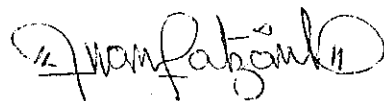
08
T(3872)
C4

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Conforme a lo establecido por la Ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de tesis titulado:

REDUCCION DE LA INVERSION DE CAPITAL A CORTO PLAZO EN
GENERACION Y TRANSMISION DEL SISTEMA INTERCONECTADO
INDE-EEGSA PROMOVRIENDO ESQUEMAS DE ADMINISTRACION DE CARGA

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica.



Juan Francisco Patzán Beteta

PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



UNIVERSIDAD DE SAN CARLO DE GUATEMALA



**FACULTAD DE INGENIERIA
MIEMBROS DE LA JUNTA DIRECTIVA**

DECANO	ING. HERBERT MIRANDA BARRIOS
VOCAL 1o.	ING. MIGUEL ANGEL SANCHEZ GUERRA
VOCAL 2o.	ING. JACK DUGLAS IBARRA SOLORZANO
VOCAL 3o.	ING. JUAN ADOLFO ECHEVERRIA MENDEZ
VOCAL 4o.	BR. FERNANDO WALDEMAR DE LEON CONTRERAS
VOCAL 5o.	BR. PEDRO IGNACIO ESCALANTE PASTOR
SECRETARIO	ING. HILDA MARINA CASTELLANOS DE ILLESCAS

**TRIBUNAL QUE PRACTICO
EL EXAMEN GENERAL PRIVADO**

DECANO	ING. JORGE MARIO MORALES GONZALEZ
EXAMINADOR	ING. GUSTAVO BENIGNO OROZCO GODINEZ
EXAMINADOR	ING. CARLOS MORALES MAZARIEGOS
EXAMINADOR	ING. ANGEL DE JESUS GARCIA MARTINEZ
SECRETARIO	ING. EDGAR JOSE BRAVATTI CASTRO



Guatemala, 14 de junio de 1996

Ingeniero
Luis Herrera
Coordinador del Area de Electrotecnia
Escuela de Ingeniería Mecánica-Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala
Presente

Ingeniero Herrera:

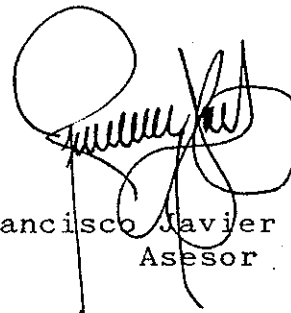
De conformidad a la designación que me hicieran, he realizado la asesoría del trabajo de tesis titulado PROYECTO DE ADMINISTRACION DE CARGA EN LA INDUSTRIA PARA LA REDUCCION DE LA DEMANDA MAXIMA DEL SISTEMA, elaborado por el estudiante universitario JUAN FRANCISCO PATZAN BETETA, como requisito previo a optar el Título de Ingeniero Eléctrico.

Luego de revisar el contenido y verificar la consistencia de los temas expuestos, recomiendo la aprobación del presente trabajo.

Por lo anterior, mucho le agradecería revisar el trabajo que se adjunta, a fin de dar su visto bueno, para que el estudiante Juan Francisco Patzán Beteta pueda someterse al examen de tesis respectivo.

Las conclusiones y recomendaciones del presente trabajo son responsabilidad únicamente del Autor y Asesor.

Atentamente,



Ing. Francisco Javier Rivera Canek
Asesor



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

Escuelas de Ingeniería Civil, Ingeniería
Mecánica Industrial, Ingeniería Química,
Ingeniería Mecánica Eléctrica, Técnica
y Regional de Post-grado de Ingeniería
Sanitaria.

Ciudad Universitaria, zona 12
Guatemala, Centroamérica

Guatemala, 10 de julio de 1,996

Señor Director
Ing. Edgar F. Montúfar Urizar
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director.

Me permito dar aprobación al trabajo de tesis titulado: **Reducción de la inversión de capital a corto plazo en generación y transmisión del sistema interconectado INDE-EEGSA promoviendo esquemas de administración de carga**, elaborado por el estudiante **Juan Francisco Patzán Beteta**, previo a optar al título de Ingeniero Electricista.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarlo.

Atentamente,

ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. José Luis Herrera Gálvez
Coordinador Area de Electrotecnia

JLHG/sdem.

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
Ciudad Universitaria, Zona 12





FACULTAD DE INGENIERIA

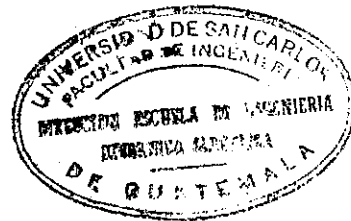
Escuelas de Ingeniería Civil, Ingeniería
Mecánica Industrial, Ingeniería Química,
Ingeniería Mecánica Eléctrica, Técnica
y Regional de Post-grado de Ingeniería
Sanitaria.

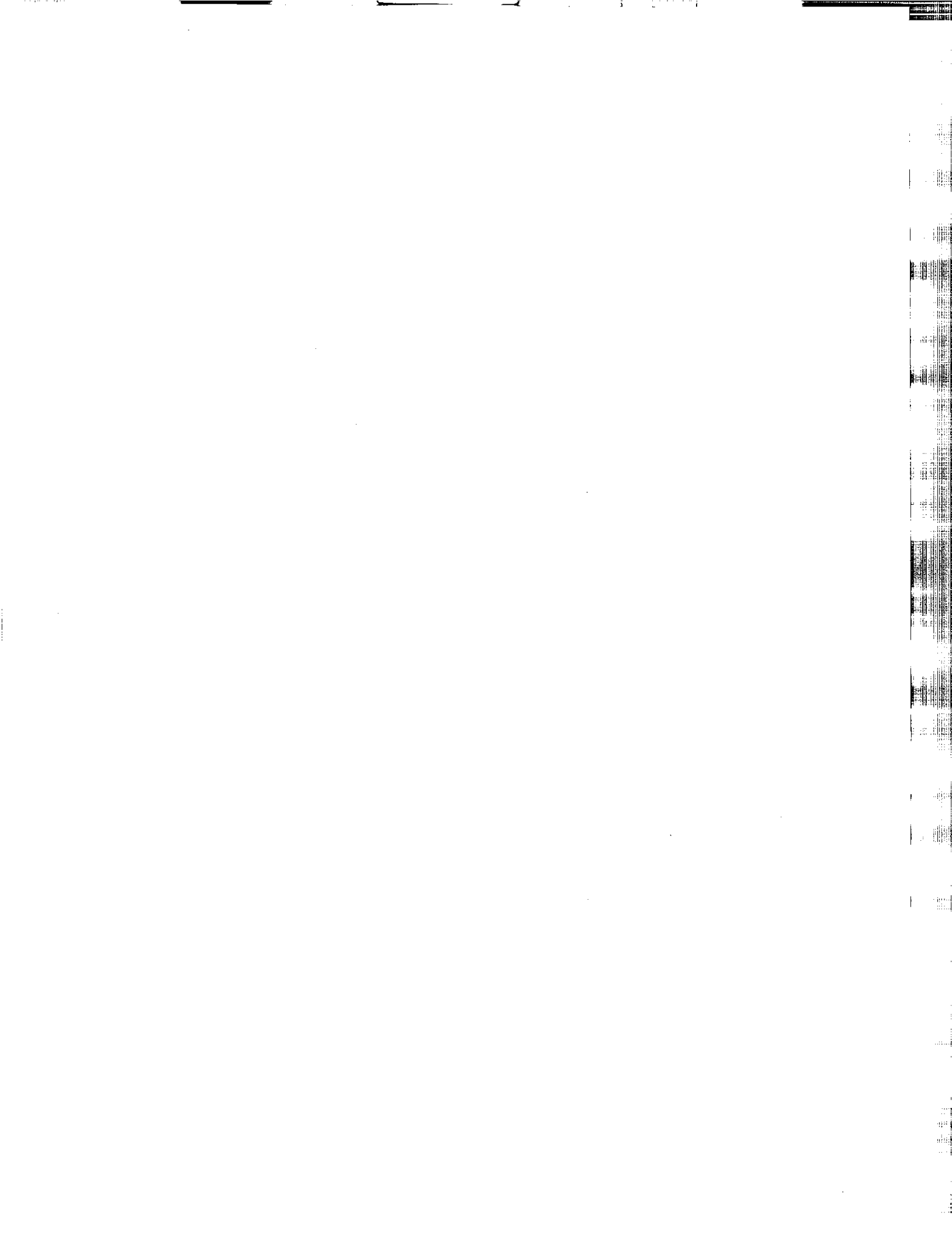
Ciudad Universitaria, zona 12
Guatemala, Centroamérica

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Area, al trabajo de tesis del estudiante Juan Francisco Patzán Beteta, titulada: Reducción de la inversión de capital a corto plazo en generación y transmisión del sistema interconectado INDE-EEGSA promoviendo esquemas de administración de carga, procede a la autorización del mismo.


Ing. Edgar F. Montufar U.
Director

Guatemala, 2 de septiembre de 1,996.







FACULTAD DE INGENIERIA

Escuelas de Ingeniería Civil, Ingeniería
Mecánica Industrial, Ingeniería Química,
Ingeniería Mecánica Eléctrica, Técnica
y Regional de Post-grado de Ingeniería
Sanitaria.

Ciudad Universitaria, zona 12
Guatemala, Centroamérica

El Decano de la Facultad de Ingeniería, luego de conocer la autorización por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de tesis: Reducción de la inversión de capital a corto plazo en generación y transmisión del sistema interconectado INDE-EEGSA promoviendo esquemas de administración de carga, del estudiante Juan Francisco Patzán Beteta, procede a la autorización para la impresión de la misma.

Ing. Herbert René Miranda Barrios
Decano

Guatemala, 14 de noviembre de 1,996.





ACTO QUE DEDICO

A DIOS: Mi creador, por darme la fuerza es-
piritual para realizar mi tesis.

A MIS PADRES Juan Patzan Canel (+)
Concepción Beteta vda. de Patzan
Por ser dos personas sabias;
Por su lucha constante para la reali-
ción de esta meta.
Para ellos dos todo mi Amor.

A MIS HERMANAS Conchy
Bita
Rosy y
Silvia

A mi ESPOSA E HIJO Norma Celina Sanchez de Patzán
Juan Francisco Patzán Sanchez

A MI SOBRINITA Beatriz Sanchez Patzán

A: Emilio Schlesinger y Julia Vda. de
Schlesinger.
con mucho cariño y aprecio.



REDUCCIÓN DE LA INVERSIÓN DE CAPITAL A CORTO PLAZO EN
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO INDE-ERGSA
PROMOVIENDO ESQUEMAS DE ADMINISTRACIÓN DE CARGA

COMISIÓN DE GUATEMALA
ELECTRICIDAD



INDICE GENERAL

	Pag.
Lista de ilustraciones	1
Simbología	11
Glosario	111
Introducción	VI
I. Sistema Nacional Interconectado INDE-EEGSA-COGENERACION.....	1
A. Pronóstico de Crecimiento	9
B. Características de carga del consumidor	10
C. Estrategia para la administración de carga	16
1. Concepto de administración de carga	16
2. Tarifas (control de carga indirecto)	16
3. Objetivos de la administración de carga	17
4. Beneficios potenciales de la administración de carga	20
II. Opciones para la administración de carga	21
A. Control de carga indirecta (vía tarifas)	21
1. Aplicación de tarifas	21
a. Cargo por demanda máxima	22
b. Cargo por consumo	22
2. Función de las tarifas	23
3. Tarifa aplicable en el Instituto costarricense de electrificación (ICE) ...	23
a. Aplicación	24

b.	Precios Mensuales	24
4.	Compañía Nacional de Fuerza y Luz	25
a.	Aplicación	25
b.	Servicio	25
c.	Medidor	25
d.	Precios Mensuales	25
5.	Tarifa T-3 industrial	26
a.	Aplicación	26
b.	Precios Mensuales	27
6.	Tarifa en uso para Guatemala	27
a.	Aplicación	27
b.	Estructura	28
c.	Ajuste	28
d.	Reglamentación	28
7.	Tarifa propuesta de uso restringido	28
a.	Aplicación	28
b.	Cargos por potencia y energía	29
c.	Ajuste	29
d.	Reglamentación	29
B.	Control de carga directo	30
1.	Sistema remoto de control de carga	30
2.	Características técnicas del sistema de control	31
a.	Control central	31
b.	Transmisor de señal	31
c.	Puente de comunicación	31
d.	La unidad terminal	32

3.	Medios para transmitir señal	32
a.	Radio	32
b.	Línea de potencia	32
c.	Teléfono	33
d.	Cable TV	33
4.	Sistema local de control de carga	33
a.	Bloqueo	35
b.	Controladores de tiempo	35
c.	Limitadores de demanda	35
d.	Sistema de administración de energía	35
5.	Tecnología y técnicas recomendadas en el control de carga	36
6.	Equipo para el control de carga en el lugar del consumidor	38
III.	Utilización de medidores de funciones múltiples programables en el proyecto de administración de carga	39
A.	Descripción de medidores de estado sólido	39
B.	Aplicaciones	39
1.	Medición bidireccional	39
2.	Medición en subestaciones	39
3.	Medición de grandes consumidores	41
C.	Módulos del medidor	41
1.	Módulo de transformación	41
2.	Módulo de suministro de potencia	41
3.	Módulo de conversión A/D	41
4.	Módulo procesador de registro	42
5.	Módulo de pantalla	42

6.	Módulo del módem	42
7.	Módulo tiempo real/memoria	42
8.	Módulo entrada/salida	43
D.	Funciones	43
E.	Requerimientos para el funcionamiento de los medidores	43
1.	Hardware	46
2.	Periféricos	48
3.	Software	53
F.	Principios básicos de la interrogación remota	55
1.	Módem y canales telefónicos para la transmisión de datos	57
2.	Velocidad	58
3.	Otros parámetros	58
4.	Canales telefónicos para la transmisión de datos	58
G.	Scada	60
IV.	Detalles del proyecto y cronograma de actividades	65
A.	Etapas de adquisición y evaluación	65
1.	Actividades E.E.G.S.A.	65
a.	Organización	65
b.	Selección de los candidatos	65
c.	Asignación del proyecto	66
d.	Proceso de selección de medidores ...	67
e.	Instalación de medidores en donde exista línea telefónica	67
f.	Instalación y pruebas de la computadora	67

3.	Medios para transmitir señal	32
a.	Radio	32
b.	Línea de potencia	32
c.	Teléfono	33
d.	Cable TV	33
4.	Sistema local de control de carga	33
a.	Bloqueo	35
b.	Controladores de tiempo	35
c.	Limitadores de demanda	35
d.	Sistema de administración de energía	35
5.	Tecnología y técnicas recomendadas en el control de carga	36
6.	Equipo para el control de carga en el lugar del consumidor	38
III.	Utilización de medidores de funciones múltiples programables en el proyecto de administración de carga	39
A.	Descripción de medidores de estado sólido	39
B.	Aplicaciones	39
1.	Medición bidireccional	39
2.	Medición en subestaciones	39
3.	Medición de grandes consumidores	41
C.	Módulos del medidor	41
1.	Módulo de transformación	41
2.	Módulo de suministro de potencia	41
3.	Módulo de conversión A/D	41
4.	Módulo procesador de registro	42
5.	Módulo de pantalla	42

6.	Módulo del módem	42
7.	Módulo tiempo real/memoria	42
8.	Módulo entrada/salida	43
D.	Funciones	43
E.	Requerimientos para el funcionamiento de los medidores	43
1.	Hardware	46
2.	Periféricos	48
3.	Software	53
F.	Principios básicos de la interrogación remota	55
1.	Módem y canales telefónicos para la transmisión de datos	57
2.	Velocidad	58
3.	Otros parámetros	58
4.	Canales telefónicos para la transmisión de datos	58
G.	Scada	60
IV.	Detalles del proyecto y cronograma de actividades	65
A.	Etapas de adquisición y evaluación	65
1.	Actividades E.E.G.S.A.	65
a.	Organización	65
b.	Selección de los candidatos	65
c.	Asignación del proyecto	66
d.	Proceso de selección de medidores ...	67
e.	Instalación de medidores en donde exista línea telefónica	67
f.	Instalación y pruebas de la computadora	67

g.	Idear formas de salidas	68
2.	Actividad de los participantes	68
a.	Colocación de equipo	68
b.	Sistema de control seleccionado	68
c.	Montar una organización interna	68
3.	Actividad de los proveedores	69
a.	Selección del equipo que se va a instalar	68
c.	Asistencia técnica	69
R.	Etapas de implementación	69
1.	Actividad de E.E.G.S.A.	69
a.	Adquisición y manejo de datos	69
b.	Visitas	69
c.	Impacto de la curva de la carga pico	69
d.	Datos costos/beneficios	69
e.	Impacto de la implementación sobre un período largo	71
V.	Conclusiones	73
VI.	Recomendaciones	74
	Bibliografía	75
Anexo 1	Programa medidor de estado sólido	VII
Anexo 2	Formas de conexión de distintos medidores	VIII
Anexo 3	Gráficas de consumidores industriales	IX



LISTA DE ILUSTRACIONES

CAPITULO I

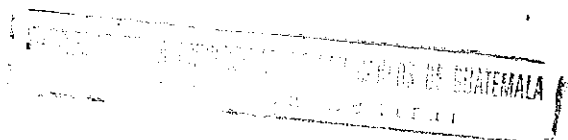
fig. 1.1	Capacidad instalada en MW.....	2
fig. 1.2	Capacidad térmica	3
fig. 1.3	Plantas instaladas en el SNI	4
fig. 1.4	Capacidad instalada en el SNI	5
fig. 1.5	Mapa de servicio INDE-EEGSA	6
fig. 1.6	Generación SNI en GWH	7
fig. 1.7	Composición de energía EEGSA	8
fig. 1.8	Crecimiento de la potencia en MW	9
fig. 1.9	Demanda horaria SNI	11
fig. 1.10	Demandas máximas diarias	13
fig. 1.11	Demandas máximas horarias del SNI ...	14
fig. 1.12	Composición de demanda SNI	15
fig. 1.13	Objetivos de la administración	18

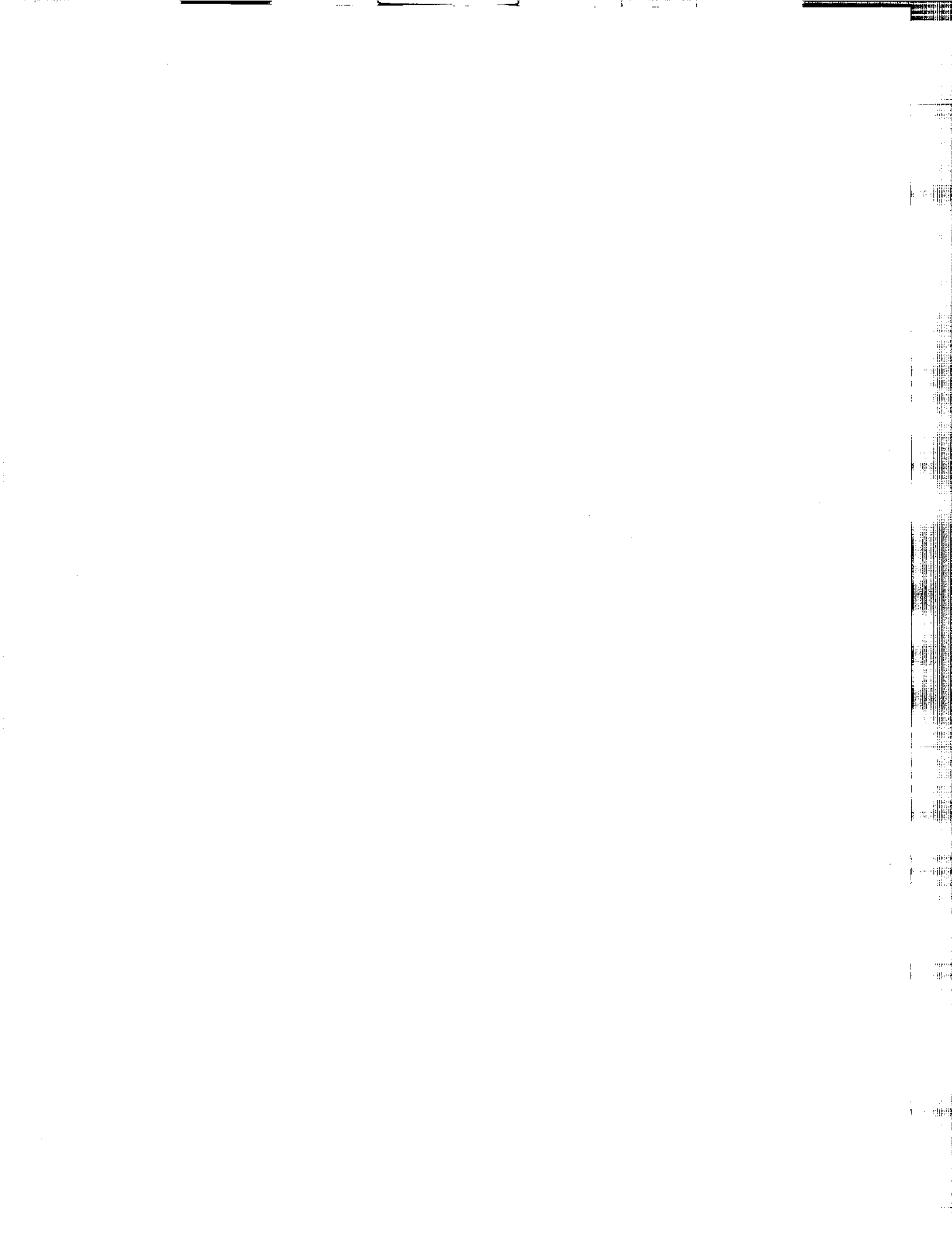
CAPITULO II

fig. 2.1	Sistema de comunicación y transmisión de señal	34
----------	---	----

CAPITULO III

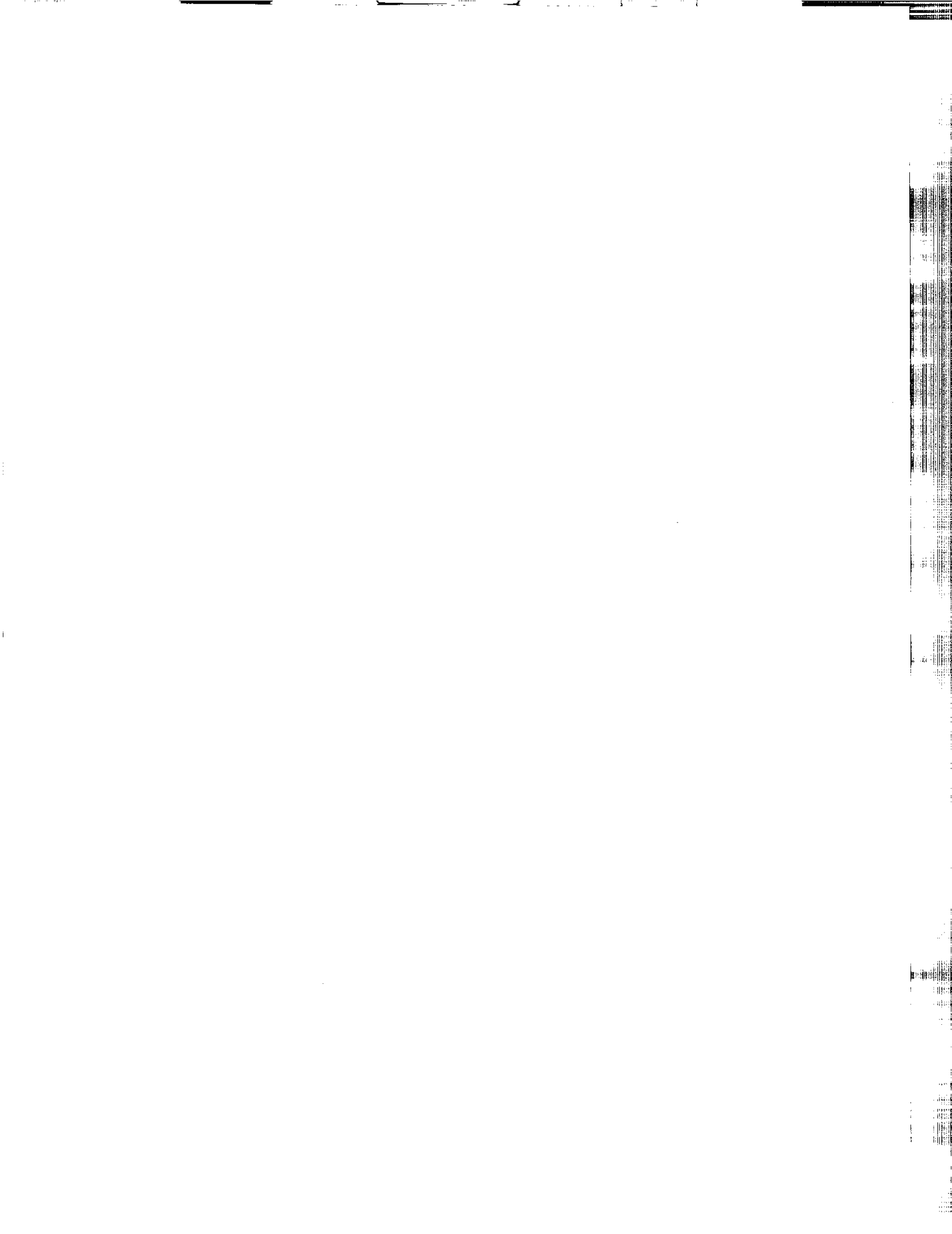
fig. 3.1	Medidor	40
fig. 3.2	Módulos que integran el medidor	44
fig. 3.3	Diagrama de los módulos	45
fig. 3.4	Conexiones del medidor a la PC	47
fig. 3.5	Lectora portátil	50
fig. 3.6	Conexión del medidor a lectora	51
fig. 3.7	Ubicación puerto óptico	52





SIMBOLOGIA

AM	=	Amplitud Modulada.
C	=	Colones.
CT	=	Transformador de Corriente.
EEGSA	=	Empresa Eléctrica de Guatemala S.A.
EMS	=	Sistema de Administración de Energía.
FM	=	Frecuencia Modulada.
GWh	=	Gigavatiohora.
INDE	=	Instituto Nacional de Electrificación.
kW	=	Kilovatio.
kWh	=	Kilovatiohora.
MCS	=	Estación de Control Maestra.
MW	=	Megavatio.
PC	=	Computadora Personal.
Q	=	Quetzales.
RAM	=	Memoria temporal del sistema de una PC.
RI	=	Interrogación Remota.
RTU	=	Unidad Terminal Remota.
SCADA	=	Sistema de Adquisición de Datos y Control Supervisorio
SNI	=	Sistema Nacional Interconectado.
TOU	=	Tiempo de Uso.
VA	=	VoltAmperio.
VAR	=	VoltAmperioReactivo.

