

96
Zej



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

**PROYECTO DE ADMINISTRACION
DE LA DEMANDA ELECTRICA**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA**

P R E S E N T A N :

**RUBEN RANGEL ZARATE
RAFAEL AVILEZ SERRANO
FRANCISCO LUNA MARTINEZ
JESUS JAVIER CORTES ROSAS**

DIR. ING. GUILLERMO LOPEZ PORTILLO SANCHEZ

MEXICO, D. F.

1987



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

C O N T E N I D O

P R O L O G O

CAPITULO I INGENIERIA Y PLANEACION.

- I.1 La ingeniería de sistemas en los proyectos.
 - I.1.1 Elementos conceptuales del enfoque de sistemas en - el proyecto de administración de la demanda eléc--- trica.
 - I.1.2 La administración del proyecto como sistema.
 - I.1.3 Metodología para desarrollar el proyecto de adminis tración de la demanda eléctrica.
 - I.1.4 Gerencia del proyecto administrativo.
- I.2 Métodos de planeación, programación y control a seguir.
 - I.2.1 Planteamiento básico de los métodos a seguir.
 - I.2.2 La gráfica de Gantt y la red del proyecto.

CAPITULO II PROCEDIMIENTO DEL ESTUDIO DE LA DEMANDA.

- II.1 Objetivo de la investigación de la demanda eléctrica.
- II.2 Participación en la normalización.
- II.3 Procedimiento general de la investigación de la demanda - - eléctrica.

- II.4 Medición
- II.5 Selección de la muestra.
- II.6 Procesamiento de datos.
- II.7 Papel de la estadística.
- II.8 Análisis de datos.
- II.9 Costo de la investigación de la demanda eléctrica.
 - II.9.a El costo en pesos.
 - II.9.b El costo en habitantes.
 - II.9.c El costo en el tiempo.
- II.10 El incremento en la necesidad de la investigación de la demanda eléctrica.
- II.11 Resumen.

CAPITULO III ESTADISTICA APLICADA EN LA INVESTIGACION DE LA DEMANDA ELECTRICA.

- III.1 Descripción de muestreo aleatorio estratificado.
- III.2 Encuesta sobre el diseño de la muestra.
- III.3 Definición de la muestra.
- III.4 Selección de las bases para la estratificación.
- III.5 Minimización de la varianza de Y_{st} .
- III.6 Selección de estratos con límites.
- III.7 Número de estratos.
- III.8 Ejemplo de una tarifa doméstica.
- III.9 Ejemplo de una tarifa de servicio general.

- III.10 El uso de la información previa.
- III.11 Estimaciones medias sobre subpoblaciones.
- III.12 Sugerencias adicionales.
 - III.12.1 Efecto de exclusión de usuarios.
 - III.12.2 Localización geográfica proporcional.
 - III.12.3 Movimiento entre estratos de unidades de muestra.
 - III.12.4 Efecto de una población no constante.
 - III.12.5 Efecto de las fallas en la recopilación de datos.
 - III.12.6 Relación de procedimientos estadísticos.

CAPITULO IV T A R I F A S .

- IV.1 Tarifas.
- IV.2 Costo del estudio por clase de usuario.
- IV.3 Desarrollo de nuevas estructuras tarifarias.
- IV.4 Tarifas horarias.
- IV.5 Tarifas estacionales.
- IV.6 Tarifas de localización geográfica.
- IV.7 Tarifas por consumo en bloques.
- IV.8 Servicios interrumpibles.
- IV.9 Evaluación de tarifas vigentes.

CAPITULO V PROYECCIONES PARA MEJORAR LA DEMANDA ELECTRICA.

- V.1 Fundamentos para el mejoramiento de la demanda eléctrica.

- V.2 Importancia de la predicción en la investigación de la demanda eléctrica.
 - V.2.1 La predicción como objetivo y como método en la investigación de la demanda eléctrica.
 - V.2.2 Las proyecciones de largo plazo en la demanda eléctrica.
 - V.2.3 La predicción económica a corto plazo en la demanda eléctrica.
- V.3 Descripción de la curva de demanda eléctrica.
- V.4 Reconocimiento de las condiciones climatológicas.
- V.5 Comentario de los efectos del uso racional de la energía.

CAPITULO VI CRITERIOS ECONOMICOS.

- VI.1 Elementos esenciales para las evaluaciones económicas comparativas.
- VI.2 Criterios económicos de operación del sistema de potencia.
- VI.3 Toma de decisiones.
 - VI.3.1 Formulación de las decisiones económicas.
 - VI.3.2 Modelos de decisión de equilibrio y costo mínimo.
 - VI.3.3 Métodos para comparar alternativas.
- VI.4 Relación beneficio/costo.
- VI.5 Expresiones para el cálculo del ahorro por diferir un programa de inversiones.
- VI.6 Cálculo de los ahorros en costos de capital con un programa de administración de la demanda eléctrica.

VI.7 Etapas de un proyecto sectorial de administración de la --
demanda.

VI.8 Estudio de carga.

C O N C L U S I O N E S

B I B L I O G R A F I A

PROLOGO .

El sistema de suministro de energía eléctrica de potencia es el medio a través del cual se proporciona un servicio público de los de mayor exigencia.

La demanda eléctrica global de un sistema está constituida por un gran número de cargas individuales de diferentes clases (industrial, comercial, residencial y así sucesivamente).

La potencia suministrada en cada instante por un sistema es la suma de la potencia absorbida por las cargas más las pérdidas en el sistema. Aunque la conexión y desconexión de las cargas individuales es un fenómeno aleatorio con respecto a la operación del sistema, la potencia total varía en función del tiempo siguiendo una curva que puede predeterminarse con bastante aproximación en función de los registros históricos de la operación del sistema y que depende del ritmo de las actividades humanas en la región servida por el sistema.

En la figura 1, se muestra la curva que representa la variación de la potencia real suministrada por un sistema en función del tiempo durante un período de 24 horas de un día entre semana.

La demanda de pico, es la máxima demanda de potencia eléctrica de un sistema en un cierto período. La ordenada

II

máxima de la curva (normalmente denominada pico de la demanda)- determina la capacidad de generación de que se debe disponer para poder satisfacer la demanda eléctrica de un sistema en un cierto periodo.

De lo anterior se deduce que es necesario contar con plantas base y plantas pico para poder satisfacer la demanda eléctrica, a continuación se hará una breve descripción en cuanto a la función que desempeñan en el sistema eléctrico nacional.

Planta base; llamada también primaria, es la que puede suministrar una carga constante y continua, durante el año, siendo las variaciones de carga situadas por encima del nivel de generación de esta planta, cubiertas por otros suministros eléctricos.- En la figura 2, se observa que la línea AB cubre la carga semanal de una planta generadora base.

Planta pico; llamada también secundaria, es de generación esencialmente variable y esta destinada a cubrir los picos de carga de la curva de demanda. En la figura 2, correspondería a la generación requerida para las demandas de carga sobre la línea AB durante las horas de mayor demanda.

En el presente trabajo se expone una descripción de un proyecto de administración de la demanda que tiene como propósito primordial modificar el comportamiento de la demanda de tal -

III

manera que los picos que se observan en la curva de demanda se abatan en sus horas pico, disminuyendo la demanda excesiva y transfiriendo parte del consumo de energía de las horas pico a las horas de valle, con lo cual se obtendrán beneficios tales como el mejor aprovechamiento de la capacidad instalada de generación, transformación, transmisión y distribución, menores costos de operación y poder reducir la necesidad de inversiones adicionales presentes en las instalaciones de generación, transformación, transmisión y distribución, mediante la modificación de las tarifas convencionales a tarifas horarias que estimulen los consumos en las horas de valle y desalienten el consumo en las horas pico y no por medios directos, como el corte de carga por subestación o alimentador, o bien, en forma discriminada por consumidor o por cargas seleccionadas.