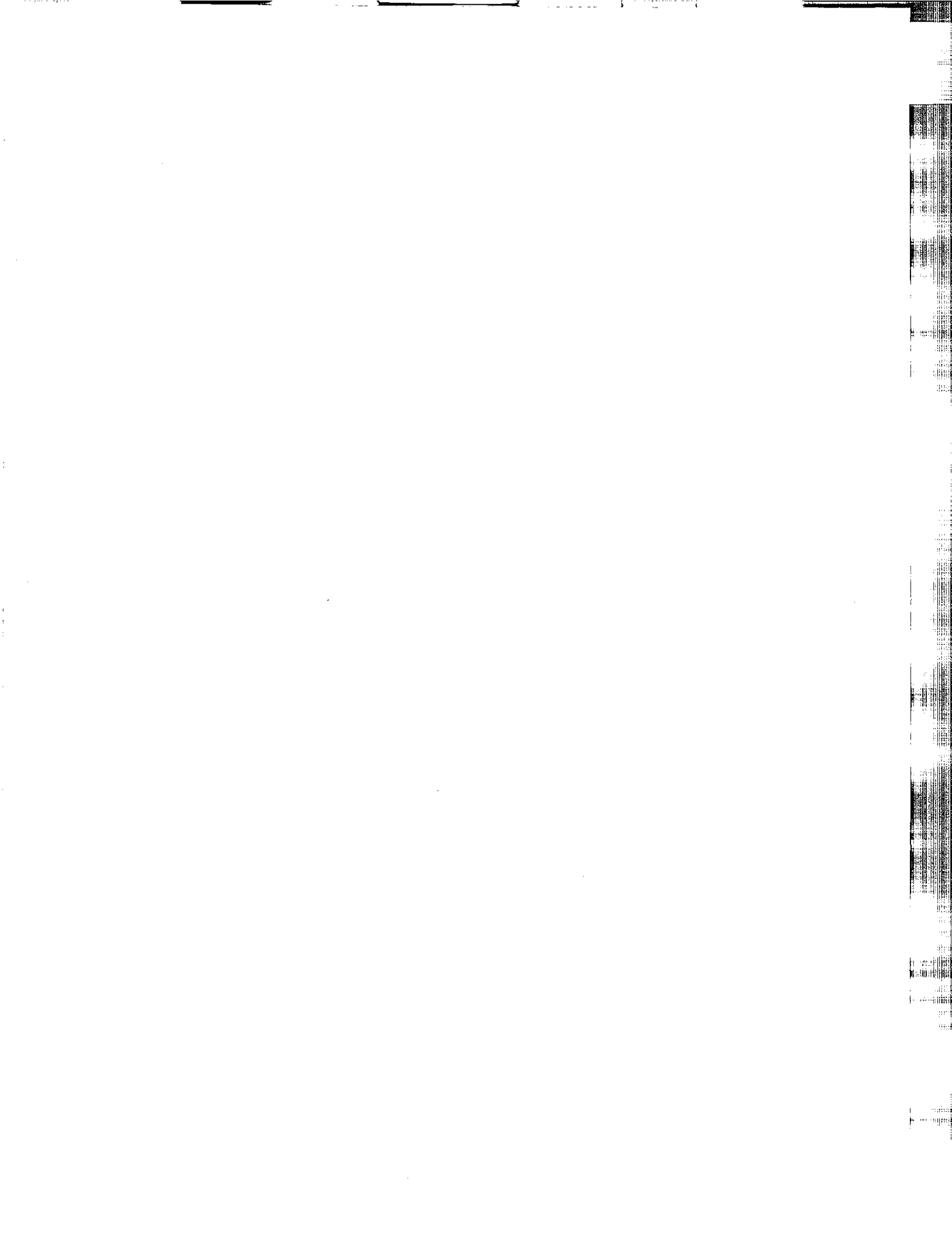


GLOSARIO

1. **ASCII:** Código Nacional de Estándares Americanos para Intercambio de Información. Caracteres utilizados para la comunicación de datos y procesamiento de datos.
2. **Bidireccional:** la capacidad que tiene un medidor de registrar en dos direcciones, la energía y potencia que fluye en un circuito, VATIOS-hORA, VATIOS, VARS y VOLTIO-AMPERIO.
3. **Carga Instalada:** es la suma de la capacidad nominal de todo el equipo eléctrico que se conectará a la acometida de la industria.
4. **Catv:** televisión por cable.
5. **Cogeneración:** es un proceso donde industrias generan electricidad con desechos o sobrantes (subproducto) de su actividad principal. Esta energía eléctrica es utilizada por dichas industrias y el excedente lo venden a las compañías encargadas de distribuirla.
6. **Corriente Eléctrica:** es la capacidad que tiene un conductor eléctrico, que al aplicarle un voltaje, hace circular sus electrones. Desplazamiento de cargas eléctricas en un conductor en función del tiempo.
7. **Demanda Máxima:** es el valor de la demanda registrada por un medidor en un período de un mes calendario y su valor está dado en KILOVATIOS o MEGAVATIOS.

8. **Energía:** es la relación (producto) que existe entre el voltaje y la corriente en función del tiempo.
9. **Factor de Potencia:** es la relación (división) que existe entre la potencia real en KILOVATIOS y la potencia Aparente en KILOVOLTIOAMPERIO.
10. **Generación:** es la capacidad que tiene una máquina para transformar otras clases de energía o energía mecánica en energía eléctrica.
11. **Horas Pico:** es un intervalo de tiempo en donde un sistema eléctrico presenta su demanda máxima.
12. **IEEE:** Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos.
13. **Medidor:** es un dispositivo electromagnético o de estado sólido que mide y registra valores de energía y demanda.
14. **Microprocesador:** es un dispositivo lógico usado en electrónica digital; es un elemento lógico que ejecuta funciones complejas aritméticas y controla operaciones y está empaquetado como un circuito integrado.
15. **Portadora:** onda radioeléctrica generada por un emisor o transmisor, cuya frecuencia es la asignada a la estación y cuya amplitud, frecuencia o fase varía en concordancia con la modulación.
16. **Potencia Aparente:** es el producto del voltaje por la corriente y se mide en KILOVOLTIOAMPERIO (KVA).
17. **Potencia Real:** es la potencia que realiza o efectúa el trabajo y se mide en KILOVATIOS (KW).

18. SNI: Sistema Nacional Interconectado formado por el Instituto Nacional de Electrificación (INDE) y Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. (EEGSA).
19. Transformador: es un dispositivo eléctrico que consiste de dos devanados y un núcleo magnético. El transformador funciona por inducción electromagnética, para cambiar valores de voltaje y corriente a la misma frecuencia entre circuitos.
20. Transmisión: un equipo que sirve para transportar la energía eléctrica con propósitos de suicheo o modificando sus características; este equipo no está clasificado como una subestación. Para hacer útil la energía, es necesario enviarla hacia subestaciones de distribución.
21. Voltaje: es el trabajo necesario para desplazar la unidad de carga eléctrica positiva de un punto a otro en contra o a favor de las fuerzas del campo.
22. RAM: es la memoria del sistema; no es un lugar de almacenamiento permanente de la información. Al apagar el sistema, la información que entró durante la sesión de trabajo se borra de la memoria.



INTRODUCCIÓN

El presente trabajo tiene como objetivo evaluar la factibilidad de establecer una estrategia que represente baja inversión inicial y poco tiempo de implementación, para reducir la demanda máxima del Sistema Nacional Interconectado (SNI), y de esa manera, desplazar en el tiempo las inversiones que se hacen necesarias para cubrir la demanda del SNI en horas pico.

El proyecto analizado consiste en la reducción de la carga de los consumidores Industriales conectados al voltaje de 69 KV. a la hora pico, ya que estos consumidores representan un potencial significativo para el traslado de la carga en el tiempo.

La reducción de la carga, en horas pico, es un trabajo conjunto de la compañía eléctrica y los usuarios, para identificar que porción de la carga puede ser desplazada en el tiempo.

El proyecto utilizará información de campo colocando medidores de estado sólido que servirán para monitorear el perfil de carga de energía eléctrica en las instalaciones de los consumidores participantes, así como la preparación y la divulgación de la información sobre los resultados del proyecto.

El trabajo estará enfocado en el área servida por Empresa Eléctrica de Guatemala S.A., tomando en cuenta la información proyectada del crecimiento, así como cualquier información relacionada a la expansión del SNI.



I. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO INDE-EEGSA-COGENERACION

Se presenta una descripción de la disponibilidad de generación del Sistema Nacional Interconectado de Guatemala.

Se da a conocer un análisis de las características de la carga de los consumidores que pueden ayudar a un programa de ADMINISTRACIÓN DE CARGA,

Guatemala tiene una capacidad instalada de:

1121.9 MW, donde el 44.29% es generación HIDRÁULICA, el 30.31% es generación TÉRMICA, y el 25.40% es producida por Generadores Privados (Cogeneración), como puede verse en la figura 1.1.

La capacidad TÉRMICA está distribuida como la muestra la figura 1.2, 57.53% de GAS, 40.11% de VAPOR y el 2.36% de DIESEL.

En la figura 1.3, se muestra la capacidad instalada en plantas del Sistema Nacional Interconectado, propiedad, tipo, nombre, número de unidades y fecha de instalación.

En la figura 1.4, se ve un resumen para el año 1995 del Sistema Nacional Interconectado que lo forma el INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN (INDE), EMPRESA ELÉCTRICA DE GUATEMALA, S.A. (EEGSA) Y GENERADORES PRIVADOS (COGENERACION).

CAPACIDAD INSTALADA EN EL SNI 1995

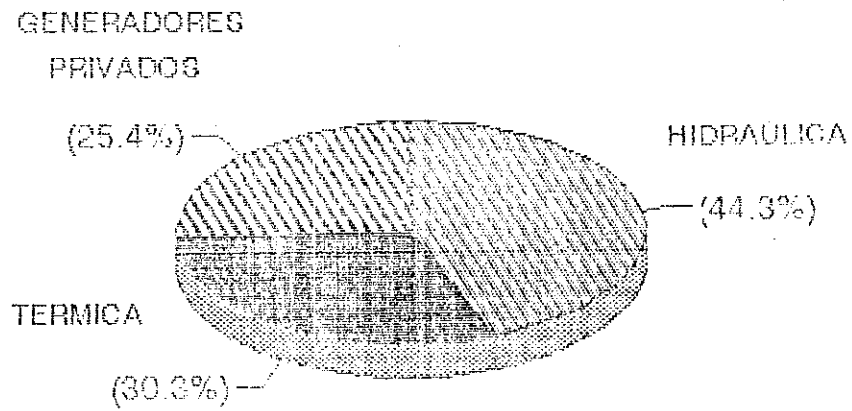


FIGURA 1.1

CAPACIDAD TERMICA INSTALADA

1995

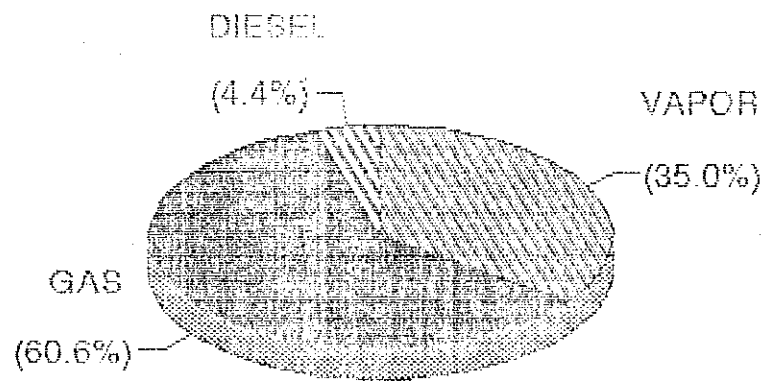


FIGURA 1.2

FIG. 1.3

COMPOSICION SISTEMA GENERADOR SNI
A DICIEMBRE DE 1,995

PROPIEDAD	TIPO	NOMBRE	UNIDADES	FECHA INSTALACION	CAPACIDAD INSTALADA MW	
INDE	HIDRO	CHIXOY	5	1,983	300.0	
		AGUACAPA	3	1,982	90.0	
		JURUN MARINALA	3	1,970	60.0	
		ESCLAVOS	2	1,966	13.5	
		SANTA MARIA	3	1,923	6.0	
		SAN LUIS	2	1,927	5.0	
		EL SALTO	2	1,938	5.0	
		RIO HONDO	2	1,960	2.8	
		EL PORVENIR	1	1,968	2.3	
		PALIN	3	1,962	1.6	
		CHICHAIC	2	1,979	0.7	
	RIO BOBOS	1	1,995	10.0		
			SUB TOTAL	29		496.9
		TERMICA	VAPOR 1 *	1	1,972	33.0
			VAPOR 2	1	1,977	53.0
			GAS 1 *	1	1,965	12.5
			GAS 2 *	1	1,968	12.5
			GAS 3	1	1,976	25.0
			GAS 4	1	1,976	25.0
	GAS 5		1	1,985	41.0	
	BARRIOS		1	1,985	3.0	
	CEM. PROGRESO		1	1,995	12.0	
		SUB TOTAL	9		217.0	
EEGSA	TERMICAS PROPIAS	VAPOR 1 *	1	1,948	3.5	
		VAPOR 2 *	1	1,950	3.5	
		VAPOR 3	1	1,959	13.0	
		VAPOR 4	1	1,961	13.0	
		GAS 1	1	1,964	11.0	
		GAS 2	1	1,978	23.0	
		GAS 3	1	1,978	23.0	
		GAS 4	1	1,989	33.0	
			SUB TOTAL	8		123.0
GENERADORES PRIVADOS	COGENERACION	ENRON POWER	20	1,993	110.0	
		S & S	1	1,992	38.0	
		CAPULIN	2	1,991	4.0	
		PANTALEON	3	1,992	10.0	
		CONCEPCION	2	1,992	15.0	
		MAGDALENA	2	1,993	5.0	
		SANTA ANA	4	1,993	25.0	
		TAMPA	2	1,995	78.0	
			SUB TOTAL	36		285.0
TOTAL			82		1,121.9	

* PLANTA RETIRADA

FIGURA 1.4 RESUMEN DE CAPACIDAD INSTALADA EN LA REPUBLICA 1995

REPRODUCTOR Y TIPO DE GENERACIÓN	HIDRÁULICA	T E R M I C A			TOTAL
		VAPOR	GAS	DIESEL	
<u>S N I</u>					
INDE	496.90	86.00	116.00	15.00	713.90
EEGSA	0.00	33.00	90.00	0.00	123.00
GEN. PRIVADOS					285.00
T O T A L	496.90	119.00	206.00	15.00	1121.90

FIGURA 1.4

El INDE, que constituye la Empresa estatal de mayor generación, suministrando, y que vende energía a varias compañías de distribución, entre ellas a Empresa Eléctrica de Guatemala S.A., que distribuye y comercializa la parte central de Guatemala, conformada por los departamentos de Sacatepéquer, Escuintla y Guatemala.

Las otras compañías de distribución son municipales. Un mapa de las áreas de servicio de INDE y Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. se muestra en la fig. 1.5.

Debido a que la dependencia predominante es generación HIDRÁULICA, es necesario planificar generación adicional basándose en las condiciones críticas de agua.

La producción de energía en GWH por Generador y año se muestra en la figura 1.6 del SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO.

En la figura 1.7, se muestra la composición de la generación del Sistema Nacional Interconectado (SNI) para el año 1995.

SERVICIO INDE - EEGSA

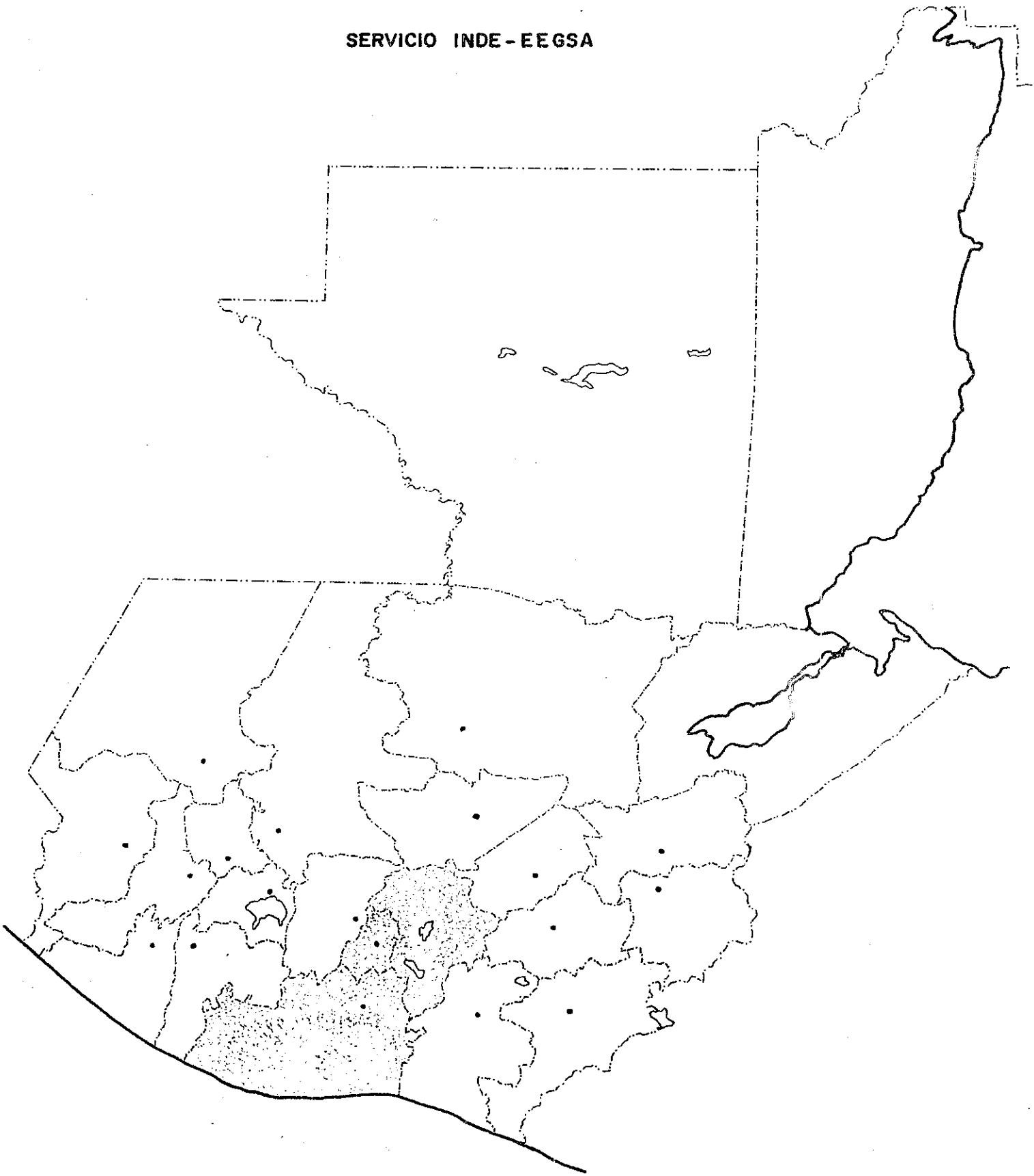


FIGURA No.1.5

DEMANDA DE ENERGIA SNI

FIGURA 1.6

NOMBRE	GWH GENERADOS AL AÑO						VARIACION PORCENTUAL			
	1,991	1,992	1,993	1,994	1,995	91/92	92/93	93/94	94/95	
INDE	2,169	2,352	2,112	1,987	2,209	8.44	(10.20)	(5.92)	11.19	
COGENERADORES	0	11	43	53	127	0.00	284.09	22.03	139.02	
ENRON	0	0	603	772	706	0.00	0.00	28.02	(8.50)	
PLANTA LAGUNA	288	385	213	358	241	33.80	(44.78)	68.15	(32.65)	
TAMPA	0	0	0	0	74	0.00	0.00	0.00	0.00	
S & S	0	0	0	26	122	0.00	0.00	0.00	365.74	
TOTAL	2,457	2,748	2,971	3,196	3,479	11.87	8.10	7.56	8.86	

* A PARTIR DE 1,994 NO SE INCLUYE CEMENTOS PROGRESO (72 GWH)

COMPOSICION DE ENERGIA EEGSA 1995

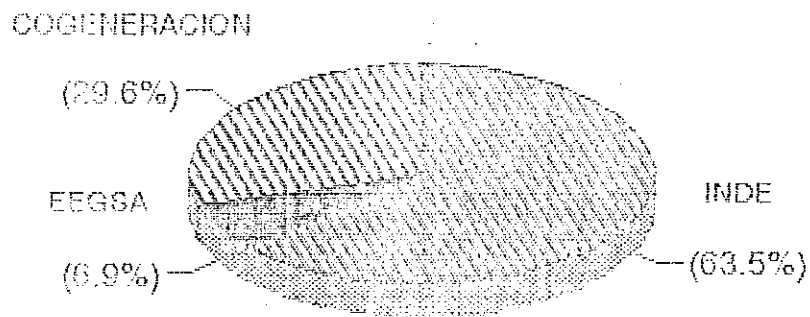


FIGURA 1.7

A.

PRONOSTICO DE CRECIMIENTO

Las ventas nacionales de electricidad en los últimos años han aumentado tanto a nivel residencial, comercial e industrial en un promedio anual del 7.88%.

En Guatemala, las ventas de energía del SNI en el año de 1994 fue de 3196 GWh y se incrementó 283 GWh en el año de 1995 que representa un 8.85% respecto al año anterior. Debido al crecimiento de las ventas nacionales de electricidad, se ha proyectado un aumento promedio del 8% anual, de 2334.3 GWh en 1990 a 4870.6 GWh en el año 2000.

En lo que respecta a la carga pico, se espera un aumento del 9% anual, de 452.2 MW en 1990 a 1022.50 MW en el año 2000, como se muestra en la figura 1.8.

AÑO	GENERACIÓN GWh	% CRE.	POTENCIA (MW)	% CRE.
1990	2334.3	0.00	452.2	0.00
1991	2456.8	5.25	495.1	9.49
1992	2747.7	11.84	537.7	8.60
1993	2971.9	8.16	579.4	7.76
1994	3196.0	7.54	611.7	5.57
1995	3479.0	8.85	705.2	15.28
1996	3757.3	8.00	768.7	9.00
1997	4035.6	8.00	832.1	9.00
1998	4313.9	8.00	895.6	9.00
1999	4592.3	8.00	959.1	9.00
2000	4870.6	8.00	1022.5	9.00

FIGURA 1.8

B.

CARACTERÍSTICAS DE CARGA DEL CONSUMIDOR

En esta sección, se va a revisar y evaluar las características de carga del consumidor. Esta evaluación intenta identificar aquellos determinantes de la curva de carga del sistema que puedan ser considerados en el diseño del programa de ADMINISTRACIÓN DE CARGA para Guatemala.