Estos estudios ya se han realizado en países europeos y en los Estados Unidos de Norteamérica y han tenido respuestas favorables de grandes consumidores industriales tales como refinerías, cementeras, acereras, fundiciones, electroquímicas y vidrieras.

En la Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S. A., se inició la ejecución de un estudio con un proyecto piloto de administración de la demanda eléctrica, concluyendo que era conveniente dicho proyecto, orientado hacia la instauración de tarifas horarias. Las tarifas horarias siendo un medio de autorrestricción -

IV

voluntaria del consumo durante las horas pico por parte de los usuarios, se consideran un instrumento más justo para lograr la administración de la demanda que medios directos como la desconexión de carga controlada por la empresa eléctrica.

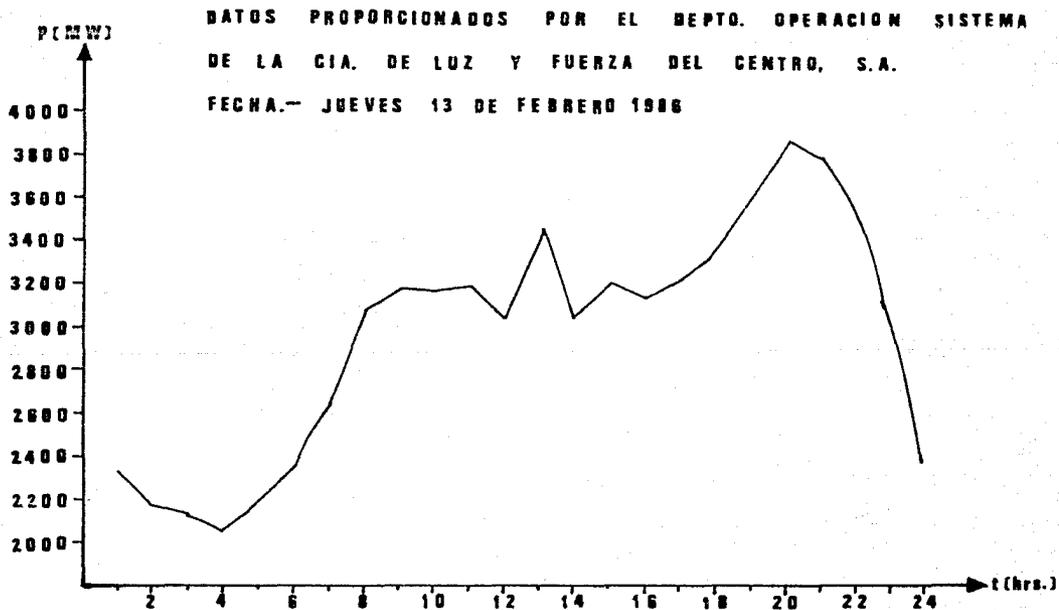


FIGURA 1.- CURVA DE DEMANDA DIARIA

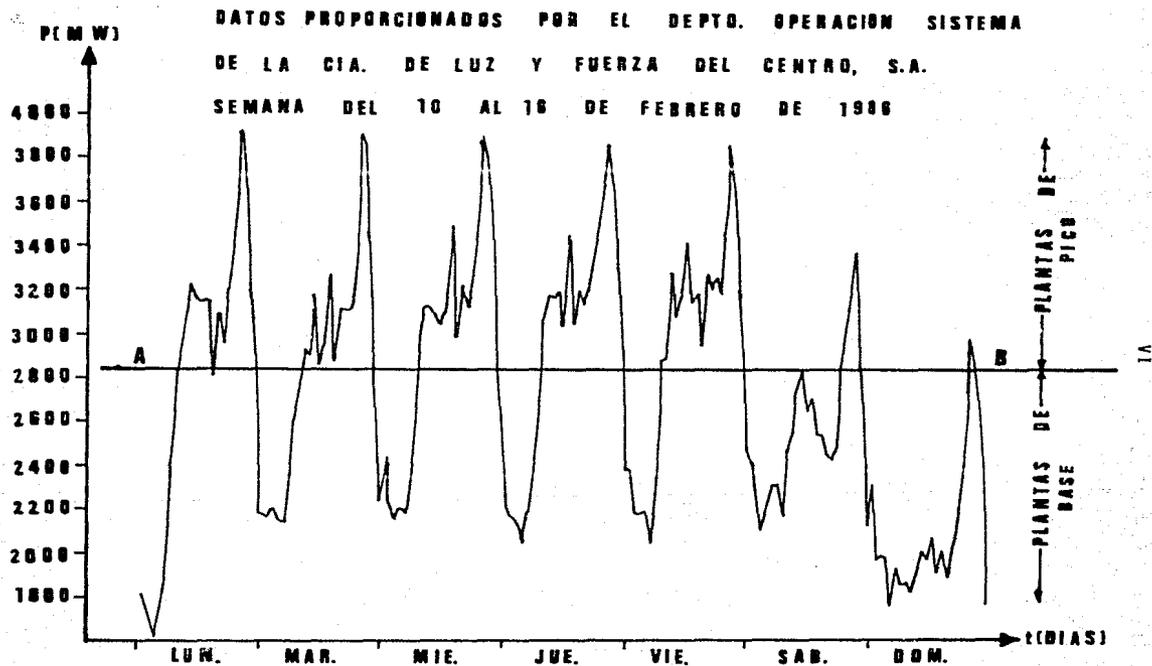


FIGURA 2.- ESQUEMA DE CARGA DE UNA PLANTA DE BASE Y UNA PLANTA DE PICO

C A P I T U L O I

INGENIERIA Y PLANEACION.

El tema a tratar en este capítulo es muy importante para el inicio del trabajo a desarrollar, plantea la aplicación del establecimiento del plan a seguir en la elaboración de los objetivos y los resultados a obtener en el estudio de la administración de la demanda eléctrica.

Lo anterior se realiza mediante el enfoque de la ingeniería de sistemas, ya que este análisis es bastante útil en el diseño, ejecución, control, puesta en marcha y operación de sistemas complejos, por lo cual el primer paso será escribir los elementos y funciones constitutivos de los sistemas.

I.1 LA INGENIERIA DE SISTEMAS EN LOS PROYECTOS.