Como se muestra en la figura 1.9 de demanda horaria del Sistema Nacional Interconectado del 19 de diciembre de 1995 la curva de carga, se muestran dos picos:

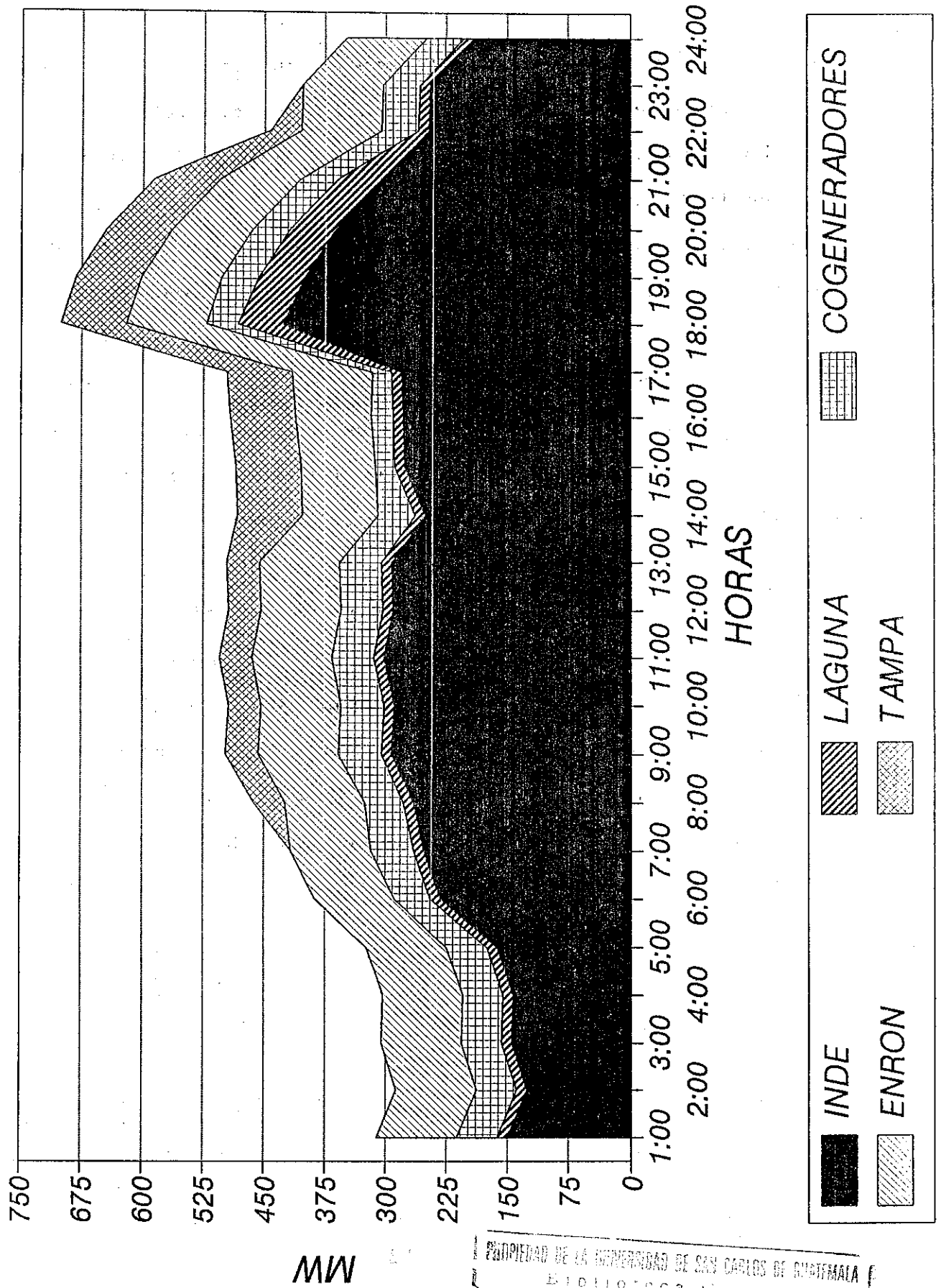
Un pico en la mañana, la cual generalmente ocurre entre 10.30 am y 12:30 pm y en la tarde ocurre entre 5 y 9 pm.

Es importante hacer notar que los dos picos coinciden con los tiempos de preparación de comida en las residencias con cocina eléctrica.

Los datos de la investigación de carga reunidos por Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. confirman que la curva de carga diaria para las residencias con aparatos eléctricos es determinada extensamente por las cargas frecuentes para cocinar. En la investigación, también se analizó a los consumidores Comerciales y pequeñas industrias. Estos y otros datos que fueron examinados sugirieron que con la excepción de algunos grandes industriales que envuelven un proceso continuo de carga, más los consumidores comerciales y pequeños industriales que pueden ser considerados como un solo turno de las 9:00 am y 5:00 pm en que se inicia el día

DIA DE MAXIMA DEMANDA 19 DE DICIEMBRE DE 1995

FIGURA 1.9



PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
Biblioteca Central

de trabajo, y permanece regularmente constante por el resto del día, y luego desciende substancialmente a las 5:00 pm.

Esta evidencia útil sugiere que la principal contribución del pico de la tarde es coincidente con la carga residencial (cocina, iluminación, televisión), alumbrado público, bombas de agua, comercio y tiendas que empiezan a operar en la tarde e inicio de la noche.

Con excepción del alumbrado público, las otras cargas también contribuyen en el pico de la mañana. Además, el segmento de consumidores comerciales e industriales que contribuye al pico de la mañana son edificios de oficina, tiendas de venta y pequeñas fábricas.

En la figura 1.10, se presenta un reporte de las demandas diarias máximas del mes de diciembre de 1995, seguido de la figura 1.11 que muestra las demandas horarias, día de máxima demanda del Sistema Nacional Interconectado, que corresponde al mismo mes.

En la Figura 1.12, se muestra el comportamiento y crecimiento de la demanda máxima anual del SNI de 452.2 MW en 1990 a 1022.5 MW en 2000.

FIGURA 1.10

**DEMANDAS DIARIAS DEL MES DE MAXIMA DEMANDA
DICIEMBRE 1995**

DIA	HORA	(MW)	(MVAR)	FP
1	18:30	654.8	215.9	0.9497
2	20:00	633.2	160.4	0.9694
3	18:30	594.3	130.4	0.9768
4	18:15	661.5	238.5	0.9407
5	19:00	684.9	246.2	0.9410
6	18:45	670.6	222.3	0.9492
7	18:45	671.5	233.6	0.9445
8	18:45	666.5	218.0	0.9505
9	18:45	608.6	162.3	0.9662
10	18:45	558.7	133.3	0.9727
11	18:15	669.1	228.0	0.9466
12	19:00	677.7	219.6	0.9513
13	18:30	681.0	237.5	0.9442
14	18:30	691.1	223.5	0.9515
15	18:15	663.0	193.8	0.9598
16	18:45	607.8	150.1	0.9708
17	18:45	533.9	110.4	0.9793
18	18:30	669.8	218.3	0.9508
19	18:45	705.2	242.1	0.9458
20	19:00	679.1	218.8	0.9518
21	18:45	678.1	214.4	0.9535
22	18:15	675.4	180.8	0.9660
23	19:00	607.4	141.0	0.9741
24	19:00	550.0	125.4	0.9750
25	19:00	506.1	104.4	0.9794
26	19:30	628.9	199.2	0.9533
27	18:45	633.5	182.7	0.9608
28	18:45	661.9	211.6	0.9525
29	19:00	628.0	189.0	0.9576
30	18:45	597.3	159.2	0.9663
31	19:15	561.6	117.7	0.9787

FIGUREA 1.11

**DEMANDAS HORARIAS, DIA DE MAXIMA DEMANDA
19 DE DICIEMBRE DE 1995**

HORA	(MW)	(MVAR)	FP
1:00	313.3	9.7	0.9995
2:00	290.3	-0.3	1.0000
3:00	308.3	4.7	0.9999
4:00	307.3	-1.3	1.0000
5:00	327.3	2.7	1.0000
6:00	390.4	51.3	0.9915
7:00	420.3	66.4	0.9877
8:00	467.1	124.0	0.9665
9:00	500.5	154.3	0.9556
10:00	497.2	162.9	0.9503
11:00	507.3	156.5	0.9556
12:00	496.3	149.5	0.9575
13:00	499.7	135.9	0.9650
14:00	487.4	142.9	0.9596
15:00	491.0	161.0	0.9502
16:00	496.3	159.1	0.9523
17:00	497.9	157.1	0.9537
18:00	595.5	194.3	0.9507
18:15	669.1	218.7	0.9505
18:30	693.2	231.1	0.9487
18:45	705.2	241.6	0.9460
19:00	684.7	227.0	0.9492
19:15	684.2	221.0	0.9516
19:30	686.2	212.0	0.9555
19:45	674.2	198.0	0.9595
20:00	647.2	194.0	0.9579
20:15	635.9	186.6	0.9595
20:30	614.9	163.6	0.9664
21:00	589.9	156.6	0.9665
22:00	447.9	86.9	0.9817
23:00	405.9	48.3	0.9930
24:00	350.1	34.3	0.9952

COMPOSICION DE DEMANDA SNI 1995

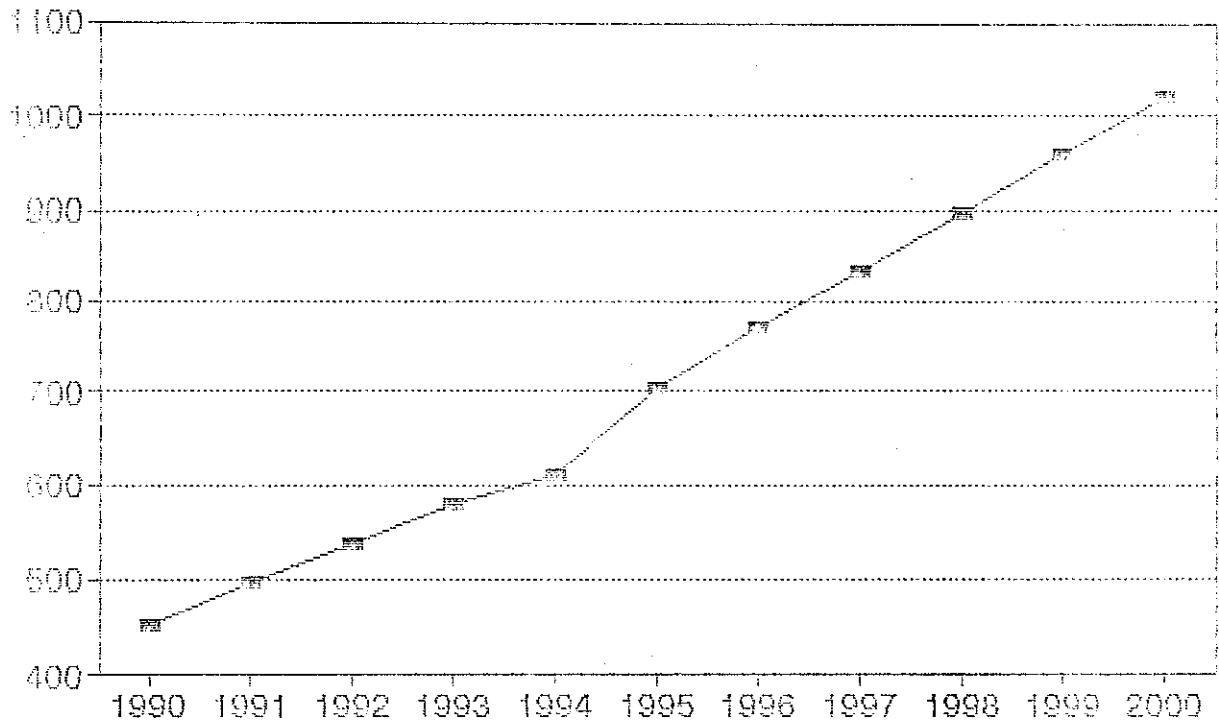
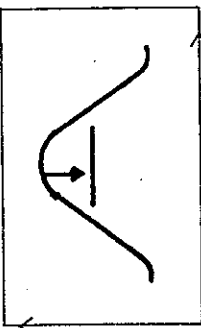
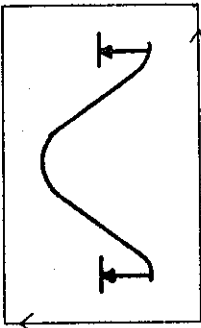
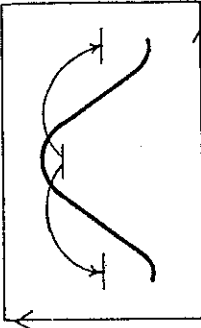
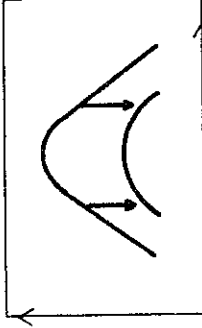
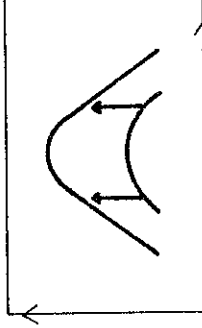


FIGURA 1.12

EFECTO EN LA CURVA	OBJETIVOS	DESCRIPCION
	CORTAR EL PICO	REDUCIR LA CARGA DURANTE PERIODOS PICO, GENERALMENTE ES DIRIGIDO, CONTROLADO Y EJECUTADO POR EL CONSUMIDOR ESTE CONTROL ES PARA REDUCIR LA DEMANDA, COSTOS DE OPERACION.
	LLENAR VALLES	ESTRUCTURAR CARGAS FUERA DE PERIODOS PICO ES DESEABLE CUANDO EL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD ES MAS BARATO EN ESTOS PERIODOS.
	TRASLADAR CARGAS	SE PUEDE REALIZAR POR MEDIO DEL CORTE DE LOS PICOS Y LLENADO DE LOS VALLES; ESTO ENVUELVE EL TRASLADO DE CARGAS PICO A PERIODOS FUERA DE PICO, Y PERMITE UN USO MAS EFICIENTE DE LA CAPACIDAD.
	ESTRATEGIA DE CONSERVACION	ENVUELVE UNA REDUCCION DE LAS VENTAS, INCLUYE UN CAMBIO EN FORMA DE USO DE LA ENERGIA, ESTO PUEDE OCURRIR NATURALMENTE Y DEBEN CREARSE PROGRAMAS QUE INTENTEN ACELERAR O ESTIMULAR ACCIONES DE CONSERVACION.
	ESTRATEGIA DE AUMENTO DE CARGA	UN CRECIMIENTO DE LAS INDUSTRIAS ENVUELVE UN CRECIMIENTO DE LA CARGA Y EL DESARROLLO DE NUEVOS MERCADOS. EN EL FUTURO, EL AUMENTO DE CARGA INCLUIRA MAYOR ELECTRIFICACION, VEHICULOS ELECTRICOS, AUTOMATIZACION.

necesario un puente de comunicación entre la compañía eléctrica y el consumidor.

- Tarifas dinámicas: las tarifas dinámicas requieren el uso de equipo de medición que sea activado remotamente por un medio de comunicación, es decir, teléfono, radio, portadora sobre la línea de energía, sistema de control telefónico etc. La información y datos enviada por la compañía eléctrica es recibida por una unidad terminal remota (medidor de estado sólido) instalado en la localidad del consumidor. En instalaciones automatizadas, estas señales están limitadas por un Sistema de Administración de energía, el cual ejecuta una secuencia de acciones pre-programadas. La más avanzada instalación envuelve una comunicación por medio de una línea telefónica de una computadora a otra, entre la compañía eléctrica y la carga, para lograr ejecutar automáticamente algoritmos limitadores de demanda o procesos de reconfiguración.

3. OBJETIVOS DE LA ADMINISTRACIÓN DE CARGA

El primer paso crítico en el desarrollo de un programa de Administración de carga es establecer y definir claramente los objetivos del programa.

Cinco objetivos comunes para la ADMINISTRACIÓN DE CARGA se muestran en la FIGURA 1.13.

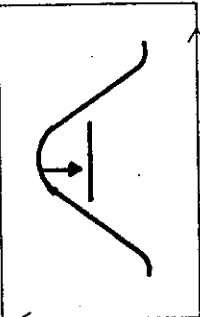
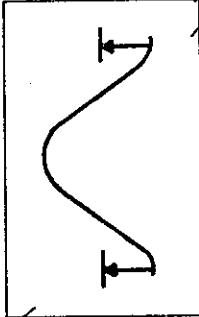
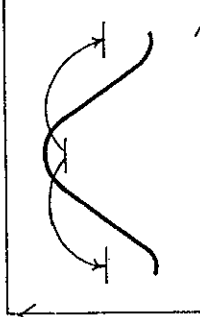
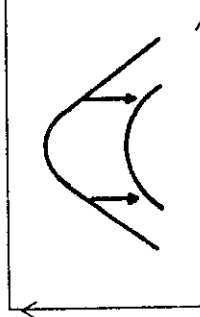
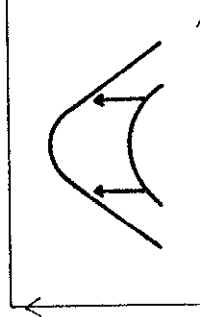
EFECTO EN LA CURVA	OBJETIVOS	DESCRIPCION
	CORTAR EL PICO	REDUCIR LA CARGA DURANTE PERIODOS PICO, GENERALMENTE ES DIRIGIDO, CONTROLADO Y EJECUTADO POR EL CONSUMIDOR ESTE CONTROL ES PARA REDUCIR LA DEMANDA, COSTOS DE OPERACION.
	LLENAR VALLES	ESTRUCTURAR CARGAS FUERA DE PERIODOS PICO ES DESEABLE CUANDO EL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD ES MAS BARATO EN ESTOS PERIODOS.
	TRASLADAR CARGAS	SE PUEDE REALIZAR POR MEDIO DEL CORTE DE LOS PICOS Y LLENADO DE LOS VALLES; ESTO ENVUELVE EL TRASLADO DE CARGAS PICO A PERIODOS FUERA DE PICO, Y PERMITE UN USO MAS EFICIENTE DE LA CAPACIDAD.
	ESTRATEGIA DE CONSERVACION	ENVUELVE UNA REDUCCION DE LAS VENTAS, INCLUYE UN CAMBIO EN FORMA DE USO DE LA ENERGIA, ESTO PUEDE OCURRIR NATURALMENTE Y DEBEN CREARSE PROGRAMAS QUE INTENTEN ACELERAR O ESTIMULAR ACCIONES DE CONSERVACION.
	ESTRATEGIA DE AUMENTO DE CARGA	UN CRECIMIENTO DE LAS INDUSTRIAS ENVUELVE UN CRECIMIENTO DE LA CARGA Y EL DESARROLLO DE NUEVOS MERCADOS. EN EL FUTURO, EL AUMENTO DE CARGA INCLUIRA MAYOR ELECTRIFICACION, VEHICULOS ELECTRICOS, AUTOMATIZACION.

FIGURA No. 1.13

necesario un puente de comunicación entre la compañía eléctrica y el consumidor.

- Tarifas dinámicas: las tarifas dinámicas requieren el uso de equipo de medición que sea activado remotamente por un medio de comunicación, es decir, teléfono, radio, portadora sobre la línea de energía, sistema de control telefónico etc. La información y datos enviada por la compañía eléctrica es recibida por una unidad terminal remota (medidor de estado sólido) instalado en la localidad del consumidor. En instalaciones automatizadas, estas señales están limitadas por un Sistema de Administración de energía, el cual ejecuta una secuencia de acciones pre-programadas. La más avanzada instalación envuelve una comunicación por medio de una línea telefónica de una computadora a otra, entre la compañía eléctrica y la carga, para lograr ejecutar automáticamente algoritmos limitadores de demanda o procesos de reconfiguración.

3. OBJETIVOS DE LA ADMINISTRACIÓN DE CARGA

El primer paso crítico en el desarrollo de un programa de Administración de carga es establecer y definir claramente los objetivos del programa.

Cinco objetivos comunes para la ADMINISTRACIÓN DE CARGA se muestran en la FIGURA 1.13.

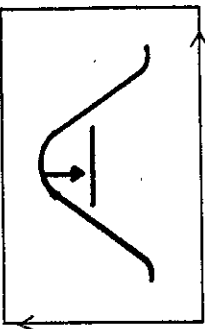
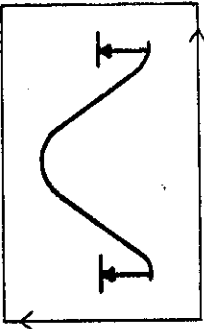
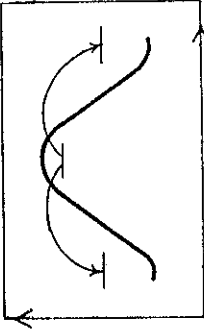
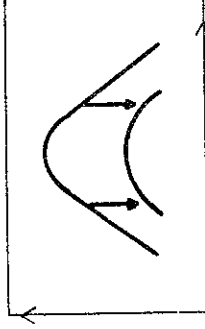
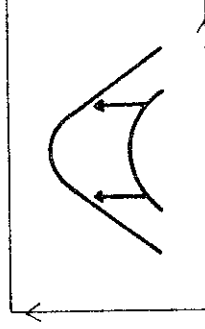
EFECTO EN LA CURVA	OBJETIVOS	DESCRIPCION
	CORTAR EL PICO	REDUCIR LA CARGA DURANTE PERIODOS PICO, GENERALMENTE ES DIRIGIDO, CONTROLADO Y EJECUTADO POR EL CONSUMIDOR ESTE CONTROL ES PARA REDUCIR LA DEMANDA, COSTOS DE OPERACION.
	LLENAR VALLES	ESTRUCTURAR CARGAS FUERA DE PERIODOS PICO ES DESEABLE CUANDO EL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD ES MAS BARATO EN ESTOS PERIODOS.
	TRASLADAR CARGAS	SE PUEDE REALIZAR POR MEDIO DEL CORTE DE LOS PICOS Y LLENADO DE LOS VALLES; ESTO ENVUELVE EL TRASLADO DE CARGAS PICO A PERIODOS FUERA DE PICO, Y PERMITE UN USO MAS EFICIENTE DE LA CAPACIDAD.
	ESTRATEGIA DE CONSERVACION	ENVUELVE UNA REDUCCION DE LAS VENTAS, INCLUYE UN CAMBIO EN FORMA DE USO DE LA ENERGIA, ESTO PUEDE OCURRIR NATURALMENTE Y DEBEN CREARSE PROGRAMAS QUE INTENTEN ACELERAR O ESTIMULAR ACCIONES DE CONSERVACION.
	ESTRATEGIA DE AUMENTO DE CARGA	UN CRECIMIENTO DE LAS INDUSTRIAS ENVUELVE UN CRECIMIENTO DE LA CARGA Y EL DESARROLLO DE NUEVOS MERCADOS. EN EL FUTURO, EL AUMENTO DE CARGA INCLUIRA MAYOR ELECTRIFICACION, VEHICULOS ELECTRICOS, AUTOMATIZACION.

FIGURA No. 1.13

necesario un puente de comunicación entre la compañía eléctrica y el consumidor.

- Tarifas dinámicas: las tarifas dinámicas requieren el uso de equipo de medición que sea activado remotamente por un medio de comunicación, es decir, teléfono, radio, portadora sobre la línea de energía, sistema de control telefónico etc. La información y datos enviada por la compañía eléctrica es recibida por una unidad terminal remota (medidor de estado sólido) instalado en la localidad del consumidor. En instalaciones automatizadas, estas señales están limitadas por un Sistema de Administración de energía, el cual ejecuta una secuencia de acciones pre-programadas. La más avanzada instalación envuelve una comunicación por medio de una línea telefónica de una computadora a otra, entre la compañía eléctrica y la carga, para lograr ejecutar automáticamente algoritmos limitadores de demanda o procesos de reconfiguración.

3. OBJETIVOS DE LA ADMINISTRACIÓN DE CARGA

El primer paso crítico en el desarrollo de un programa de Administración de carga es establecer y definir claramente los objetivos del programa.

Cinco objetivos comunes para la ADMINISTRACIÓN DE CARGA se muestran en la FIGURA 1.13.

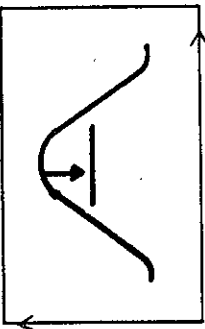
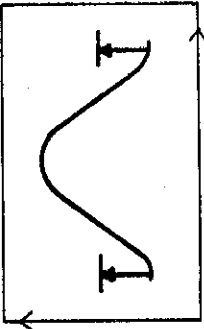
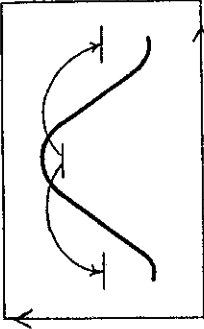
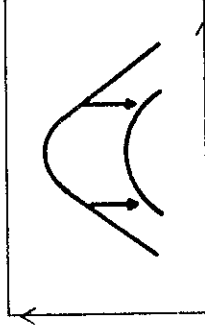
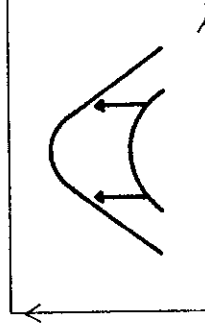
EFECTO EN LA CURVA	OBJETIVOS	DESCRIPCION
	CORTAR EL PICO	REDUCIR LA CARGA DURANTE PERIODOS PICO, GENERALMENTE ES DIRIGIDO, CONTROLADO Y EJECUTADO POR EL CONSUMIDOR ESTE CONTROL ES PARA REDUCIR LA DEMANDA, COSTOS DE OPERACION.
	LLENAR VALLES	ESTRUCTURAR CARGAS FUERA DE PERIODOS PICO ES DESEABLE CUANDO EL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD ES MAS BARATO EN ESTOS PERIODOS.
	TRASLADAR CARGAS	SE PUEDE REALIZAR POR MEDIO DEL CORTE DE LOS PICOS Y LLENADO DE LOS VALLES; ESTO ENVUELVE EL TRASLADO DE CARGAS PICO A PERIODOS FUERA DE PICO, Y PERMITE UN USO MAS EFICIENTE DE LA CAPACIDAD.
	ESTRATEGIA DE CONSERVACION	ENVUELVE UNA REDUCCION DE LAS VENTAS, INCLUYE UN CAMBIO EN FORMA DE USO DE LA ENERGIA, ESTO PUEDE OCURRIR NATURALMENTE Y DEBEN CREARSE PROGRAMAS QUE INTENTEN ACELERAR O ESTIMULAR ACCIONES DE CONSERVACION.
	ESTRATEGIA DE AUMENTO DE CARGA	UN CRECIMIENTO DE LAS INDUSTRIAS ENVUELVE UN CRECIMIENTO DE LA CARGA Y EL DESARROLLO DE NUEVOS MERCADOS. EN EL FUTURO, EL AUMENTO DE CARGA INCLUIRA MAYOR ELECTRIFICACION, VEHICULOS ELECTRICOS, AUTOMATIZACION.

FIGURA No. 1.13

Dadas las características del sistema y los consumidores en Guatemala, el mayor objetivo de la Administración de Carga es recortar el pico. Recortar el pico consiste en reducir la carga del consumidor (MW) durante condiciones pico del sistema. En Guatemala, el fin puede ser reducir las cargas picos durante los dos períodos pico: a media mañana y por la tarde. El corte de estas cargas puede incrementar la eficiencia de la producción de potencia; existe capacidad para afrontar nuevas cargas (generación y transmisión). Reducción de las unidades utilizadas en la hora pico.

Un segundo objetivo es llenar los valles. Este esfuerzo consiste en estimular las ventas no fijas (exceso) de energía hidráulica durante condiciones estacionales de lluvias.

Un tercer objetivo es el traslado de carga de períodos pico a períodos fuera del mismo, y permita un uso más eficiente de la capacidad en la generación.

El cuarto objetivo es una estrategia de conservación, que envuelve una reducción de las ventas, debido a que tendrá instalaciones con procesos de trabajo más eficiente.

Un quinto objetivo es una estrategia de aumento de carga y tiene como meta incrementar las ventas.

Para realizar estos objetivos, hay que modificar las cargas del consumidor y así obtener una alta utilización de la carga.

Existen seis tipos de consumidores que son responsables de la magnitud de la carga pico:

- * Consumidores residenciales:
 - Cocina
 - Agua caliente
- * Edificios grandes de oficina
 - Aire acondicionado
 - Ventilación
 - Iluminación
- * Hoteles:
 - Aire acondicionado/ventilación
 - Iluminación
- * Grandes Industriales (Procesos Industriales)
- * Bombas de agua (EMPAGUA)
- * Alumbrado Público

4. BENEFICIOS POTENCIALES DE LA ADMINISTRACIÓN DE CARGA

El argumento en favor de la administración de carga en Guatemala se basa en el alto costo de la capacidad de generación necesaria para satisfacer el aumento de la demanda proyectada.

De esta manera, una reducción de la carga pico lograda por medio de un programa de administración de carga puede salvar el capital en capacidad de generación, y así obtener una recuperación del mismo.

Además, el combustible será reducido durante las horas pico y el costo del capital también se reducirá en distribución y transmisión.

II. OPCIONES PARA LA ADMINISTRACIÓN DE CARGA:

En este capítulo, se describirán dos opciones que pueden ser aplicables en un proyecto de Administración de carga, y que son:

- A. CONTROL DE CARGA INDIRECTA (VÍA TARIFAS).
- B. CONTROL DE CARGA DIRECTA.

A. CONTROL DE CARGA INDIRECTA (VÍA TARIFAS):

DESCRIPCIÓN:

En esta sección, se presentan como una opción las tarifas como un medio para fomentar el deseo de realizar un proyecto de administración de carga.

1. APLICACIÓN DE LAS TARIFAS

El rubro energético más costoso en algunos procesos industriales es la electricidad. La generación de energía eléctrica necesita mayor inversión de capital y considerables gastos de operación. Debido a esto, las compañías de energía eléctrica han elaborado programas de tarifas que tienden a conseguir una justa tasa de retorno del capital invertido. A los consumidores se les cobra normalmente de acuerdo con estas tarifas que se basan en la demanda máxima (kW), penalización del factor de potencia y el consumo de energía (kWh). Asimismo, se les puede cobrar un cargo fijo por medidor. En muchos casos, se realiza un ajuste por combustible dependiendo de si los actuales costos del

combustible son mayores que los costo proyectados incluidos en la estructura tarifaria.

a. Cargo por demanda máxima:

El cargo por demanda lo establece la compañía suministradora para mantener la capacidad de generación y las líneas de transmisión en buenas condiciones, de manera que los consumidores puedan usar la potencia eléctrica en forma inmediata.

El cargo se basa en la máxima demanda registrada por un medidor a lo largo de un período de tiempo; en general el período de tiempo es de un mes calendario. La demanda se mide generalmente en KILOVATIOS (kW) y el cobro de la demanda de cada consumidor está determinada por la estructura tarifaria.

b. Cargo por consumo:

Se basa en la cantidad de energía eléctrica usada por un consumidor en términos de KILOVATIO-HORA (kWh). A medida que una compañía eléctrica genera más electricidad, el aumento del costo por unidad producida disminuye hasta cierto punto; de ahí el uso de la tasa en bloque o global al determinar una tasa tarifaria; la compañía eléctrica estima lo que tiene que gastar en combustible para generar electricidad. Desafortunadamente, los precios en que basan sus cálculos cambian muy a menudo, de modo que la compañía transfiere estos cambios en forma de un ajuste de cobro.

La mayoría de las tasas tarifarias se basan en variaciones de los cargos descritos; las escalas de los cobros difieren, y dependen del tamaño y tipo de la instalación, por ejemplo:

Una instalación residencial, por lo general, sólo tiene un cargo por consumo en KILOVATIO-hORA.

A instalaciones comerciales e industriales, se les cobra comúnmente diferentes cantidades por demanda, KILOVATIO (kW), consumo KILOVATIO-hORA (kWh) y penalización por bajo factor de potencia.

2. FUNCIÓN DE LAS TARIFAS:

Como se mencionó anteriormente, las tarifas tienen una estructura global o de bloque, tanto residencial, comercial e industrial.

La tarifa industrial o facturación de la demanda está basada en la demanda máxima registrada por un medidor en un mes calendario, la cual es puesta a cero cada mes. Esta tarifa no proporciona ningún incentivo al consumidor para reducir su demanda en KILOVATIOS, durante los períodos pico del sistema.

3. TARIFA APLICABLE EN EL INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD, ICE:

TARIFA T-8, PROMOCIONAL PARA CONSUMOS MAYORES DE

3,000 kWh/MES:

a. **Aplicación:**

Para contratos especiales con clientes de consumos mensuales mayores de 3,000 kWh. Los contratos tendrán una duración mínima de un año que se consideran renovados a su vencimiento por períodos iguales, excepto que una de las partes haga indicación de lo contrario, por lo menos tres meses antes de su vencimiento.

b. **Precios mensuales:**

- **Cargo por demanda:**

La demanda máxima que se facturará será la carga promedio más alta en kilovatios (kW), para cualquier intervalo de quince minutos durante el mes, que se registre entre las 10:00 y 12:30 horas o entre las 16:30 y las 20:00 horas.

La demanda máxima así establecida, se facturará de acuerdo con lo que corresponda el abonado, según su tarifa correspondiente.

En el período de la época lluviosa (junio a enero), no se tomarán en cuenta para efecto de facturación, las demandas registradas días sábados, domingos y días festivos por ley.

- **Cargo por energía:**

El exceso del consumo promedio mensual en la época lluviosa (junio a enero), sobre el consumo promedio mensual en la época seca (1 de febrero a 31 de mayo), se facturará a 3.10 colones/kWh.

La energía restante se facturará de acuerdo con la tarifa que corresponda al abonado.

Para los nuevos abonados, esta tarifa se aplicará cuando se cuente con el registro de la época seca (febrero a mayo).

4. COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA Y LUZ, CNFL:

TARIFA T-6

a. Aplicación

Para clientes con consumos mensuales mayores que 3,000 kWh, con un contrato especial de duración mínima de un año, el cual se considera renovado a vencimiento por períodos iguales, si ambas partes no hacen indicación de lo contrario, por lo menos tres meses antes de su vencimiento.

b. Servicio

Servicio trifásico, en los voltajes disponibles en la red que alimenta al cliente.

c. Medidor

De KWH, trifásico, programado, con cinta magnética, su ciclo de intervalo será de quince minutos.

d. Precios mensuales:

Cargo por Demanda:

La demanda máxima por facturar será la carga más alta en KW para cualquier intervalo de 15 minutos durante el mes, que se registre entre las 10:00 y 12:30 horas o entre las 16:30 y las 20:00 horas. La demanda máxima, así establecida, se facturará de acuerdo con el cargo por demanda de la tarifa T-3 de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A.

En el período que va del 1 de junio al 31 de enero del año siguiente; no se tomarán en cuenta para efectos de facturación, las demandas registradas los días sábados, domingos y festivos por ley.

- **Cargo por energía**

La energía que se consume en el período comprendido entre el 1 de junio de un año y el 31 de enero del año siguiente, en exceso sobre el consumo promedio entre esas horas, durante el período del 1 de febrero al 31 de mayo anteriores, se facturará a razón de 3.40 Colones/kWh para la T-3.

La energía que se consume en el período comprendido entre el 1 de junio y el 31 de enero del año siguiente, entre las 10:00 y 20:00 horas, en exceso sobre el consumo promedio a esas horas, durante el período comprendido entre el 1 de febrero al 31 de mayo anteriores, se facturará a razón de 3.50 Colones/kWh para la T-3.

Toda la energía restante se facturará de acuerdo con la tarifa T-3 de la CNFLSA, según corresponda.

5. TARIFA T-3 INDUSTRIAL:

a. Aplicación

Para consumos industriales, se aplica a todas aquellas empresas industriales que producen bienes y no a las que prestan servicio.

b. Precios Mensuales:

* Para consumos menores o iguales de 3,000 kWh:
Primeros 30 kWh o menos C 468.90 Exceso de kWh 15.60/kWh

* Para consumos entre 3,001 y 20,000 kWh:

- Cargo por demanda:

Primeros 13 kW o menos C 13,443.10

Cada kW adicional a C 1,344.30/kWh

- Cargo por energía:

Primeros 3,000 kWh o menos C 25,027.50

Cada kWh adicional a C 8.30/kWh

* Para consumos mayores de 20,000 kWh:

- Cargo por demanda:

Primeros 27 kW o menos C 46,794.50

Siguientes 60 kW C 1,733.10/kW

Cada kW adicional C 2,031.00/kW

Primeros 20,000 kWh o menos C 135,170.00

Cada kWh adicional a C 6.80/kWh

6. TARIFA EN USO Y PROPUESTA PARA GUATEMALA:

TARIFA DE USO INDUSTRIAL

a. Aplicación

Aplicable a cualquier servicio en que use energía eléctrica trifásica con voltaje de alimentación igual a 69 kV, con demanda de 1,000 a 10,000 kW.

b. Estructura:

- Cargo por demanda:

Q 16.0475 por cada kw de demanda de facturación. Demanda mínima de facturación de 1000 kW.

- Cargo por energía consumida:

Q 0.3415/KWH cada uno de los primeros 200 kWh, por cada kW de demanda de facturación.

Q 0.3141/kWh por cada uno de los siguientes kWh complementarios.

Q 0.0662 por cada kWh.

c. Ajuste:

Según cláusulas generales.

d. Reglamentación:

Las cláusulas generales aplicables a todas las tarifas, los reglamentos de servicio y las regulaciones generales de la empresa distribuidora.

7. TARIFA PROPUESTA DE USO RESTRINGIDO MAYOR DE 1000 KW:

a. Aplicación:

Aplicable a instalaciones cuyo promedio de factor de carga mensual, basado en la demanda máxima del mes, exceda el 50 %, y en las que el consumidor restrinja la demanda durante 5 horas cada 24 horas, de tal manera que la demanda usada durante estas 5 horas, no llegue a exceder del 60% de la demanda máxima durante las otras horas. Las horas de

restricción de la demanda serán indicadas por la empresa distribuidora.

Aplicable a cualquier servicio que use energía eléctrica con voltaje de alimentación igual a 69 KV., con demanda de 1,000 a 10,000 kW.

b. **Cargos por potencia y energía:**

- **Cargos por demanda**

Cada kW de demanda de facturación que se use durante horas de restricción a Q 10.7693. Cada kW adicional de demanda de facturación que se use fuera de horas de restricción a Q 8.0031. Demanda mínima de facturación durante horas de restricción de 1,000 kW.

- **Cargos por energía**

Cada uno de los primeros 80 kWh por cada kW de demanda de facturación, usado durante horas de restricción Q 0.0947. Cada uno de los siguientes 150 kWh por cada KW de demanda de facturación usado durante horas de restricción Q 0.2057.

Cada uno de los kWh complementarios son de Q 0.2057.

c. **Ajuste**

Según cláusulas generales.

d. **Reglamentación**

Las cláusulas generales aplicables a todas las tarifas, los reglamentos de servicio y las regulaciones generales de la empresa distribuidora.

B. CONTROL DE CARGA DIRECTO:

DESCRIPCIÓN :

En esta sección, se presentan algunas opciones para Control de Carga Directo, se describen las opciones tecnológicas recomendadas para ser utilizadas en Guatemala.

Además la selección de los lugares para el proyecto piloto son presentados y al mismo tiempo con algunas recomendaciones importantes para la implementación del proyecto desde un punto de vista técnico y finalmente un análisis preliminar de costo/beneficio.

OPCIONES TECNOLÓGICAS PARA EL CONTROL DE CARGA

Una amplia variedad de tecnologías son aprovechables en el Control de Carga para aplicaciones en la Administración de Carga.

Se mencionarán en esta sección, dos tipos de sistemas de Control que son:

1. SISTEMA REMOTO DE CONTROL DE CARGA:

Para que un sistema de administración de carga sea efectivo, la compañía eléctrica debe tener un control total de la carga del consumidor que debe ser reducida, por tal razón, en este caso el Sistema Remoto de Control de carga es necesario. Normalmente es activado con base en la necesidad que tiene la compañía eléctrica de reducir carga para hacer frente a la demanda en el sistema, o basándose en otro criterio determinado por la compañía eléctrica.

2. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL SISTEMA DE CONTROL:

Todos los Sistemas de Administración de carga consiste de cuatro subsistemas básicos:

- a. Controlador Central
- b. Transmisor de señal o dispositivo de enlace.
- c. Puente de comunicación
- d. Unidad terminal que recibe la señal

a. El controlador central:

Es el corazón del sistema. Este inicia una serie de comandos para quitar o restaurar la carga, recibir las entradas del estado del sistema y lecturas del medidor. Está conectado a varios periféricos para procesar datos, generar información, codificando/decodificando y monitoreando.

b. El transmisor de señal o dispositivo de enlace:

Aplica la señal de control (información) en el puente de comunicación en este caso una línea telefónica.

c. Puente de comunicación:

Una línea telefónica que transmite la señal (información) a la unidad terminal (medidor) que la recibe, la cual, si es apropiada, actúa en los comandos para abrir o cerrar el interruptor que controla la carga del consumidor, lecturas del medidor o transmite los datos requeridos para el controlador central.

d. La Unidad Terminal

Es el que recibe la señal y consiste de un interfase para el puente de comunicación, receptor/transmisor computador/codificador, control de relés, lectura de aparatos de medición, y una unidad lógica para interpretar los comandos para iniciar la acción.

3. MEDIOS PARA TRANSMITIR SEÑAL, (INFORMACIÓN)

Cuatro medios básicos son usados para la transmisión de la señal y todos los sistemas de administración de carga usan alguna variación o combinación de ellos:

a. RADIO:

Este sistema usa un transmisor en Frecuencia Modulada que transmite la señal de control a un interruptor de un radio receptor en el punto de control. A distancia y con una función predecible, el costo por punto de control tiende a ser menos que para otros sistemas de control y comunicación:

FM-VHF

Emisora AM

Emisora FM (FM-SCADA)

b. LÍNEAS DE POTENCIA

- CONTROL DE ONDA:

Este sistema transmite señales a baja frecuencia usando como medio las redes de distribución y transmisión de la compañía eléctrica. Los pulsos son recibidos por un receptor de control de onda en el punto de control.

- PORTADORA SOBRE LA LÍNEA DE ENERGÍA:

Este sistema transmite señales de alta frecuencia usando como medio las redes de distribución y transmisión de la compañía. Para una comunicación bidireccional (transponder) equipo receptor/emisor al recibir una señal radio eléctrica (señal de interrogación), transmite automáticamente una señal de características generalmente diferentes de la primera (señal de respuesta) y son usados en el punto de control sumándose una capacidad de monitoreo. La economía de este sistema es más favorable cuando la aplicación envuelve un gran número de puntos de control.

- PORTADORA SOBRE LA FRECUENCIA DE LA RED:

Onda senoidal alterna.

c. TELÉFONO

Tiene capacidad de control de carga similar al sistema portadora sobre la línea de energía, este sistema usa un teléfono como interfase para ejecutar el control de carga, y emplea una computadora central en la compañía eléctrica.

d. CABLE TV (CATV)

Los varios tipos de sistemas de comunicación y cómo pueden transmitir la señal al sitio del consumidor, se muestran en la figura 2.1

4. SISTEMA LOCAL DE CONTROL DE CARGA:

Los sistemas de control local son normalmente usados por algunos consumidores y compañías eléctricas para el control

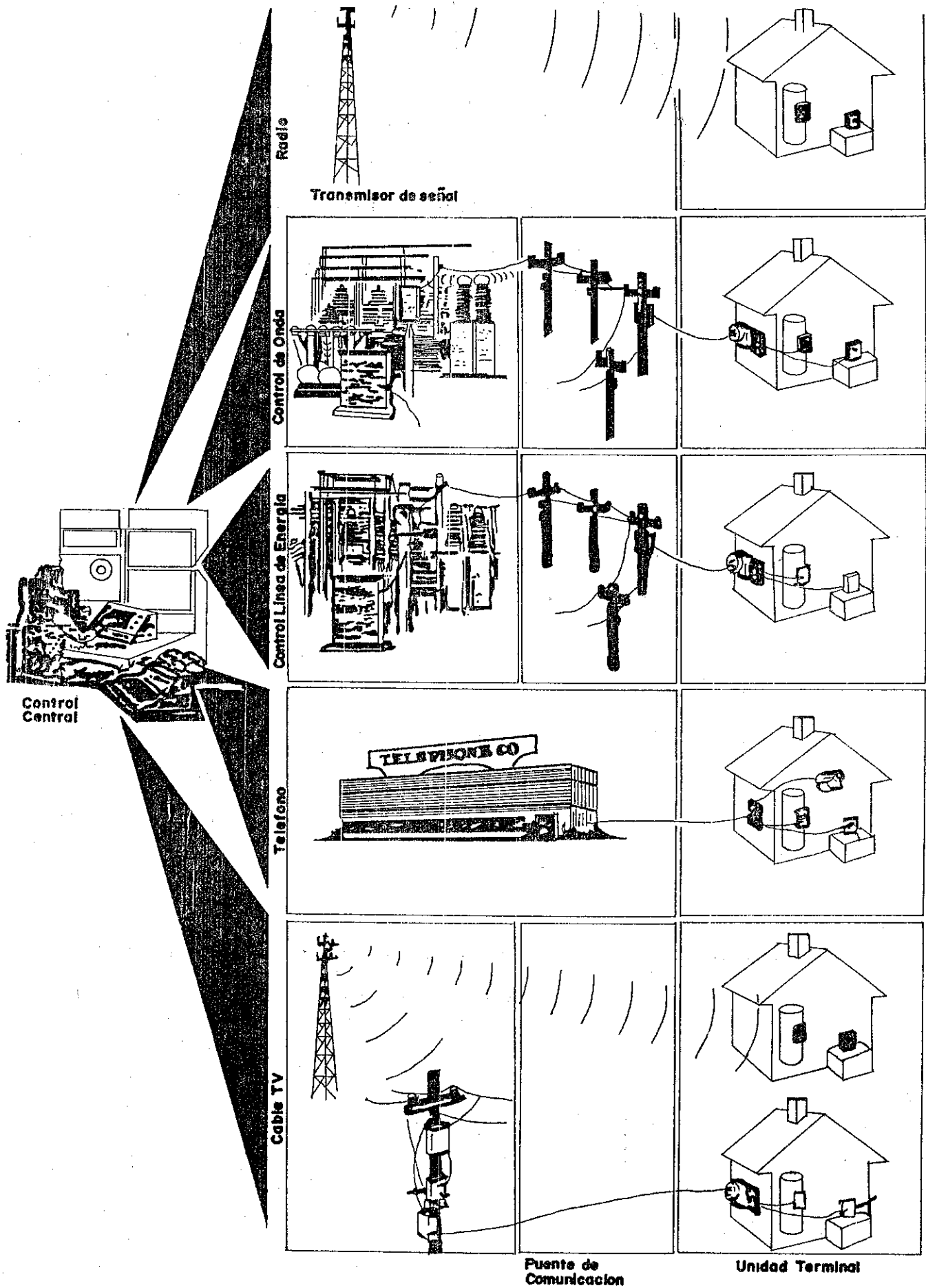


FIGURA No. 2.1

de carga. La mayor desventaja de este sistema es que las compañías eléctricas no tienen el control para activarlos a su propia discreción. Algunos ejemplos de sistemas de control local son:

a. BLOQUEO (Rele de Prioridad)

Dispositivos sensores de corriente que impide la operación simultánea de dos o más cargas altas.

b. CONTROLADORES DE TIEMPO

Dispositivos electrónicos usados para desconectar las cargas del ciclo de trabajo tales como compresores, bombas, motores, sistemas de refrigeración e iluminación en tiempos predeterminados.

c. LIMITADORES DE DEMANDA:

Son utilizados microprocesadores de grandes controladores (computadoras) de sistemas de administración de energía (EMS), y pueden ser usados para limitar la demanda o sea la carga del ciclo de trabajo a valores preprogramados.

d. SISTEMAS DE ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA:

Este sistema está basado en microprocesadores, y son usados para proveer una variedad de funciones para el control de carga fácilmente. Estas funciones incluyen esquemas, horarios, control de demanda, equipo de trabajo, prioridades de ejecución del trabajo, temperatura automática retroceso/equipo. Por la amplia diversidad que ofrece el sistema de administración de energía, es necesario un equilibrio para determinar la compatibilidad del sistema con

las necesidades. Un sistema de administración de carga, interconectado a un (EMS) de un consumidor, permite que la compañía eléctrica active el control de carga usando el sistema de control instalado por el consumidor, reles, monitores, y las prioridades de carga seleccionada por el consumidor la llave es que (EMS) debe tener un nivel bajo de demanda que puede ser activado para un cierre de contactos o por otros medios que aseguren la reducción o desactivación de la carga del consumidor.

5. **TECNOLOGÍA Y TECNICAS RECOMENDADAS EN EL CONTROL DE CARGA
TECNOLOGÍA DE CONTROL DE CARGA ENTRE COMPAÑÍA ELÉCTRICA Y
CONSUMIDOR:**

Basado en los requerimientos y objetivos de este proyecto, la información preliminar sobre el programa de computación para el análisis de datos y el aprovechamiento del equipo para recoger los datos, una de dos acciones es recomendada:

1. Seleccionar un sistema de administración de carga controlado por radio como un medio de comunicación para iniciar el control de carga del consumidor. El sistema solamente puede proveer comunicación de salida y una verificación de control de actuación, sin embargo, es un sistema de una sola vía, aun cuando el costo de inicio es barato, no provee algo de lo más deseado en un sistema de dos vías de comunicación.

2. Seleccionar un sistema de administración de carga como un medio de comunicación para iniciar el control de carga de consumidores. Este sistema puede ser capaz de proveer una comunicación en dos vías entre la compañía eléctrica y el consumidor; también puede proveer un diagnóstico remoto del equipo de Administración de carga en el sitio del consumidor. Otra ventaja de este sistema es que puede ser capaz de proveer un medio de adquisición de datos para usos en evaluación de las reducciones realizadas de los equipos que participan en el proyecto piloto de control de carga.

Una vez el grupo de propuestas y estrategias de control de carga estén definidas, las especificaciones pueden ser desarrolladas (software) y seleccionadas para asegurar que el sistema reúna los requerimientos del proyecto como lo requiere Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. y el consumidor. Mientras el computador, los medidores y el software deben de estar listos para ser ordenados por la Empresa Eléctrica de Guatemala S.A.

Las consideraciones importantes (especificaciones) que se deben tener en mente en la selección del sistema incluye:

- Práctico mantenimiento y operación, problemas existentes.
- La existencia de equipo electromecánico que sea compatible con la tecnología de control de carga.
- Lista detallada del equipo electromecánico y sus controles asociados.
- Esquemas de operación del equipo y construcción.

- Conocimiento de precios, según la compañía eléctrica.
- Mayores áreas de uso de energía.
- Número y tipo de cargas que van a ser controladas.
- Tipos de funciones requeridas.
- Capacidad de la instalación.
- Métodos de control de cargas.
- Posibles cambios en el futuro.
- Exigir instrucción para administración de carga.
- Exigir mantenimiento en la administración de carga.
- Confiabilidad del vendedor.