El enfoque de administración de sistemas, emplea una metodología interdisciplinaria que se caracteriza por la intensidad del intercambio de información entre los especialistas del proyecto administrativo y por el grado de integración real de diferentes profesiones en la ejecución del proyecto. El empleo de la metodología interdisciplinaria, se establece para que el proyecto -

pueda ajustarse más a las condiciones de la vida real, que a las de un laboratorio o una sala de estudios.

I.1.1 ELEMENTOS CONCEPTUALES DEL ENFOQUE DE SISTEMAS EN EL PROYECTO DE ADMINISTRACION DE LA DEMANDA ELECTRICA.

Un proyecto consiste en emplear una metodología racional - para encontrar una solución detallada a algunas necesidades establecidas en un estudio inicial. La metodología racional consistirá en modelos y técnicas de sistemas aplicados a la administración del proyecto administrativo.

La administración de un proyecto, es la organización y su control de las metas a alcanzar, los elementos con que se cuenta para lograr esas metas, así como las limitaciones existentes para lograr dichas.

Por lo tanto, el proyecto de administración de la demanda eléctrica es el conjunto de antecedentes que conduce al mejor empleo de las instalaciones del suministrador de energía eléctrica, estimando las ventajas y desventajas económicas que se derivan de asignar ciertos recursos de nuestro país para alcanzar ese fin.

Los conceptos y la metodología de los sistemas constituyen la base para unificar y relacionar las complejidades de los problemas administrativos en el proyecto.

Sistema es un conjunto de elementos estructurados entre sí

formando un todo en forma organizada, en el que cada una de sus partes (subsistemas) está conjuntada a través de una ordenación lógica que encadena sus actos a un propósito determinado.