6. EQUIPO PARA EL CONTROL DE CARGA EN EL LUGAR DEL CONSUMIDOR:

La estrategia para controlar las cargas del consumidor dependen del tipo de equipo a ser controlado, la magnitud de la carga que se va a controlar y la sensibilidad de la carga de operaciones.

III. UTILIZACIÓN DE MEDIDORES DE FUNCIONES MÚLTIPLES PROGRAMABLES EN EL PROYECTO DE ADMINISTRACIÓN DE CARGA

A. DESCRIPCIÓN DE LOS MEDIDORES DE ESTADO SÓLIDO:

Es importante conocer las partes básicas que componen un medidor de estado sólido para poder luego entrar a conocer su funcionamiento, y así comprender las ventajas que tienen sobre otros equipos de medición.

La tecnología del estado sólido ha avanzado tanto hoy en día que ha desarrollado medidores de estado sólido de funciones múltiples con aplicación en la medición de energía y potencia eléctrica. Como puede verse, el medidor en la figura 3.1

B. APLICACIONES

Los medidores de estado sólido tienen tres principales aplicaciones que son:

1. MEDICIÓN BIDIRECCIONAL

Mide el flujo de potencia en dos direcciones, compra y venta de energía, se utiliza cuando una industria que ha generado le vende energía a la Empresa Eléctrica. Se pueden medir valores instantáneos de energía, demanda y factor de potencia, entre otros.

2. MEDICIÓN EN SUBESTACIONES

El uso de un medidor de estado sólido en una subestación, se puede sustituir parte del equipo de medición instalado. Debido a que un solo medidor de estado sólido puede medir voltaje, amperaje, vatios, var, va y factor de potencia.

MEDIDOR DE ESTADO SOLIDO

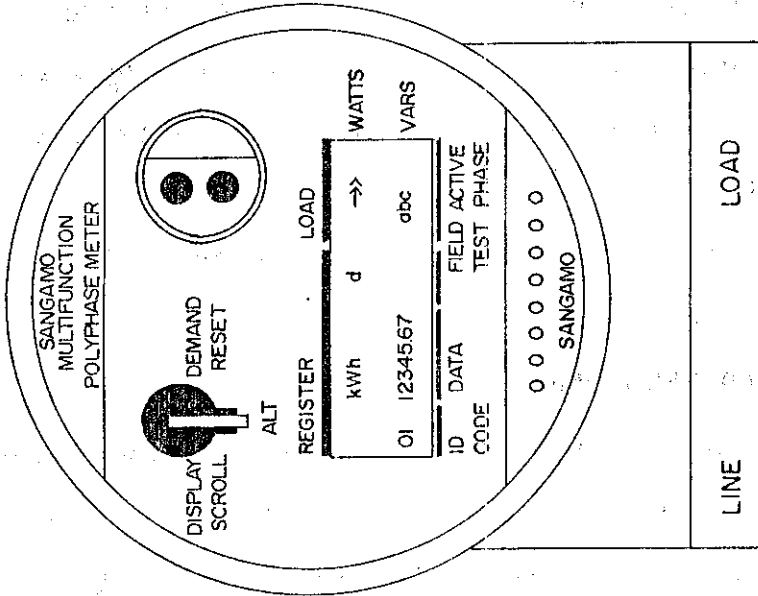


FIGURA No. 3.1

3. MEDICIÓN DE GRANDES INDUSTRIAS

Debido a que es muy exacto, da una variedad de lecturas, tiene memoria interna para almacenar datos y generar reportes mensualmente, y un modem interno que permite se le pueda interrogar remotamente.

C. MÓDULOS DEL MEDIDOR

Todos los medidores comprados por Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. constan de 8 módulos, los cuales se describen a continuación:

1. MODULO DE TRANSFORMACIÓN

Este módulo reduce los valores de corriente y voltaje de la línea a niveles apropiados para el módulo de conversión Analógico/Digital (A/D).

2. MODULO DE SUMINISTRO DE POTENCIA

Toma voltaje del transformador de potencial y provee voltaje regulado a los circuitos electrónicos.

3. MODULO DE CONVERSIÓN ANALÓGICO/DIGITAL, A/D

Toma señales de corriente y voltaje del módulo de transformación, calcula cantidades de potencia instantánea en las tres fases, y envía esta información al procesador de registro.

4. MODULO PROCESADOR DE REGISTRO

Calcula la información que luego coloca en los registros. También provee control sobre el puerto RS 232, puerto óptico y el módem.

5. MODULO DE PANTALLA

Selecciona los registros para la pantalla y los despliega en dos líneas de 16 caracteres de cristal líquido.

6. MODULO DEL MODEM

Para la interrogación remota de un medidor, la transferencia de datos se efectúa a través de líneas telefónicas.

7. MODULO TIEMPO REAL/MEMORIA

Permite al medidor almacenar en 8 canales, pulsos, datos de registros de energía y demanda en una memoria tipo RAM. Tiene además una batería sellada de litio montada en el módulo que provee energía auxiliar para la retención de datos y un reloj para el tiempo, cuando existe ausencia de energía en el sistema.

8. MODULO ENTRADA/SALIDA, I/O

Este módulo puede proveer 4 salidas de pulsos KYZ, a través de 12 pines para conectar registros o algún otro dispositivo externo. También provee una interconexión con otros medidores. Cada salida KYZ consta de tres terminales o pines donde se puede tener acceso o conexión para la salida de los pulsos.

En las figuras 3.2 y 3.3, se muestran los distintos módulos que integran el medidor de estado sólido.

D. FUNCIONES

Los medidores de estado sólido ofrecen soluciones económicamente aceptables para funciones complejas de medición de kWh, kVAh, kVA, kVAR, kW, kW acumulados, intercomunicación con aparatos de control, etc.

- Reducción significativa en los costos de medición, facturación e inspección, mientras se incrementa la confiabilidad y exactitud por medio de la selección adecuada del equipo electrónico de medición.

E. REQUERIMIENTOS PARA EL FUNCIONAMIENTO DE LOS MEDIDORES

Para el funcionamiento de los medidores de estado sólido de funciones múltiples que son programables, es necesario tener el Hardware y el Software, cuyas partes más importantes se describen a continuación:

MODULOS DEL MEDIDOR

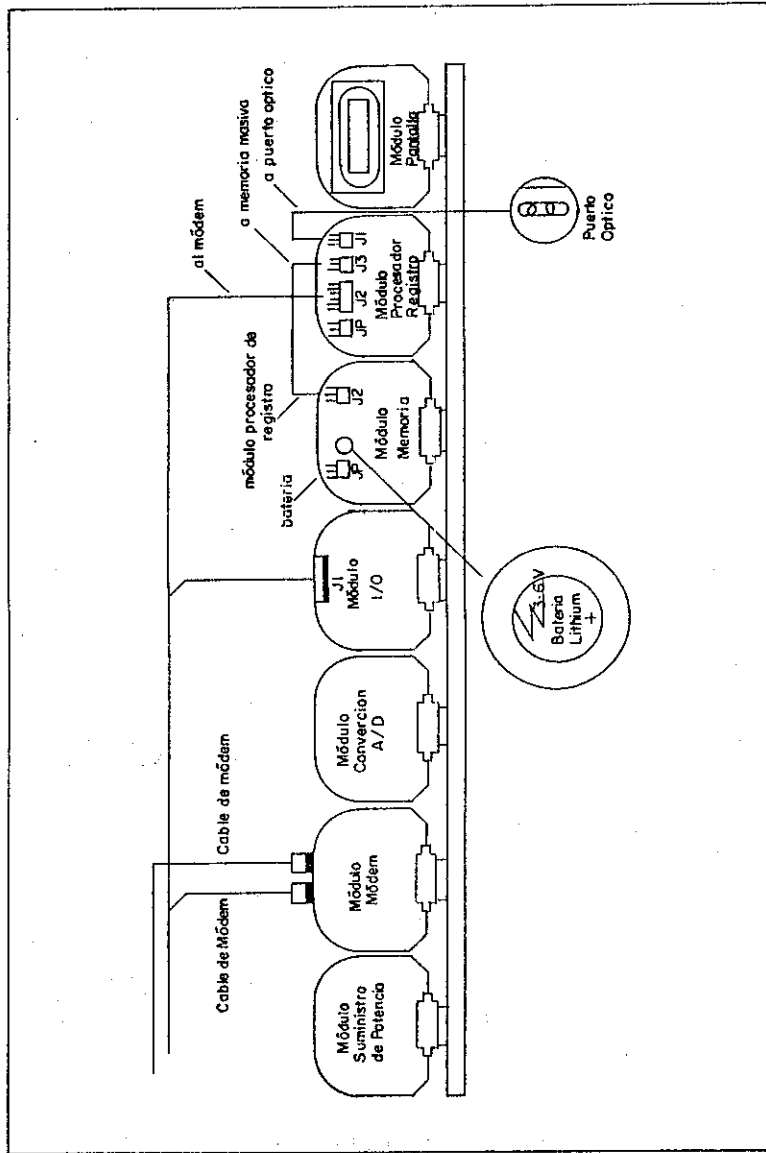


FIGURA No. 3.2

DIAGRAMA DE OPERACIONES DEL MEDIDOR

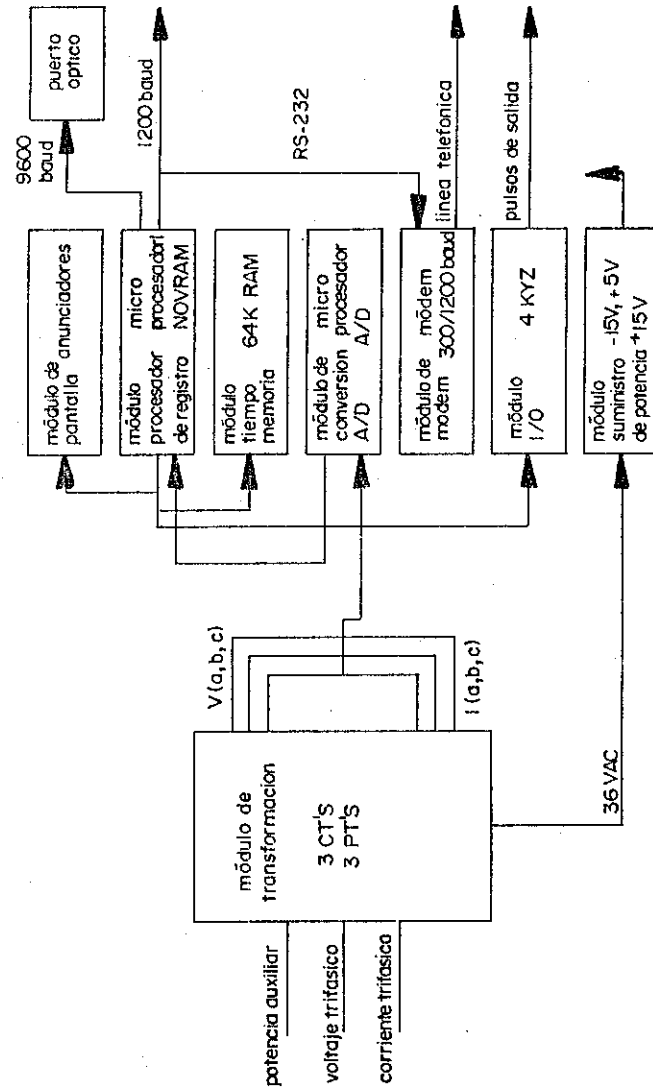


FIGURA No. 3.3

1. HARDWARE:

Se define como todos los componentes físicos de la computadora, ya sean mecánicos o electrónicos que incluye:

- Pantalla
- Unidad Central de Proceso, CPU
- Cables, transistores, circuitos integrados, etc.
- Teclado, periféricos.

En la figura 3.4 se muestra la conexión del medidor y PC.

* COMPUTADORA PERSONAL, MICRO O PC.

Es un dispositivo que está diseñado para servir a un solo usuario, y tiene el suficiente poder para procesar los datos de una persona o una pequeña organización.

Las partes importantes de una computadora son:

a. Unidad Central de Proceso CPU

Es el cerebro de la computadora. Es el encargado de ejecutar las instrucciones de los programas, almacenar datos en memoria y principalmente hacer cálculos matemáticos.

b. Monitor

Es la pantalla de la estación de trabajo del usuario, que es capaz de mostrar textos, gráficas e imágenes. Para graficar, es importante que el monitor sea de alta resolución y a colores para obtener mejores resultados.

c. Teclado

Es la parte por donde el usuario puede comunicarse con la computadora, da instrucciones por medio de teclas sea números

COMUNICACION ENTRE PC Y MEDIDOR

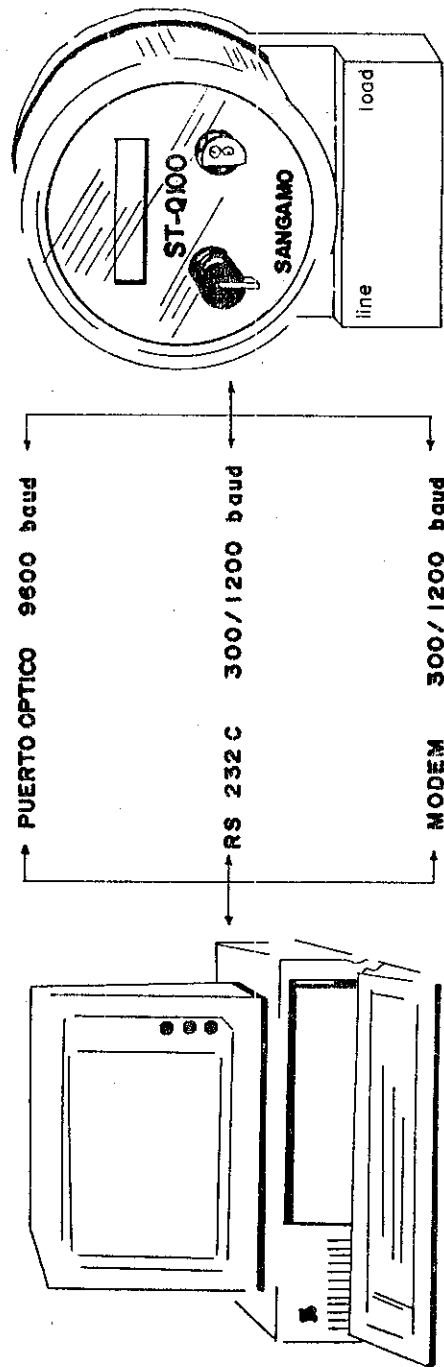


FIGURA No. 3.4

o letras, para tener acceso a los programas para dar o recibir información.

d. Puerto serial:

La función principal del puerto serial es la de servir de puente para la comunicación entre la computadora y los medidores de funciones múltiples, lectora portátil tanto para la programación como para obtención de datos.

e. Puerto paralelo:

Lugar de la computadora donde se conectan otros periféricos, como el caso de la impresora o un graficador.

2. PERIFÉRICOS

Es todo dispositivo de entrada o salida que se conecta a la computadora, como por ejemplo:

- Impresora
- Medidores de funciones múltiples
- Lectora portátil, etc.

a. Impresora

Periférico de salida para imprimir en papel listados de programas, reportes, gráficas, etc.

b. Lectora portátil:

Es un dispositivo que sirve para obtener los datos del medidor de estado sólido en el lugar donde está instalado.

El aparato de lectura debe ser programado por la computadora central para ir a leer determinado grupo de medidores. En la figura 3.5, se muestra la lectora portátil.

Este aparato permite al lector la transmisión automática de la información del medidor al aparato de lectura, sin tener que tomar datos manuales.

Por la tarde o por la noche, el aparato de lectura puede pasar los datos registrados a la computadora central, de manera que existe comunicación entre la lectora portátil y la computadora central.

c. **RS-232:**

Es un puerto que sirve para poder programar y obtener información del medidor y la lectora portátil de una forma directa desde la computadora central. La comunicación se realiza a 300 ó 1200 baudios. En la figura 3.6, se muestran las conexiones del medidor y lectora portátil por medio del puerto RS-232.

d. **Puerto óptico:**

Es un dispositivo instalado en la parte frontal del medidor. Permite la comunicación entre el medidor y la lectora portátil.

La comunicación entre el medidor y la lectora portátil se realiza a 9600 baudios. En la figura 3.7, se muestra la ubicación del puerto óptico.

LECTORA PORTATIL

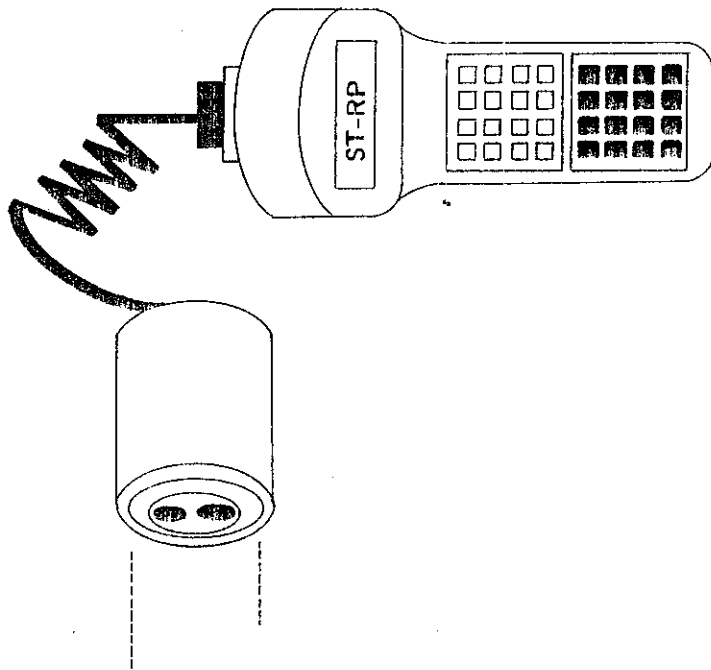


FIGURA No. 3.5

CONEXION DEL MEDIDOR A LECTORA

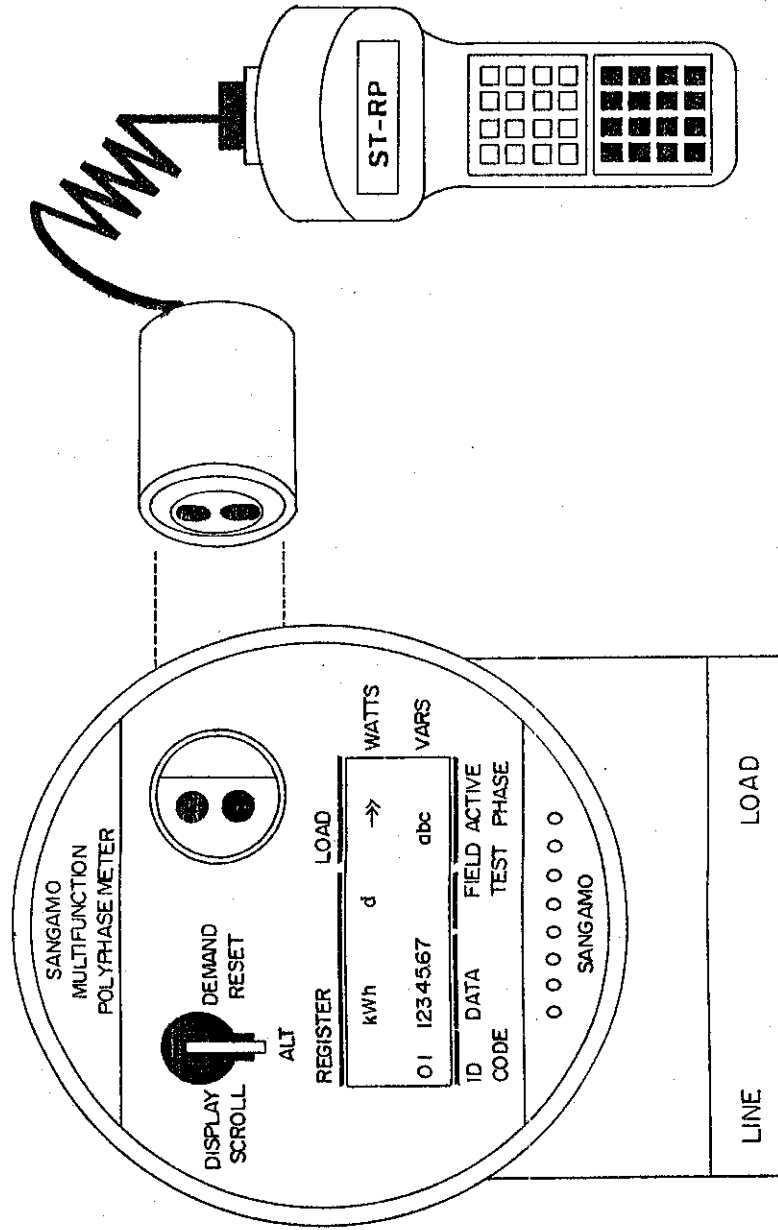


FIGURA No. 3.6

CONEXION ENTRE MEDIDOR Y PC

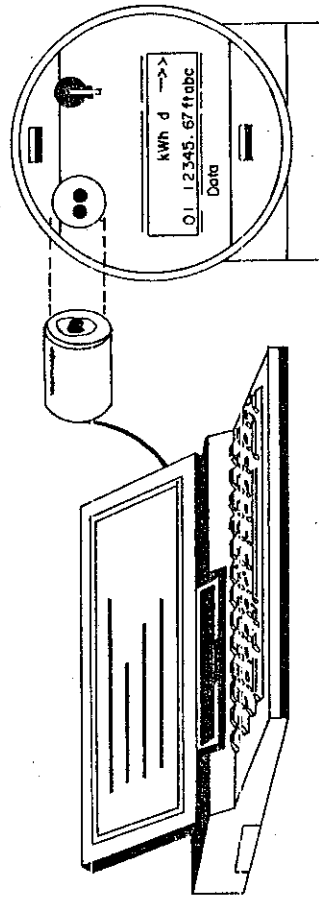


FIGURA No. 3.7

SOFTWARE

Son los programas que hacen funcionar la computadora. Esto incluye lenguajes de programación, sistema operativo, etc.

El Software es un grupo completo de programas que incluye las siguientes funciones:

a. Parámetros globales

Controla todos los parámetros que afectan a los medidores ingresados al sistema, tales como nombre de la industria y puertos de comunicación.

b. Configuraciones

Suma, modifica, borra, copia o lista una serie de configuraciones de los medidores en el archivo de configuraciones, tipo del medidor, operación y pruebas de campo, selección de registros en la pantalla y códigos de identificación para los distintos parámetros.

c. Consumidores

Suma, modifica, borra, copia o lista datos fijos de consumidores. El archivo de consumidores contiene información fija que no cambia mes a mes, como identificación del consumidor, nombre, dirección, códigos de seguridad y multiplicadores.

d. Lista de consumidores

Crea, modifica, borra o lista un grupo de consumidores para reportes.

e. **Expansión del archivo**

Permite una expansión de la base de datos permanentes del archivo de los consumidores y sumarla al sistema. También puede reducir o contraer el tamaño del archivo.

f. **Reportes de PC.**

Crea, modifica y borra reportes.

g. **Esquemas de tiempo de uso**

Crea, modifica, borra, copia y lista controles de tiempo de uso en los medidores. Los esquemas permiten la facturación para diferentes consumos de potencia sobre un período de tiempo definido que puede ser un día, una semana o una estación.

h. **Control en líneas**

Comunica el medidor con la computadora para cargar o descargar datos.

i. **Llamadas automáticas**

Ejecuta la comunicación con el medidor automáticamente.

j. **Procedimiento de carga**

Control para la comunicación entre la PC y la lectora portátil, ordena rutas, carga y descarga información.

k. **Transacciones**

Crea, ordena y reporta las transacciones de comunicación de los consumidores por día o por consumidor.

l. Salida para hoja electrónica

Convierte energía, demanda, intervalo de datos, a un formato que puede ser usado por un Software para PC con archivos ASCII.

m. Esquemas de totalización

Suma, modifica, borra y ordena esquemas de consumidores para procedimientos de totalización de intervalos de datos.

n. Totalización

Combina y procesa intervalos de datos para un grupo de consumidores en un esquema de totalización.

F. PRINCIPIOS BÁSICOS DE LA INTERROGACIÓN REMOTA:

La interrogación remota (RI) en términos de grabación de pulsos es definida como la colección manual o automática de datos, por medio de un dispositivo localizado en un lugar lejano al sitio de grabación.

En primer lugar, la interrogación remota se hace por vía telefónica; para la grabación remota, se pueden utilizar otros métodos de comunicación como pueden ser la radio o microonda. La información (datos) es reunida en una base de datos de un computador portátil, y después transferir la información al computador central.

La interrogación remota (RI) ofrece muchas ventajas sobre las grabadoras de cinta magnética, entre las que se encuentra la habilidad de detectar posibles problemas de grabación antes del

final del ciclo de facturación y los parámetros, tales como la longitud del intervalo pueden ser programados desde la estación maestra, computador central.

El medidor está basado en un microprocesador que es la base para el sistema de interrogación remota RI. Este puede ser programado para control de carga, tiempo de uso de la pantalla y ofrece cerca de tres veces el incremento de resolución sobre unidades de cinta. El medidor de estado sólido no posee partes móviles, y lograr así una mejor confiabilidad.

En un sistema estándar de interrogación remota (RI), el medidor es interrogado para obtener la información y analizarla, o es llamado periódicamente por la estación maestra, computador central. La estación maestra puede cargar datos al medidor, y verificar que el medidor esté trabajando correctamente y descargar la nueva información.

Típicamente los medidores son interrogados para obtener la información en la noche, cuando la comunicación telefónica es baja y cuando el computador puede estar sin uso. Al día siguiente, los operadores del sistema pueden generar reportes de lo realizado la noche anterior.

Los medidores de estado sólido en el sitio remoto son equipados o programados con su respectivo código, que pueden ser leídos por la PC o lectora portátil.

1. MODEM Y CANALES TELEFÓNICOS PARA LA TRANSMISIÓN DE DATOS:
QUE ES EL MODEM:

La palabra modem es una contracción de los vocablos "MODULADOR/DEMULADOR", y constituye la pieza principal de un sistema de transmisión de datos (TELEPROCESO).

Su función básica es transformar información digital (data) a una forma adecuada y compatible para ser enviada a distancia a través de un canal de telecomunicaciones, el cual por naturaleza propia es generalmente de tipo analógico. El canal telefónico es el usado por excelencia en estos casos gracias a su masiva disponibilidad y bajo costo. El módem realiza esta transformación de digital a analógico a través de la modulación; el proceso contrario de reobtener la información digital (data) a partir de la analógica es la demodulación. La modulación se realiza sobre uno de los parámetros eléctricos de la llamada "Señal Portadora" (CARRIER), la cual puede transmitirse (es compatible), a través del canal telefónico. Las técnicas de modulación digital de una portadora analógica más comunes son:

- ASK, Amplitude Shift Keying.
- OOK, On Off Keying.
- FSK, Frecuency Shift Keying.
- PSK, Phase, Shift Keying.
- QAM, Quadrature Amplitude Modulation.
- DPSK, Differential Phase Shift Keying.

2. VELOCIDAD:

La velocidad del módem es un parámetro muy importante, su dimensional es BIT/segundos (BPS). Para aplicaciones, de proceso interactivos son adecuadas velocidades entre 300 y 1,200 BPS (equivalente a 30 y 120 caracteres por segundo), los sistemas sofisticados con terminales multiplex (multipoint) e intercomunicación entre máquinas pueden requerir más velocidad 9,600 BPS.

3. OTROS PARÁMETROS

Al configurarse un sistema de teleproceso, es necesario definir otros parámetros tales como la INTERFASE entre el equipo de comunicación y el equipo de computación, el tipo de SINCRONIZACIÓN (asincrónica o sincrónica), que requiere la computación, el código digital (ASCII, EBCDIC) usado, el modo de transmisión dentro del canal (full/Dalf dúplex), el PROTOCOLO (control) del sistema.

4. CANALES TELEFÓNICOS PARA TRANSMISIÓN DE DATOS

Los canales telefónicos para la transmisión de datos son básicamente de dos tipos:

- a. Canal público o conmutado (canal corriente con número telefónico asignado).
- b. Canal arrendado a privado (conexión directa permanente).

a. CANAL PUBLICO O CONMUTADO.

Las líneas de tipo conmutado de Guatel son siempre de 2 hilos; la tecnología actual permite transmitir sobre este canal telefónico conmutado 2 hilos hasta una máxima velocidad de 1,200 BPS, en modo sincrónico y full dúplex; resulta esta velocidad conveniente para aplicaciones interactivas.

Los canales arrendados de Guatel son generalmente de 2 hilos, pero bajo pedido especial, Guatel alquila también líneas privadas de 4 hilos. El canal de 4 hilos se hace necesario cuando la transmisión debe ser a alta velocidad y en modo full dúplex, por ejemplo, 9,600 BPS en sistemas con terminales múltiples (multipoint) de tipo sincrónico.

El costo del canal público conmutado depende del tiempo de uso (consultar tarifas por el sistema de impulsos en Guatel), mientras que el canal arrendado es de costo fijo dependiente de la distancia, la velocidad de transmisión, las centrales en la ruta, etc. El canal privado resulta muy conveniente cuando el factor de uso es alto (por ejemplo sistemas conectados 8 horas diarias continuamente), pero es de difícil obtención debido a la escasez y subdesarrollo actual del sistema telefónico de Guatel.

b. CANAL ARRENDADO O PRIVADO:

Ampliando la explicación, una línea privada es de conexión permanente y directa (punto a punto generalmente); la conexión

está siempre disponible y no se requiere de discado previo para establecerla. Por el contrario, la línea pública es la utilizada corrientemente por nuestros teléfonos y por supuesto se requiere del proceso de discado (conmutación) para establecer el enlace.

G. SCADA

El sistema de adquisición de datos y control supervisorio (SCADA), es la herramienta que utilizan hoy en día las compañías eléctricas para incrementar la eficiencia operacional de su sistema de generación, transmisión y distribución. La idea de controlar los procesos o la adquisición de datos remotamente, viene desde hace mucho tiempo, a finales de 1,800. El Sistema SCADA moderno a emergido con el microprocesador, el cual floreció cerca de la década de los 70.

El Sistema SCADA es utilizado en subestaciones para muchas utilidades. Las compañías de fuerza, quienes compran la energía a grandes compañías generadoras, están a menudo interesadas en controlar la demanda Pico por el cual ellas pagan.

Típicamente los valores o funciones que pueden ser monitoreadas incluyen las siguientes:

- Voltajes.
- Valor y dirección del flujo de energía.
- Estado de los transformadores.
- Posición de los Taps de los transformadores.

- Interruptores.
- Relés.
- Alarmas.
- Alimentadores.
- Localización y aislamiento de fallas y otras aplicaciones limitadas solamente por la imaginación del usuario.

La arquitectura del sistema SCADA gusta más que otros sistemas, porque es piramidal. En la parte superior de la pirámide, está la estación de control de distribución. La estación de Control Maestro (MCS) despliega la información adquirida. Esto es responsabilidad típica de un operador para actuar sobre tal despliegue de información, sin embargo, una operación automática, puede ocurrir si el sistema es configurado así. La Estación de Control Maestro es comúnmente accesada a través de un teclado o una clavija lumínica.

La Estación de Control Maestro se comunica con el exterior, en muchos casos, por vía telefónica. Esto es por medio de un MODEM que convierte la información digital de la Estación de Control Maestro en una frecuencia analógica. De ahí que las líneas telefónicas normalmente no pueden conducir directamente información digital, los tonos que son usados pueden ser transmitidos sobre considerables distancias a través de transformadores amplificadores y sistemas de equipos telefónica; hay otro MODEM que convierte la audiofrecuencia en voltajes digitales, los cuales llegan a una unidad terminal remota de la subestación.

Esta es una estación de Control Maestro (MCS) y un sistema SCADA tiene muchas terminales remotas; cada terminal remota tiene sus propias especificaciones, dirección, número telefónico y puede ser accedido independientemente. No es necesario que sea un par de conductores de cobre entre los MODEM del MCS, un par de conductores puede ir a la entrada de un canal multiplex, el cual está conectado a un sistema de microonda.

La información del MCS es conducida vía microondas a un sitio remoto tal vez cientos de kilómetros distante, y es bajado a un nivel de la terminal remota vía otro Módem. El medio de comunicación, entre los MODEMS, es dictado por la compañía y en la mayoría de los casos puede ser líneas telefónicas.

La Unidad Terminal Remota (RTU) es un dispositivo controlado por un microprocesador que tiene muchas entradas y salidas.

Varias entradas toman las lecturas de los equipos de medición de las subestaciones, voltajes y otros parámetros MCS. Muchos parámetros pueden ser monitoreados o controlados remotamente.

Un RTU puede medir, monitorear y controlar una multitud de entradas, vía de salidas a una multitud de diferentes equipos.

El Sistema SCADA puede mejorar enormemente la eficiencia operacional de las compañías, por medio de un operador en una central para monitorear y controlar eventos a subestaciones remotas.

Las entradas y salidas de un RTU pueden ser analógicas o digitales. Una entrada RTU de un CT en una barra de distribución es un ejemplo de una entrada analógica.

Este valor analógico es siempre variable y representa algún valor medido, de acuerdo con la magnitud de la señal. Típicamente los RTU toman grupos de entradas analógicas y las unen vía una técnica conocida como multiplexing. La información multiplex es entonces digitalizada con un convertidor A/D. La información digital es entonces codificada y transmitida al MCS vía un MODEM. La entrada digital del sensor, el cual puede medir valores analógicas pero produciendo salidas digitales que son acopladas al RTU y transmitidas al MCS sin conversión. En estos casos, el convertidor A/D es una unidad sensora y externa al circuito RTU.

También la información digital del MCS pueden ser vía un convertidor D/A, para producir salidas analógicas para uso en subestaciones. La información digital del MCS puede ser directamente usada por equipo de subestación y simplemente pasa a través del RTU.

Alguna oportunidad para reducir conversiones de A/D, D/A; cuando se transmite información en ambas direcciones, puede utilizarse. Esta conversión suma gastos, ruido y tiempo de atraso al sistema, mientras decrece la confianza del sistema. Idealmente todas las unidades sensoras en una subestación pueden producir salidas digitales, las cuales pueden ser directamente utilizadas por el RTU y todo el equipo controlado puede aceptar información directamente del RTU eliminando la conversión A/D y D/A.

Como puede notarse, el Sistema SCADA puede ser beneficioso para todas las compañías de fuerza. Algunos consumidores pueden ser monitoreados o controlados y el equipo remoto localizado en el

Sistema de Distribución y Transmisión. El Sistema SCADA puede ser utilizado para monitorear y controlar medidores de estado sólido de funciones múltiples; y a la vez puede recibir la información necesaria del comportamiento de carga del usuarios.

IV. DETALLES DEL PROYECTO Y CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES

La finalidad de este proyecto es obtener una población de consumidores industriales en 69 KV. Se enfoca a los consumidores industriales, ya que estos representan el 37% de la demanda de la Empresa Eléctrica Guatemala S.A, y por su número reducido, es factible, técnica y económicamente aplicar el control, para reducir su demanda eléctrica en las horas pico del sistema.

El proyecto se puede dividir en dos etapas:

A. ETAPA DE ADQUISICIÓN Y EVALUACIÓN DE DATOS.

B. ETAPA DE IMPLEMENTACIÓN.

A. ETAPA DE ADQUISICION Y EVALUACION DE DATOS

Es la etapa de diseño donde se definen todos los requisitos, los participantes y el plan de trabajo del proyecto.

1. ACTIVIDADES DE EMPRESA ELÉCTRICA DE GUATEMALA S.A.:

a. Organización

Buscar los candidatos industriales en 69 KV. que deseen participar y explicar los propósitos del proyecto, los objetivos y condiciones.

b. Selección de los candidatos

De los candidatos que se van a seleccionar con base en su máxima carga y su potencial para una reducción, se tomarán los siguientes criterios.

- Presencia de cargas controlables en la demanda pico.
- Deseo de participación por parte del consumidor.

- Los candidatos son los siguientes:

ACEROS DE GUATEMALA

DISTRIBUIDORA TEXTIL (MIXCO)

DISTEXSA

DISTRIBUIDORA TREXIL (AMATITLAN)

INDETA

ALIMENTOS KERN'S

C.I.A.S.A.

TUBAC S.A.

GINSA

ACEROS DE GUATEMALA

OPERADORA DE HIPERTIENDAS PAIZ

CERVECERÍA CENTROAMERICANA

MADERAS DE CENTROAMERICA

OLMECA (FRAIJANES)

CINDAL (NESTLE)

VIDRIERÍA GUATEMALTECA (VIGUA)

ALUMINIOS INDUSTRIALES (ALINSA)

EMPAGUA OJO DE AGUA

ACRICASA

OLMECA (ESCUINTLA)

c. **Asignación del proyecto**

Asignación de los responsables del proyecto y actividades de implementación, División de Operaciones, Comercial e Informática.

d. Proceso de selección de medidores y monitoreo

Se buscó información acerca de los productos que estaban a disposición en el mercado por las distintas compañías productoras de medidores, y se llegaron a establecer las características y especificaciones técnicas que deben de:

- Llenar los medidores de estado sólido para el proyecto.
- Un plan para instalar medidores de estado sólido en las industrias, y asegurar que el sistema esté listo para monitorearlos al momento de su instalación.

e. Instalación de medidores en lugares donde exista

línea telefónica

Este requisito es para establecer una medida futura de la reducción de carga, lo más fácil posible.

f. Instalación y pruebas de la computadora

La computadora permitirá al proyecto monitorear los progresos efectuados individualmente por los consumidores en la reducción de la carga, y agregarla en una base permanente de datos. Una actividad crítica podría ser la prueba y eliminación de errores del programa del sistema, con posibles adaptaciones y modificaciones al Software y calibración del equipo.

g. Idear formas de salidas (Reportes).

Este paso consiste en definir el tipo de las salidas necesarias como, por ejemplo: tablas, diagramas, gráficas para el grupo de consumidores participantes, intervalos de tiempo, y tipo de actividad.

2. ACTIVIDADES DE LOS PARTICIPANTES:

a. Colocación de equipo

- Acuerdo para que el consumidor compre e instale su propio equipo de control recomendado.
- El uso de los resultados del proyecto para su demostración, y propósitos de divulgación de la información.

b. Sistema de control seleccionado

El consumidor puede seleccionar el equipo necesario, el cual puede consistir en un sistema de administración de energía, que es un sistema computarizado, o simplemente llevar un control manual de sus cargas.

c. Montar una organización interna

Se debe seleccionar personal para propósitos de operación y control del sistema, y que tomen las acciones apropiadas cuando sea necesario, es decir, en caso de alguna eventualidad en los procesos de operación.

3. ACTIVIDADES DE LOS PROVEEDORES:

a. Selección del equipo que se va a instalar

Como el mercado de los medidores es similar, fue posible involucrar un número de vendedores de equipo de los Estados Unidos para propósitos de demostración . Las compañías proveedoras fueron Schlumberger, Westinghouse y General Electric.

b. **Asistencia Técnica**

El proveedor debe brindar asistencia técnica a la compañía eléctrica en caso de desperfectos o problemas en el equipo de control y monitoreo.

B. **ETAPA DE IMPLEMENTACIÓN**

La etapa de implementación consiste en la instalación del equipo , la puesta en marcha del programa de administración de carga, recopilando datos, monitoreando, controlando y analizando las cargas en horas pico de los consumidores participantes.

1. **ACTIVIDADES CONJUNTAS ENTRE CONSUMIDORES Y EEGSA.:**

a. **Adquisición y manejo de datos**

Tomar lecturas, controlar los períodos picos diarios y mensuales, y reunirlos para formar una base de datos.

b. **Visitas**

Visitas casuales, motivadas por la identificación de problemas; también es para verificar el correcto funcionamiento del sistema y dispositivos de monitoreo.

c. **Impacto de la curva de la carga pico.**

Elaboración de gráficas para monitorear el crecimiento individual o en grupo de la carga pico en las hora de trabajo.

d. **Datos costos/beneficios**

La información de los costos puede incluir el total de los costos incurridos al instalar el equipo en las compañías por

Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. (sistema de monitoreo, computadora, lectora, portátil, impresora, medidores, etc.

Premisas:

- Primer año de operación del programa.
- Demanda máxima del SNI: 747.28 MW.
- Demanda de EEGSA: 66% total del SNI.
- Cargos por demanda mensuales: Q 102.37/Kw.

Consejadoramente se asume una reducción de un 5% de la demanda de los consumidores industriales durante la hora pico, lo cual implicaría:

1. Un decrecimiento en la carga de 9.12 MW aproximadamente.
2. Ahorro de Q 11,200,000.00 aproximadamente por cargos por demanda.
3. Aplazamiento en el incremento de capacidad de los sistemas de transmisión y distribución.

Por lo tanto, las utilidades netas para el primer año de operación del programa:

Utilidades = Q 11,200,000.00 - costos de inversión -
costos operativos - incentivos.

Donde,

Costos de Inversión: costos proyecto piloto + costo de
promover e implementar el programa
+ costo de medidores.

Costo Operativo: costo de lectura, monitoreo y facturación.

Incentivos: incentivos directos y/o tarifas que promuevan la modificación del patrón y magnitud de la demanda.

Es importante observar que para los años siguientes del programa, los costos de inversión son menores.

e. Impacto de la implementación sobre un período largo

Esto puede consistir de un proyecto futuro de cargas y compañías participantes que según se estima, tendrán un impacto futuro en la reducción de cargas.

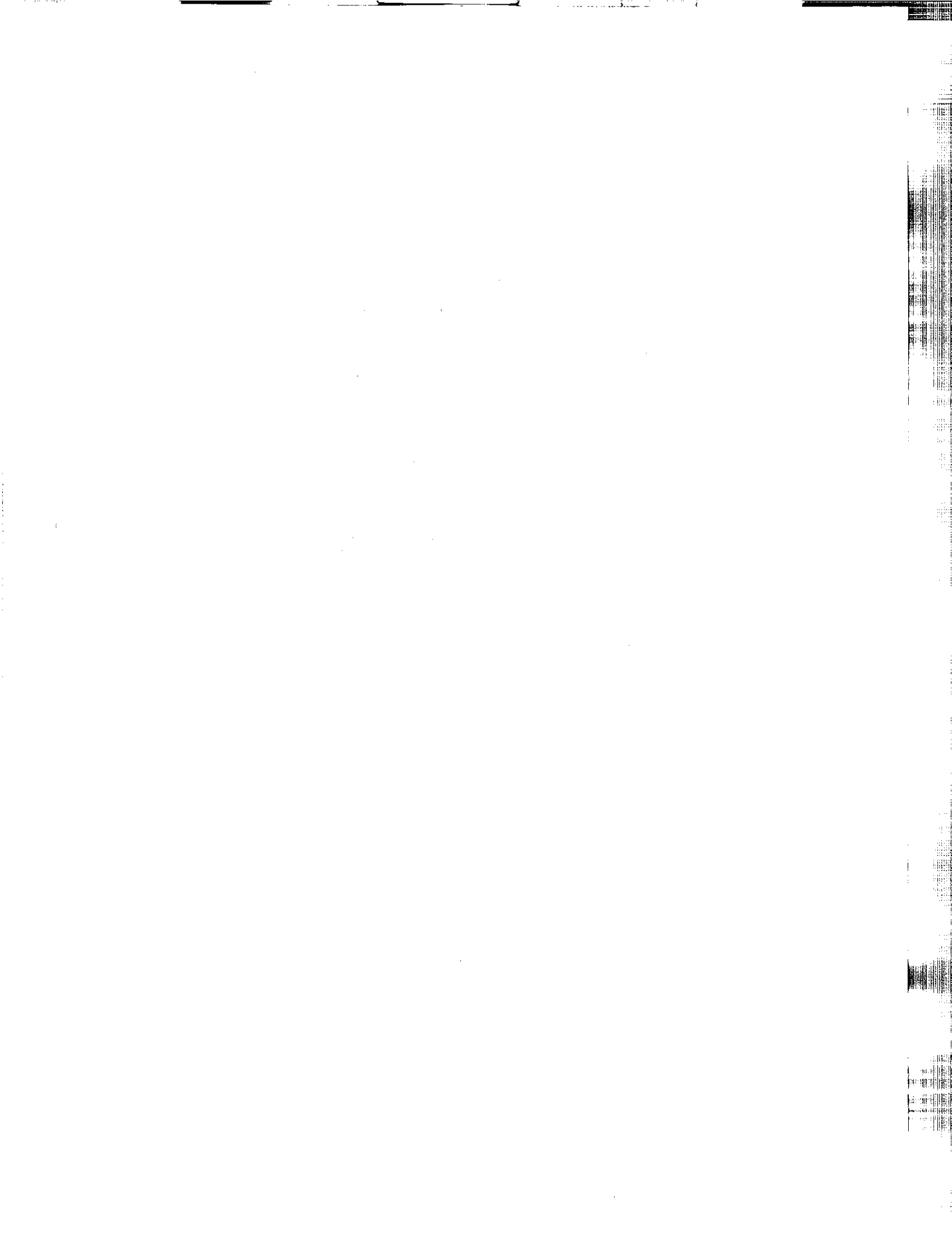
PROYECTO: CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES

ACTIVIDAD	RESPONSABLE *		1995												1996											
	D.P.	G.C.	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGO.	SEPT.	OCT.	NOV.	DIC.	ENER.	FEB.	MAR.	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGO.	SEPT.	OCT.	NOV.	DIC.			
	X	X																								
1 ESTABLECER OBJETIVOS DEL PROGRAMA	X																									
2 INSTALACION CONTADORES			X																							
3 LECTURA DE CONTADORES			X																							
4 ANALISIS DE MEDICIONES	X																									
5 INTEGRACION CURVA CARGA	X																									
6 ADQUISICION DE DATOS DE CARACTERISTICAS DE LA DEMANDA	X	X																								
7 IDENTIF. DE SEGMENTOS DE MERCADO	X	X																								
8 ENCUESTA A CONSUMIDORES	X	X																								
9 ESTABLECER OBJETIVOS DE LA CURVA DE CARGA, FINANCIEROS Y OPERATIVOS	X																									
10 IDENTIFICAR Y ANALIZAR LAS MEDIDAS PARA LA ADMINIS TRACION DE LA CARGA	X																									
11 IDENTIFICAR Y ANALIZAR LAS MEDIDAS PARA EL CONTROL DEL F.P.	X																									
12 EVALUACION IMPACTO TECNICO	X																									
13 EVALUACION IMPACTO ECONOMICO	X																									
14 ANALISIS DE TARIFAS	X	X																								
15 MECANISMOS DE CONTROL PARA FACTURACION	X	X																								
16 IMPLEMENTACION PROYECTO PILOTO	X	X																								
17 EVALUACION PROYECTO PILOTO Y RETROALIMENTACION DE RESULTADOS	X																									
18 PROMOCION DEL PROGRAMA		X																								
19 IMPLEMENTAR EL PROGRAMA A GRAN ESCALA	X																									

* DP = DEPARTAMENTO DE PLANEAMIENTO
 GC = GERENCIA COMERCIAL
 DP = DEPARTAMENTO DE CONTADORES

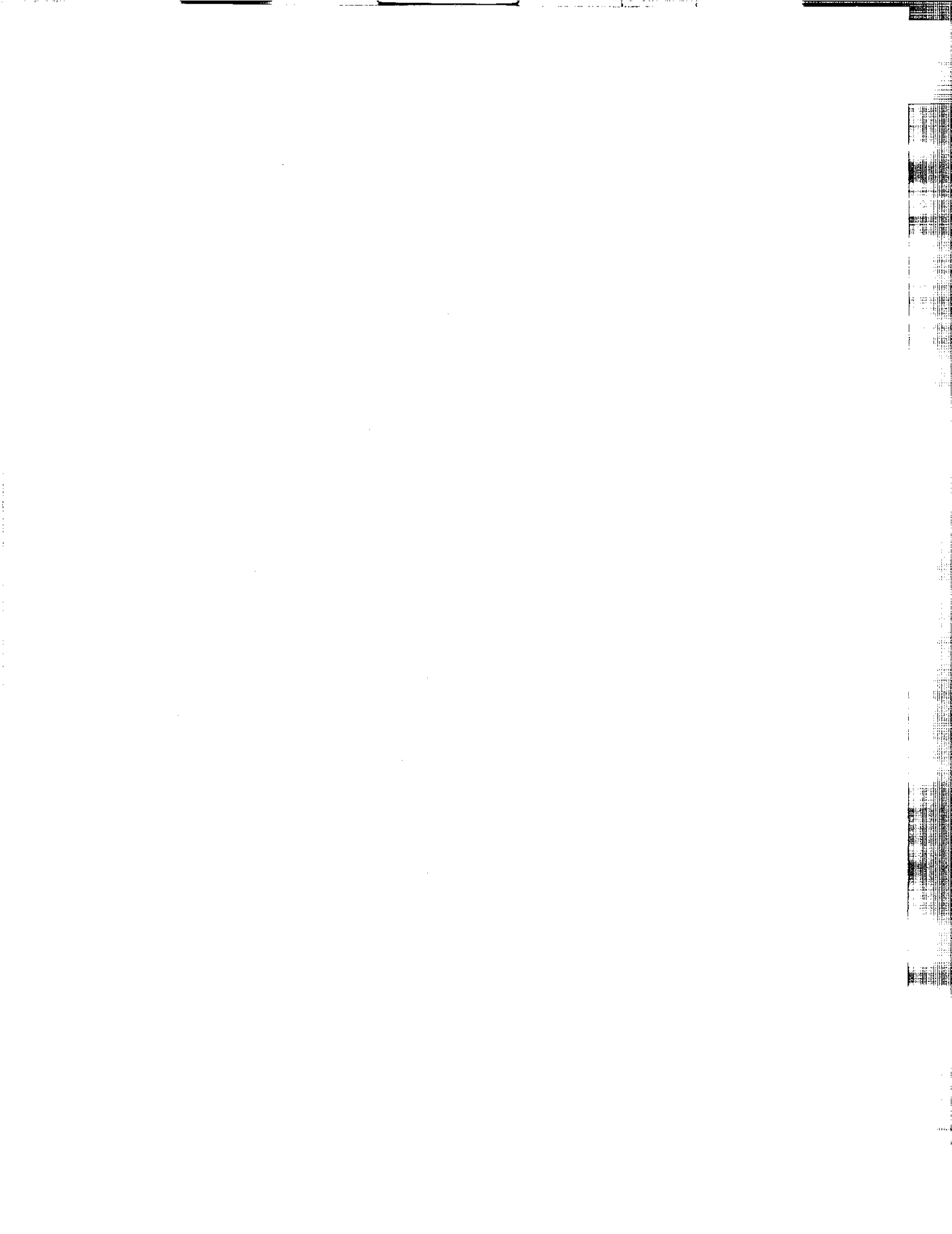
V. CONCLUSIONES

1. Este trabajo busca obtener, en un futuro, la curva integral de carga de los consumidores industriales en 69 kV, por medio de los medidores de estado sólido y así realizar una política de administración de carga, y penalizar el factor de potencia.
2. Se busca la necesidad de disponer de una unidad que se encargue de administrar y coordinar las políticas de administración de carga, con los datos obtenidos de los medidores de estado sólido.
3. Se desarrollará y aplicará una tarifa que incentive a los consumidores que se van a involucrar en el traslado, y en el tiempo de la demanda máxima del sistema.