Un sistema se puede definir considerando un aspecto interno y un aspecto externo como sigue:

Sistema interno es un conjunto de elementos cualesquiera vinculados entre sí por cadenas de relaciones, de modo que constituyen un todo organizado.

Sistema externo es un todo organizado, relacionado dinámicamente con el medio externo, es decir, sujeto continuamente a mutaciones y que representa en todo momento un determinado modo de acción o comportamiento.

Los sistemas se clasifican por lo general en dos tipos: -- cerrados y abiertos:

Un sistema cerrado es aquel que se caracteriza porque no tiene la posibilidad de cambiar por sí mismo sus reacciones, si en el medio externo se produjeran variaciones de una naturaleza distinta para el cual está diseñado.

Un sistema abierto es aquel en el cual existe un intercambio entre él y el ambiente, y ese intercambio es un factor esencial que preserva su viabilidad, su capacidad reproductiva o su continuidad y su capacidad de transformarse.

La entropía de un sistema es la fracción de energía que no puede aprovecharse en un proceso por degradación, la cual es una

función expresada como distinción importante entre los sistemas - abiertos y cerrados: en los sistemas cerrados esta tiende a aumentar y por lo tanto los sistemas cerrados tienen a desagregarse, - mientras que en los sistemas abiertos la entropía tiende a disminuir.

Como se observa, el medio o ambiente es una función importante en los sistemas y se define como todo objeto que limita específicamente la acción de un sistema, pero que está fuera del -- control de este sistema como se observa en la figura I.1.

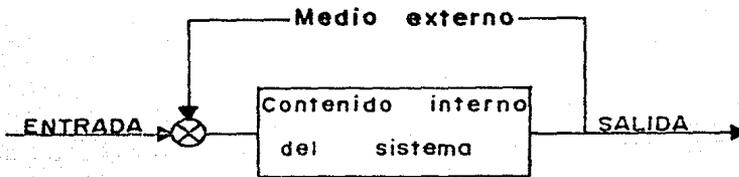


Figura I.1 Relación del medio con un sistema.

La forma más importante de vinculación del sistema con el medio, es la relación homeostática: dicha relación es el proceso de equilibrio dinámico del sistema con el medio, es decir, el proceso de desarrollo de los caracteres específicos del sistema, en el cual se conservan sus rasgos determinantes en las condiciones - cambiantes del medio externo.

Un proceso es la actividad o fenómeno que modifica unos -- insumos para obtener un producto diferente, por medio de un proce

dimiento establecido, es decir, implica una transformación a lo largo del tiempo y mientras se avanza desde el inicio hasta el fin, lo que se está transformando pasa por diversos estados intermedios hasta el resultado final. Su vinculación con el concepto de sistema es directa, ya que el proceso se analizará y diseñará por medio de un sistema mediante los diagramas de bloque y de señales, los cuales son auxiliares muy importantes, no sólo durante la fase del proyecto administrativo, sino también en etapas posteriores del estudio.

Por lo tanto, sin tomar en cuenta la complejidad de un determinado sistema, este se representa en la figura 1.2, en donde sus elementos son funcionalmente los mismos y son: entrada, proceso y salida, los cuales pueden emplear los dos tipos de símbolos ya mencionados: los diagramas de bloques o cajas negras y los diagramas de flujo de señales.



Figura 1.2 Elementos básicos de un sistema: a) Diagrama de bloques. b) Diagrama de flujo de señales.

Como el estudio de la investigación del proyecto administrativo es muy grande, este se debe desglosar en partes formando-

subsistemas, los cuales serán analizados y relacionados entre sí para formar el sistema.

La representación de varios subsistemas interconectados entre sí con ayuda de diagramas de bloque o de flujo de señales, solamente puede realizarse si las transformaciones que los diversos subsistemas realizan sobre las señales son independientes, es decir, la transformación que un subsistema realiza en las variables asociadas a él, no cambia por la conexión entre subsistemas como se muestra en la Figura I.3.