VI. RECOMENDACIONES

1. Se recomienda que las empresas encargadas de generar, transmitir y comercializar la energía eléctrica busquen nuevas fuentes de energía, para que sean explotadas y así obtener una mayor capacidad de generación.
2. Se debe permitir a las empresas privadas o industrias que tengan capacidad de generar, para que se integren al Sistema Nacional Interconectado.
3. Hay que adquirir medidores de estado sólido de tarifas múltiples, para implementar nuevas opciones, y que el consumidor tenga un incentivo directo al trasladar sus cargas fuera de hora pico.
4. Es importante para hacer este proyecto más dinámico, y que las industrias donde se instale medidores de estado sólido, compartan una línea telefónica para la obtención remota de la información.
5. Debe existir un monitoreo mensual en los consumidores industriales, para conocer el comportamiento y la forma en que la curva de carga se traslade o disminuya en el tiempo.
6. Para realizar una administración de carga efectiva Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. debe tener el apoyo y control total de las cargas a ser reducidas o trasladadas fuera de la hora pico.



BIBLIOGRAFÍA

- FINK, Donald G. Electronics Engineers Handbook.
3rd. Edition. s.l.i., Editorial McGraw-Hill,
1985.
- HAGLER, Bailly & Company. Energy Auditing Manual.
Washington, D.C.: s.p.i., 1984.
- OTTOVIANO, Victor B. Energy Management. The Fairmot Press.
Atlanta, Georgia: s.p.i., 1984.
- PAZ MARROQUIN, Dora María. Manual de la Metodología de la
Investigación Científica. (Tesis:
Facultad de Ingeniería, Universidad de
San Carlos de Guatemala) Guatemala,
1986, 110 pags.
- RCG./HAGLER, Bailly Inc. Administración de Carga.
Washington, D.C.: s.p.i., Abril 1988.
- EEGSA. Pliego Tarifario para Servicio de Electricidad.
31 de Agosto de 1994.
- EEGSA. Reporte Estadístico Anual. Guatemala: 1995.
- IEEE. Standard Dictionary of Electrical and Electronics
Terms.
New York, N. Y.: s.p.i., Julio 1988.
- INDE, Departamento de Planificación. Producción y Consumos
de Energía Eléctrica en Guatemala.
Guatemala: s.p.i., 1995.
- Schlumberger Industries, Inc. MINI MASTER SYSTEM MANUAL.
Vol I, II, III. Revision 1.02. U.S.A.: 1990.

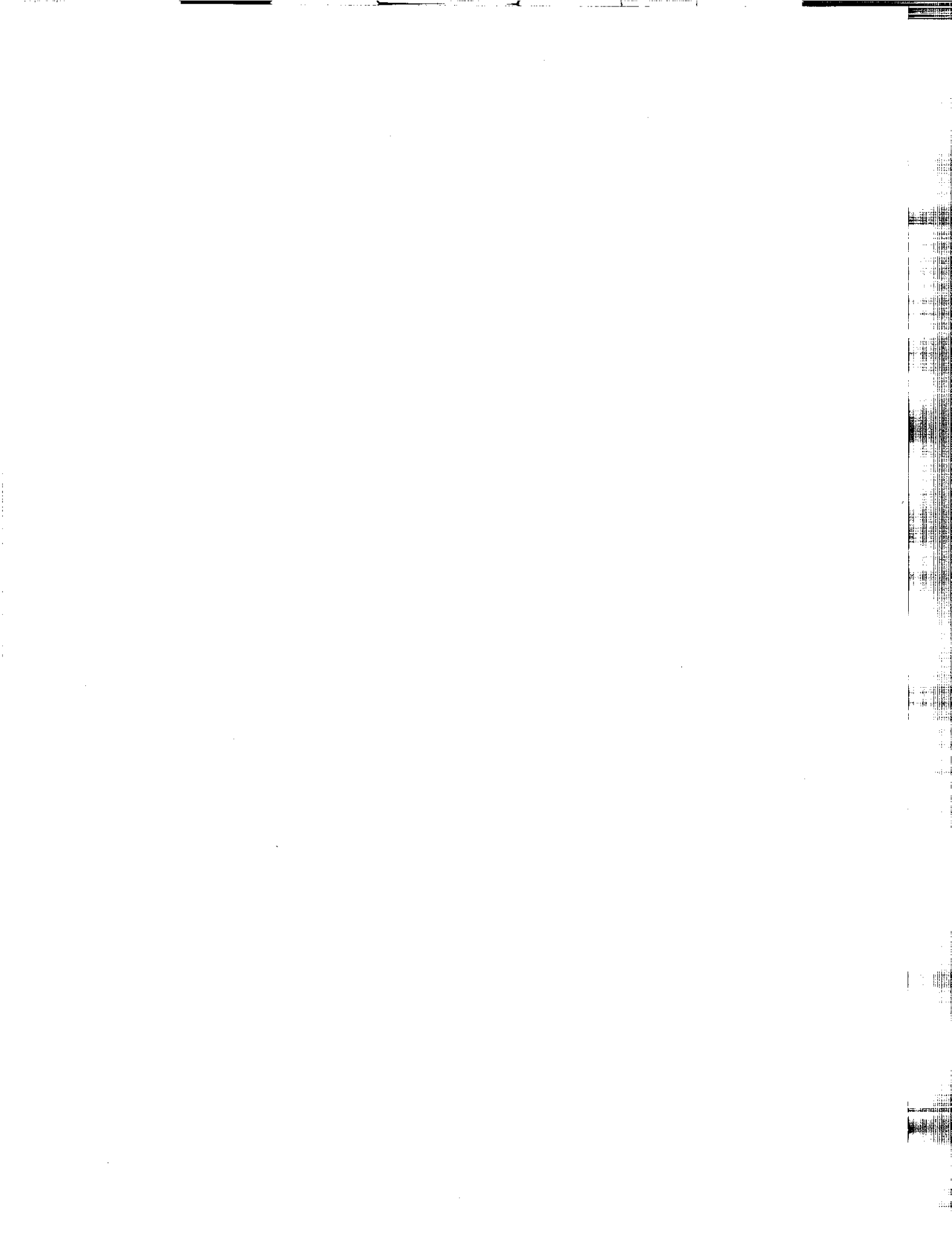
- Sangamo Energy Management Division. SYSTEM WATCH.
3ra. Edición. U.S.A.: s.p.i., 1984.

- Sangamo Technology. TECHNICAL TIPS.
U.S.A.: s.p.i., 1986.

- THE ASSOCIATION OF ENERGY ENGINEERS. Energy Management.
Atlanta: s.p.i., 1981.

ANEXO 1

PROGRAMA MEDIDOR DE ESTADO SOLIDO



EMPRESA ELECTRICA DE GUATEMALA S.A.

Customer ID INDUSTRI

Customer Information

Name INDUSTRIA DE GRANDES METALES
 Address 9 AVE 29-51 ZONA 8
 City GUATEMALA
 State GU
 Zip 01008
 Account 123456-7
 Class CL10
 Memory Size 32
 Secondary Class
 Phone Number 303050
 Date created 5/14/96 9:57
 Date modified 6/14/96 10:1
 Days of Data to be Retained 90
 Datafile Identifier: 85

Basic Quantum Configuration

Configuration ID GRANCONS
 Want Daylight Savings Time? No
 Need Change Dates? No
 Unit Type QTM
 Number of Channels 2
 Interval Length 15

Options

Mass memory ? Yes QDIF ? No
 I/O board? Yes
 Modem? Yes
 Time of Use? No
 Transformer Loss Compensation? No
 Enable Register Freeze ? No

Security Information

Primary Security Code PATZRIVERI
 Secondary Security Code RIVEPATZ
 Next Primary Security Code
 Next Secondary Security Code
 Primary Security Code 5041546a52495645 (Hex Form)

Multipliers

CT/PT Ratio 1.0000
 vsmh not wanted
 asch not wanted

Timed Register Freeze not enabled.
 External Register Freeze ? No
 Demand Reset After Freeze ? No

ST-RP Route Information

Quantum configuration: Mass Memory

Quantity (decoder) 0/ 0/
 Channel Register(s) kWh d kvarh d
 Pulse Weight(s) 0.0500 0.0500

Power Outage Length (seconds) 250

Quantum Configuration: I/O Board

Demand Timing Pulse Master

Pulse Output Definitions

Pulse Output Channel	A	B	C	D
Pulse Output Register(s) kWh d		kvarh d	not used	not used
ke Pulse Output Mult.	0.0500	0.0500		

Customer ID

INDUSTRI

* Processing Information *

Validation Mode	Meter
Validation Disposition	Retain for Edit
Billing Class	Billing
Billing Schedule	0
Pass data to history?	Yes
Pass data to output ?	No

* Dates and Time Information *

Last Int. Validated	00/00/00 00:00
Last Int. to History	00/00/00 00:00
Last Int. to Output	00/00/00 00:00

Configuration ID GRANCONS

QUANTUM type 0101

Field Test Information

Date created 5/24/94 7:35
 Date modified 1/ 4/96 11:29

Demand Interval Length 15
 Number of Subintervals 0
 KT (Wh/phase) 1.000

Operating Information

Meter Information

Line Frequency 60
 Demand Interval Length 15
 Number of Subintervals 0
 Cold Load Pickup Time 5
 Demand Reset Lockout Time 1
 KT (Wh/phase) 1.000
 Display On (half seconds) 12
 Display Off (half seconds) 1
 Clock Synchronization Crystal

Service Type 4 Wire Wye 2.5 Element
 Measuring Voltage 120V
 Current Rating 5A(10A)
 Meter Connection S-Base

Independent Display Options

End of Interval Yes
 Low Battery Yes
 Sangamo Loop Yes
 XYZ Outputs Yes
 Dialing No
 On-Line Indicator No

Want ID codes? No

Register Configuration - Normal Display

ID Code	Enable Annun	Enable Display		ID Code	Enable Annun	Enable Display
1 kWh d	Yes	Yes	2 max kW d	Yes	Yes	
3 kvarh d	Yes	Yes	4 max kvard	Yes	Yes	
5 kVAh d	Yes	Yes	6 ins kW	Yes	Yes	
7 of	Yes	Yes				

Register Configuration - Alternate Display

ID Code	Enable Annun	Enable Display		ID Code	Enable Annun	Enable Display
1 seq	Yes	Yes	2 nwd	Yes	Yes	
3 #dmr	Yes	Yes	4 ins kvar	Yes	Yes	
5 ins kVA	Yes	Yes	6 ins kV	Yes	Yes	
7 ins kA	Yes	Yes	8 rt	Yes	Yes	

Modem Related Information

	Current	Next
Call Window Start	00:00	00:15
Call Window Stop	00:00	23:45
Baud Rate	1200	1200

Daisy Chain Information

Daisy Chain Master?	No
Daisy Chain Slave?	No
Master ID	
Slave ID	

Auto Answer Quantur

Sense Off Hook?	No
Power Up Delay?	No
Always Answer (seconds)	0
Ring Answer Delay (seconds)	0
Automatic Calling?	No
Answer Fail Time Out	30

* Automatic Calling Information *

Automatic Calling Enabled? No

Communications Statistics

Number of Dialing Attempts	0
Number of Dialing Failures	0

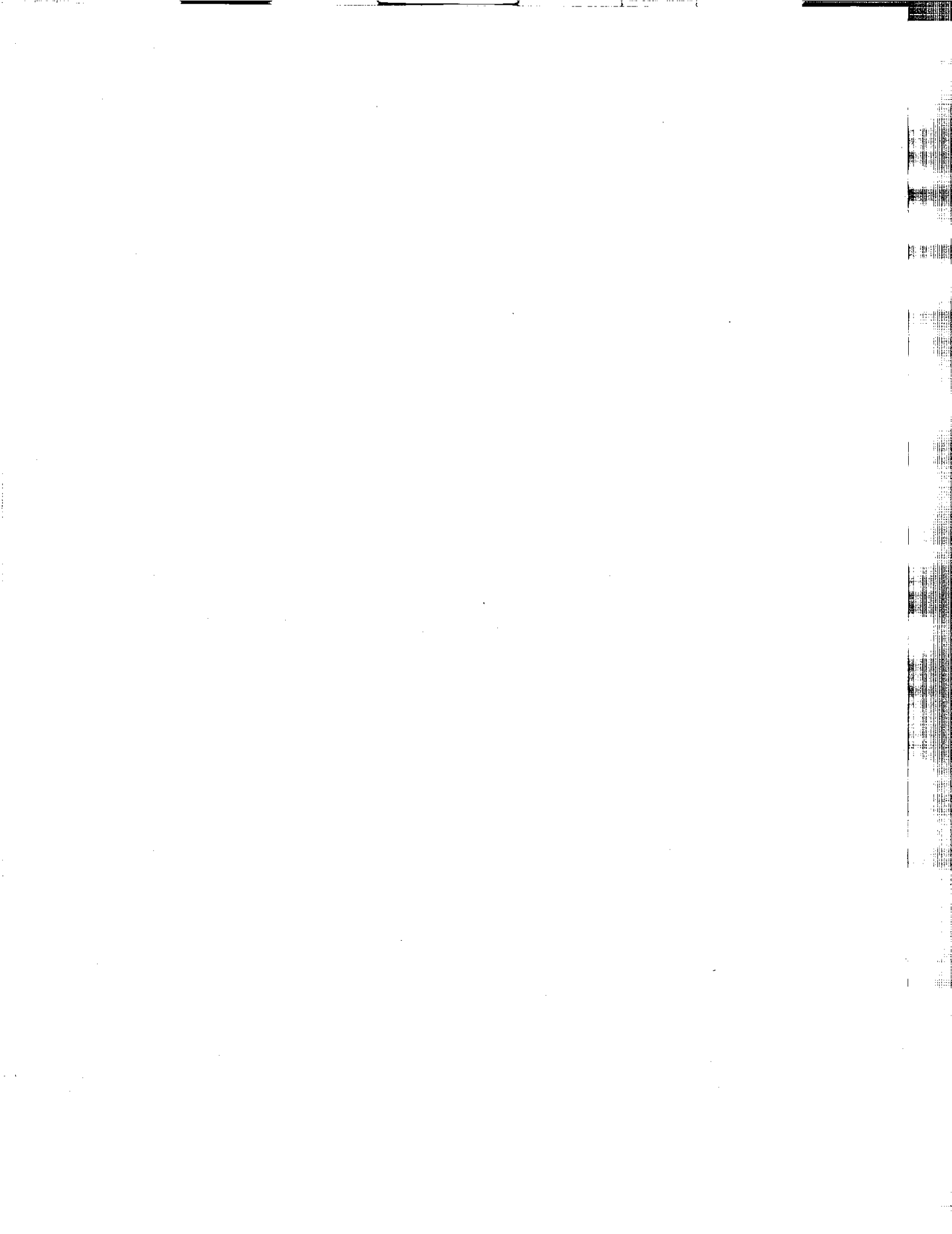
Date and Time Information

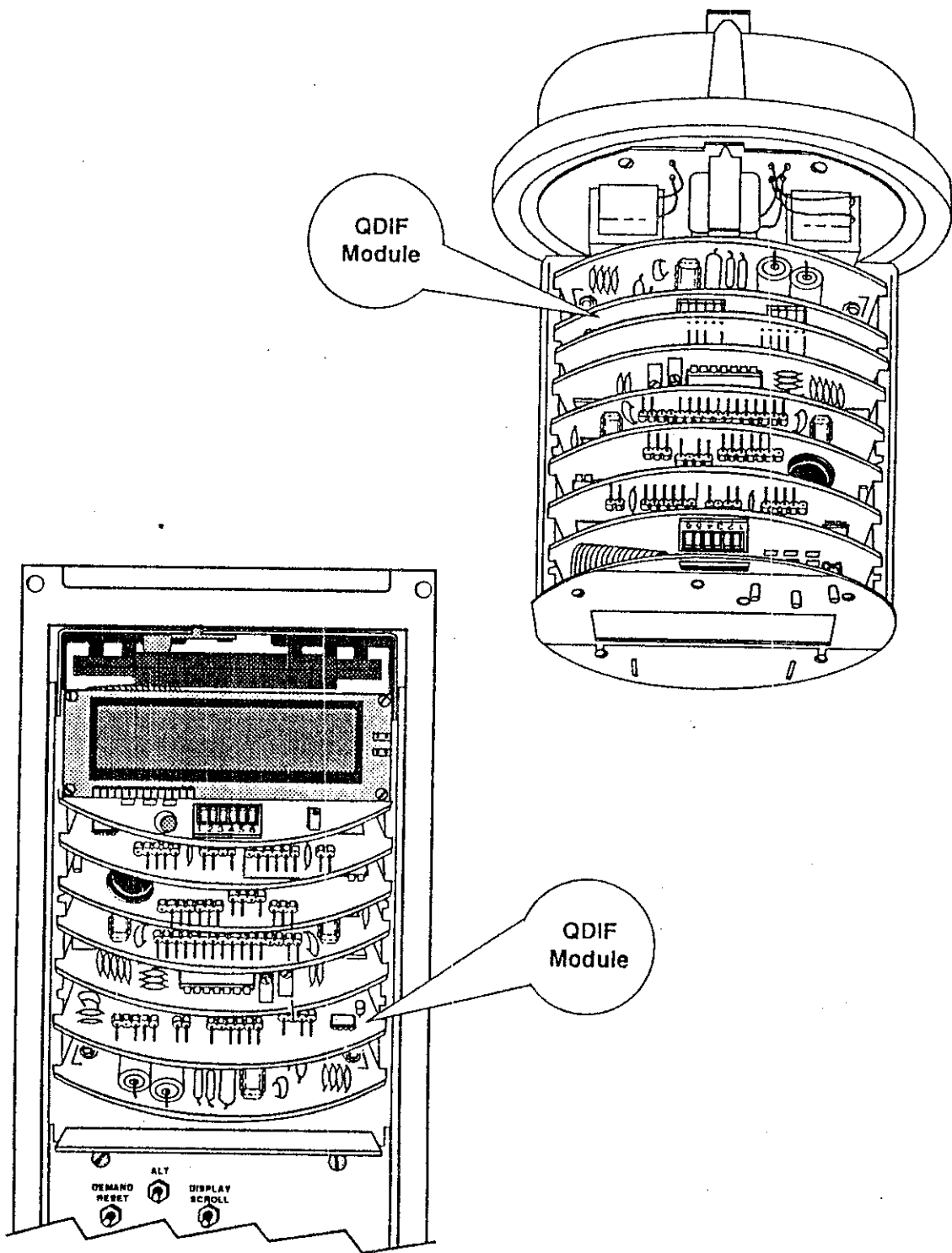
Last Reconfigure	00/00/00 00:00
Last Interrogate	00/00/00 00:00
First Upload Int.	00/00/00 00:00
Last Upload Int.	00/00/00 00:00

	Last Conversation	Cumulative Statistics
CRC errors	0	0
Timeout (too few characters)	0	0
Negatively acknowledged	0	0
'Cancel' received	0	0
Other errors	0	0
Successful messages	0	0

ANEXO 2

FORMAS DE CONEXIÓN DE DISTINTOS MEDIDORES





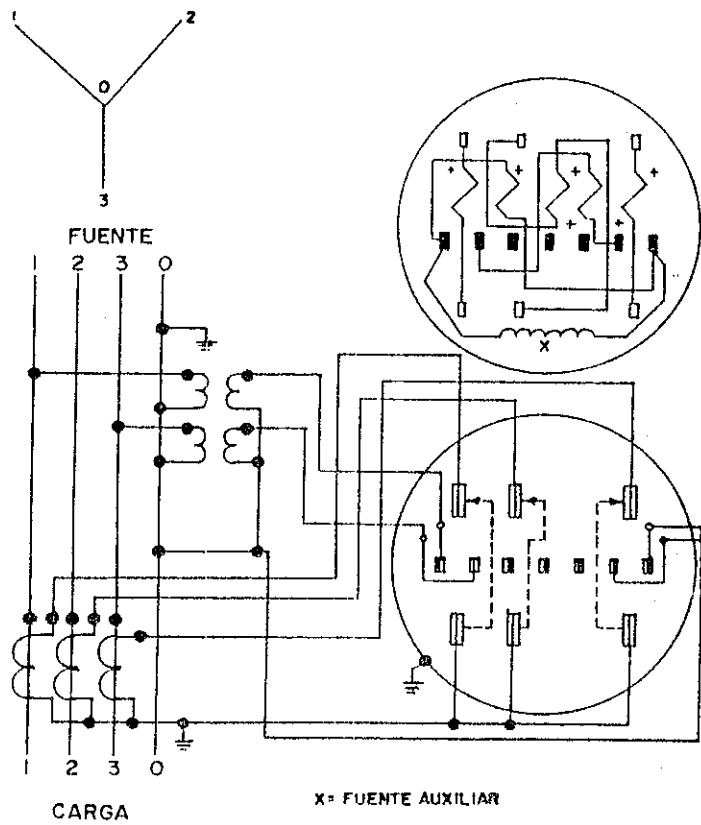
QDIF
Module

QDIF
Module

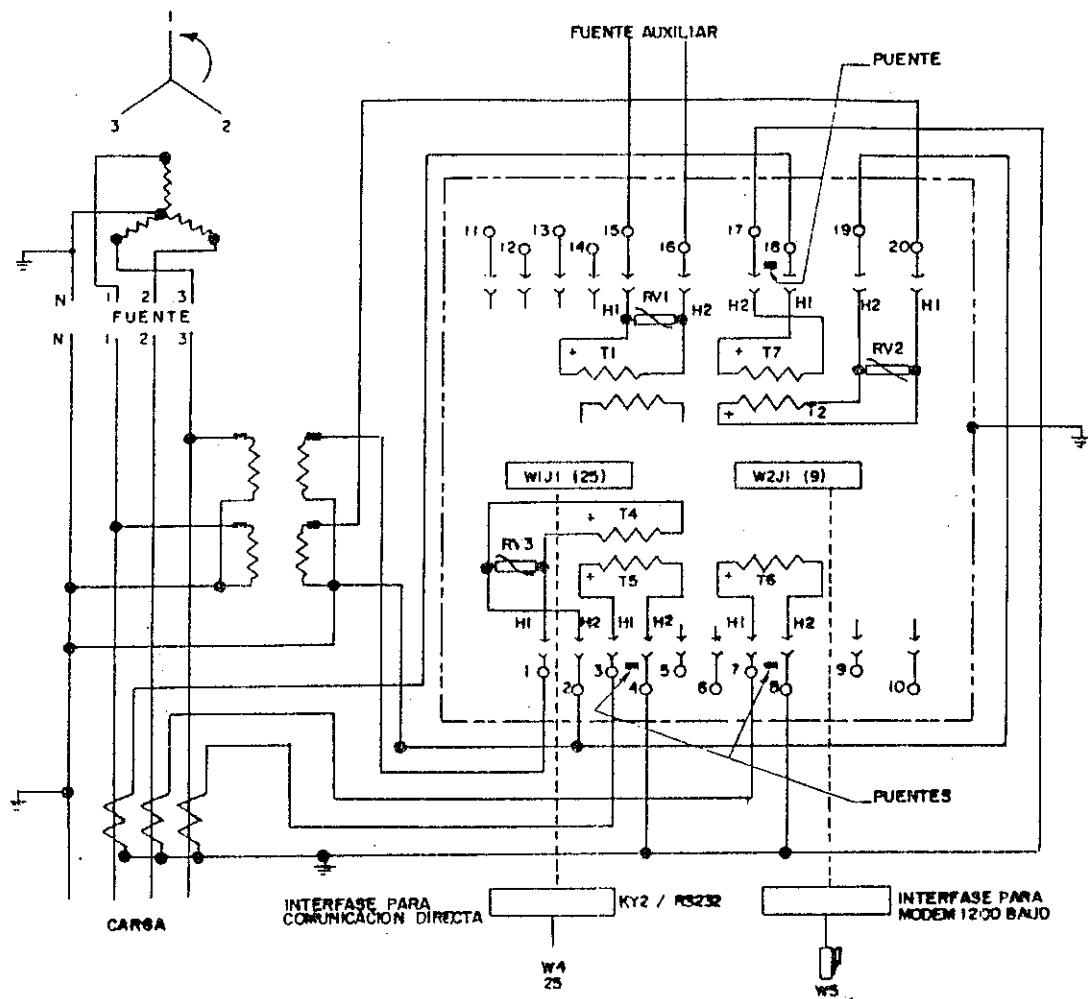
DEMAND
RESET

ALT

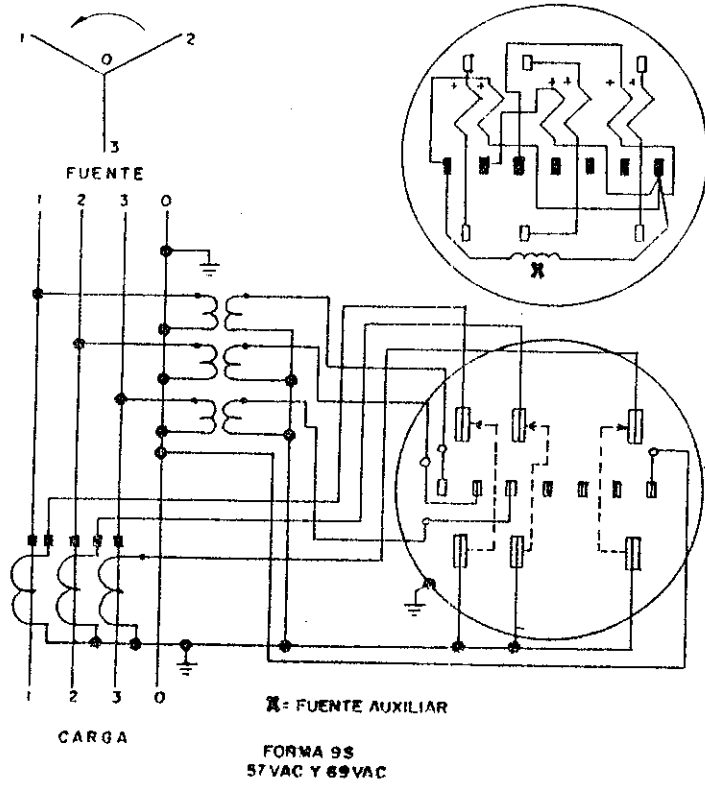
DISPLAY
SCROLL



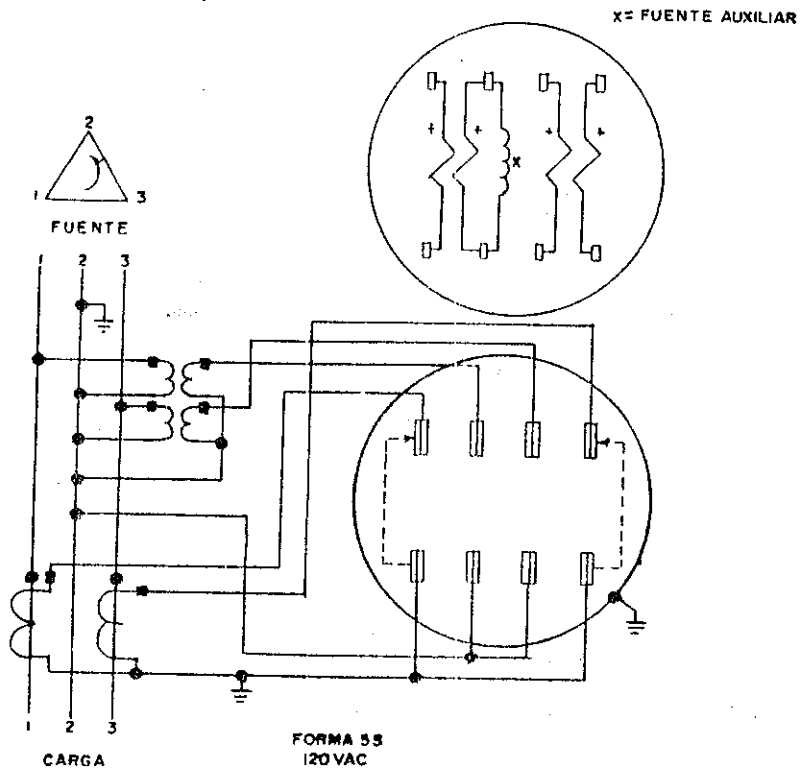
FORMA 6S
120 VAC



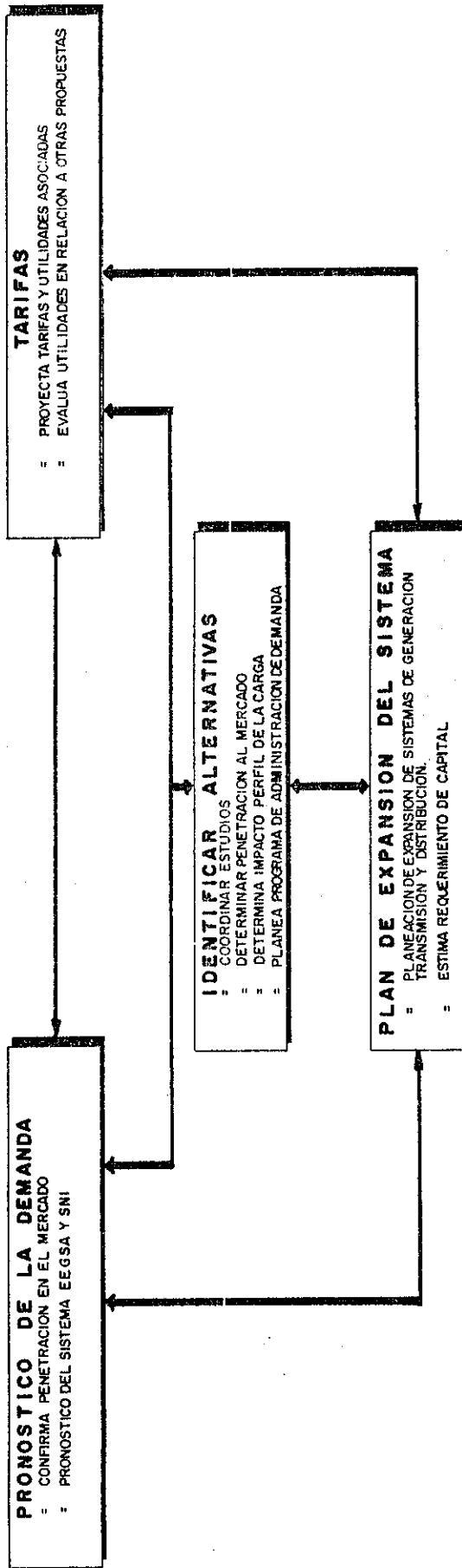
FORMA 6
120 VAC



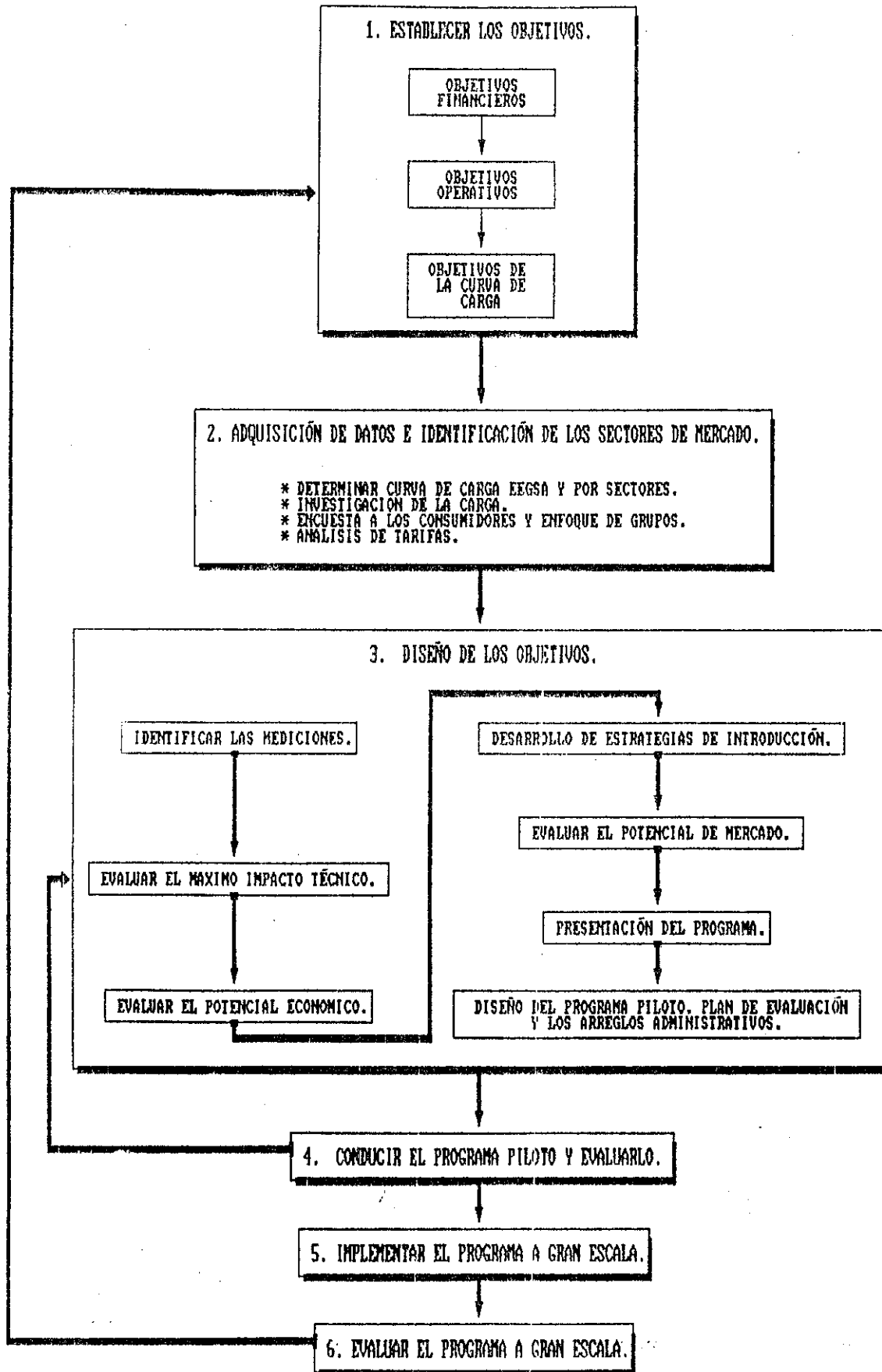
FORMA 95
 57 VAC Y 69 VAC

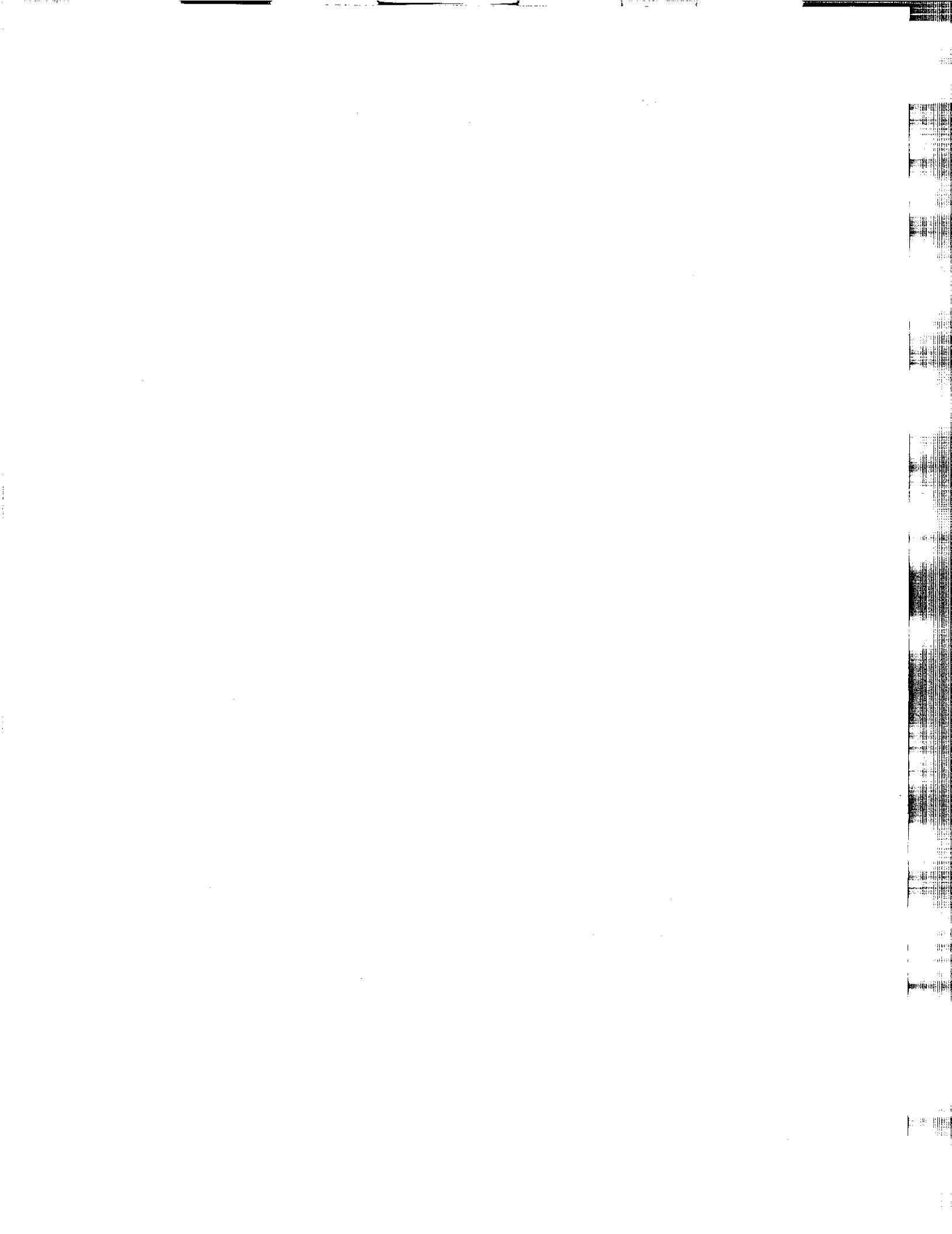


CICLO DE PLANIFICACION



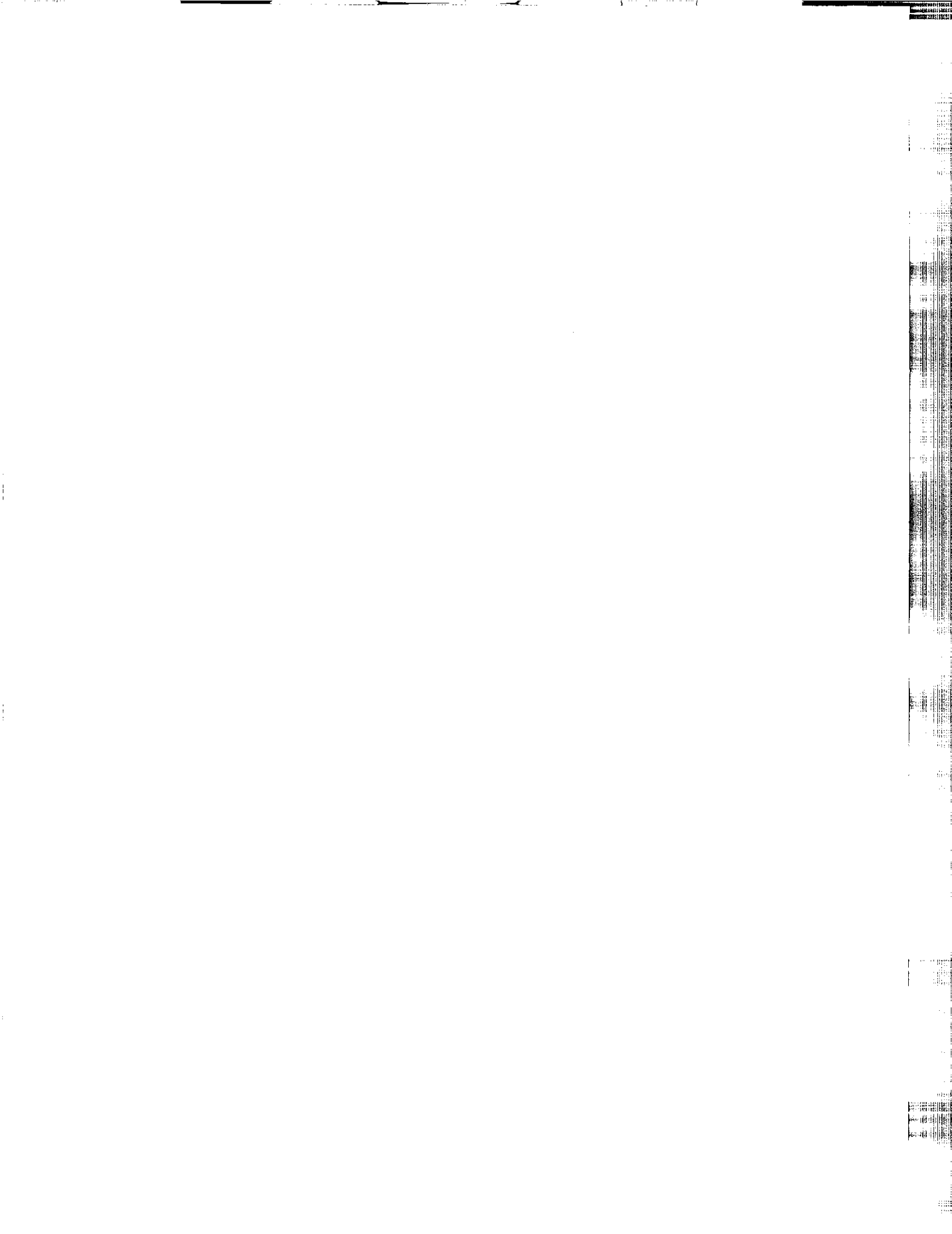
ETAPAS DEL PROGRAMA DE GESTION DE LA DEMANDA.





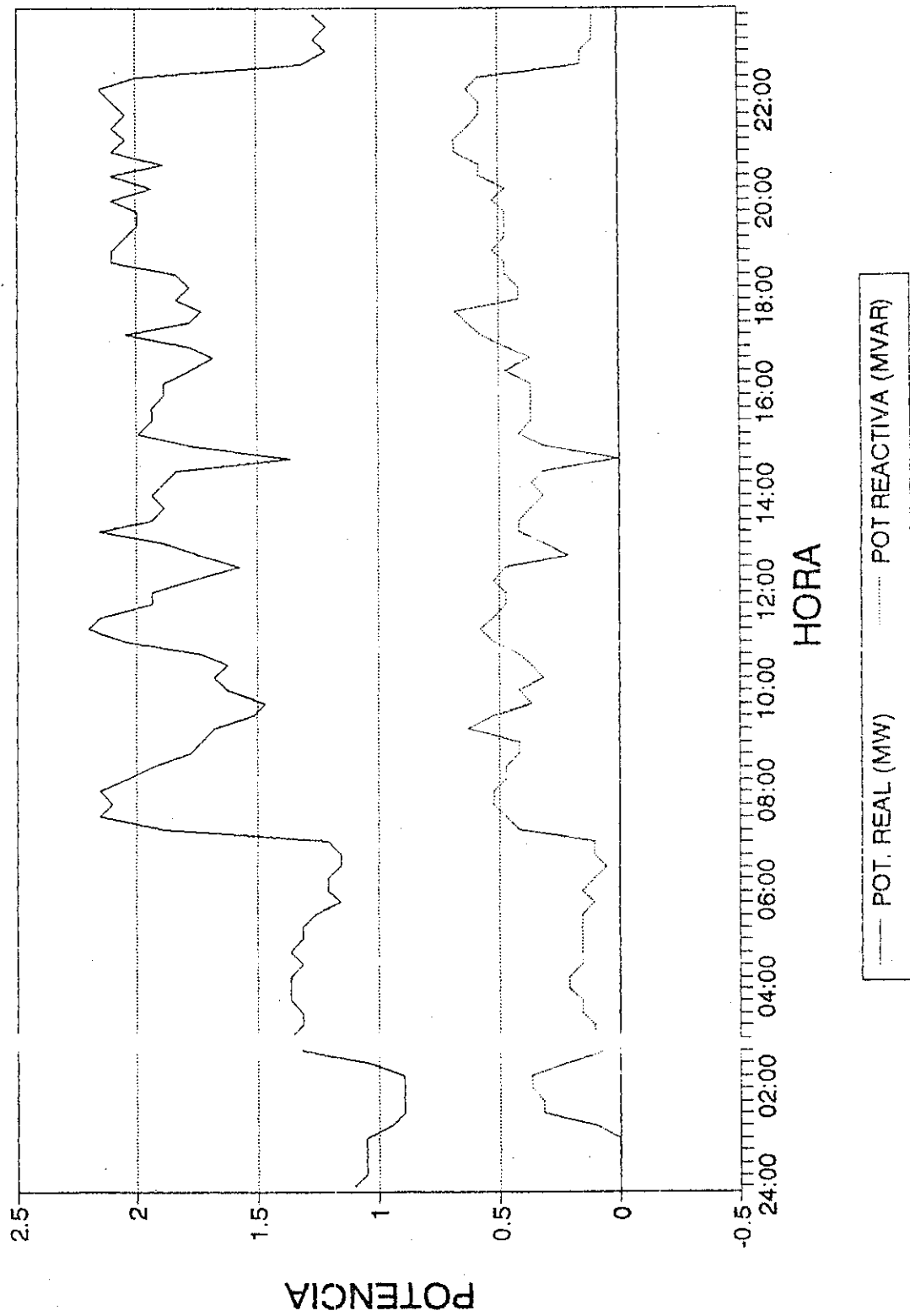
ANEXO 3

IX



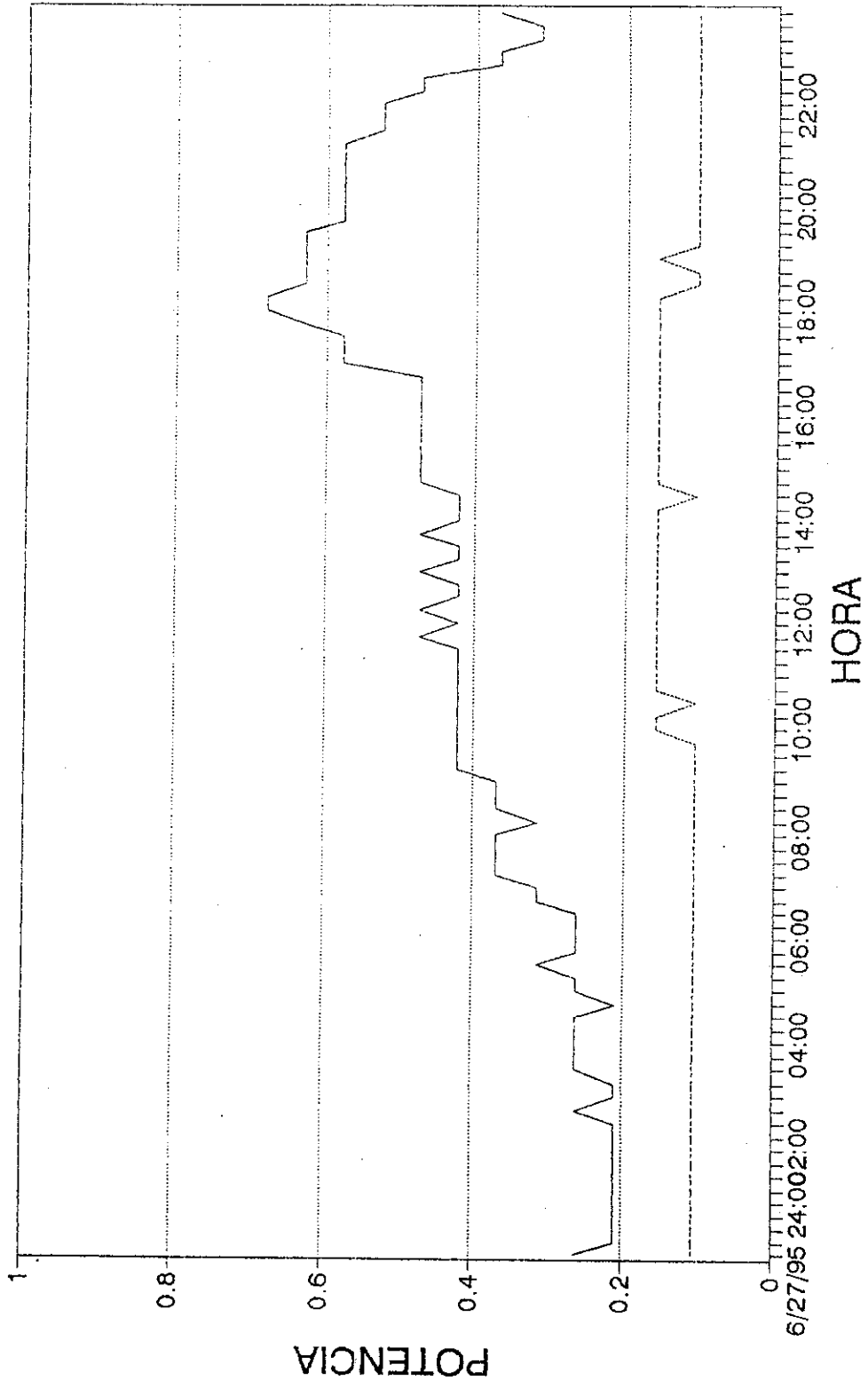
CURVA HORARIA DE GINSA

GRÁFICA DE POTENCIA



CURVA HORARIA HIPER PAIZ

GRAFICA DE POTENCIA



— POT. REAL (MW) - - - - POT. REACTIVA (MVAR)

CURVA HORARIA CAVISA 1

GRAFICA DE POTENCIA