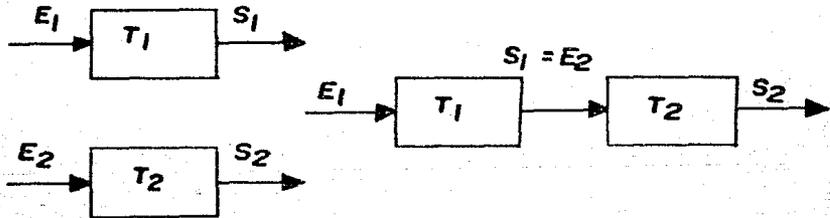


Figura I.3 Transformaciones que no interactúan entre los subsistemas.

Por lo tanto, al combinar transformaciones, las entradas y salidas deben ser compatibles, las cuales serán muy útiles en el proyecto administrativo. Por ejemplo, si se tuvieran dos grupos en el levantamiento estadístico de la investigación del proyecto administrativo, el cual se explica en el capítulo III, se puede tener una conexión en paralelo con sus propiedades como se ilustra en la figura I.4.

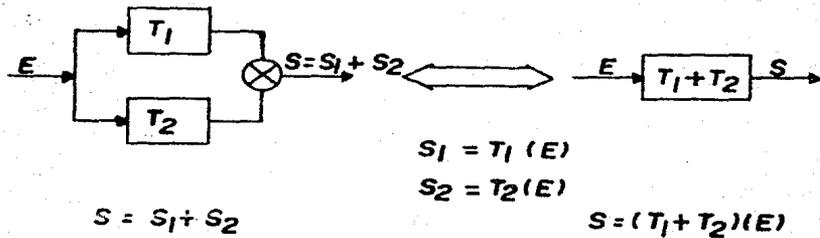


Figura I.4 Conexión en paralelo de dos subsistemas.

Como se ve en la figura I.5, el control es el proceso, mediante el cual se trata de mantener dentro de una cierta escala las características del producto de un proceso determinado, actuando sobre las entradas de dicho proceso.

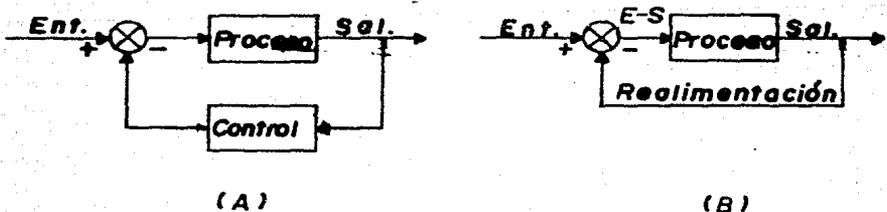


Figura I.5 Representación de la función de control.

El proceso de control difiere de uno de toma de decisiones como se observa en la figura I.6, en que el control tiene la característica de ser una realimentación en un sistema, es decir, - el elemento de control regulará cierto sistema para que este fun-

cione correctamente.

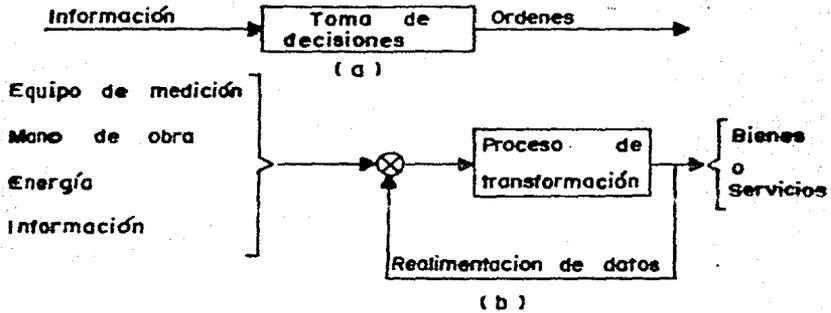


Figura I.6 a) Proceso de toma de decisiones. b) Concepto de entrada-salida de un sistema con realimentación.

Finalmente, en la figura I.7 se tiene el concepto de comunicación, el cual es el proceso mediante el cual cierto mensaje o información es traspasado de un emisor a un receptor.

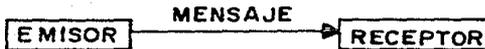


Figura I.7 Diagrama de comunicación.

Así, conforme a los conceptos ya señalados, se puede crear un sistema, en el cual se plantea el marco conceptual para el diseño de un sistema de información y control en el que:

- 1.- Toda vez que cada información consume energía, deben balancearse los beneficios de proporcionar la información con los esfuerzos que esta requiere.
- 2.- El beneficio de una información esta dado por el grado de mejoramiento que aporta para las decisiones que deben tomarse.
- 3.- Cada decisión que se toma significa evaluar el conocimiento que se tenga de una situación para escoger el curso de acción más indicado.

Una vez vertidos los conceptos de los elementos de que --- consta un sistema, puede decirse que el análisis de sistemas esta orientado hacia la solución de problemas, considerando como situación problema a una en la cual hay que decidir entre dos o más -- cursos de acción posibles, que plantean dudas acerca de cual de - las acciones es preferible.

El método central del análisis de sistemas, es el de constituir un modelo, con el cual experimentar los posibles cursos de acción a fin de averiguar los resultados a que conducen y poder - escoger, por lo tanto, uno de ellos que sea ventajoso frente a -- los demás.

Lo anterior implica la necesidad de programar el curso de acción elegido para asegurar el cumplimiento de dicho programa, y para esto se necesita establecer los procedimientos de control y el sistema de información.

Un modelo es una representación ideal de la realidad que -

se construye con un propósito determinado, en el cual se han abstraído los elementos no esenciales, con el fin de despejar la visión de los factores esenciales que están influyendo en alguna situación determinada.

Para asegurar el cumplimiento del programa, se necesita establecer los procedimientos de control y el sistema de información.

La esencia de los procedimientos de control está en unir, la evaluación de la marcha de un proceso con las decisiones correctivas que sean necesarias, en caso de haberse producido una desviación con respecto a la marcha programada.

El sistema de información es necesario en el sistema administrativo del proyecto, puesto que las unidades del sistema de control no están ligadas mecánicamente, sino que están constituidas por divisiones organizacionales, entre las cuales deben establecerse lazos de comunicación de doble vía; circulación de datos e informaciones sobre la marcha del proceso y circulación de órdenes que resulten de las decisiones que se tomen. Por este motivo, la implantación de un sistema de control de un proceso está ligada con el establecimiento del sistema de información que le permita operar.

Como ya se mencionó en el proyecto administrativo, se necesitan modelos en la toma de decisiones, en donde se tendrán procedimientos heurísticos, los cuales tratan de buscar maneras de escoger alternativas no tan exhaustivas y metódicas, como para que-

su operación sea a la vez garantía de óptimo y de una complejidad y costo prohibitivos, sino que permitan alcanzar soluciones "aceptables", a un costo razonable.

Estos modelos del proyecto administrativo, deben tener una cierta secuencia en su construcción, y una vez implementada la de ci s i ó n, deben tomarse las medidas en el caso real para seguir el curso de acción seleccionado en el modelo.

Junto con lo anterior se establecen procesos de control en los casos en que corresponda, además será útil implantar un sistema de información estadístico que permita revisar o reforzar la -cuantificación de los parámetros, con el fin de perfeccionar la -estructuración o especificación de futuros modelos.

I.1.2 LA ADMINISTRACION DEL PROYECTO COMO SISTEMA.

La caracterización del proyecto de administración de la de ma nda e l é ct ri ca, como sistema a través del modelo entrada-proceso -salida-realimentación, se representa mediante el diagrama de la figura 1.8, en términos bastante amplios para orientar la presentación del proyecto administrativo en el método de sistemas.

El ciclo administrativo del proyecto de administración de la demanda eléctrica, deberá constar de los siguientes cinco elementos:

- 1) Una planeación para el establecimiento de las metas --

deseadas.

- 2) Una organización o programación en donde se desarrollan los planes de acción para lograr esas metas.
- 3) Una dirección para determinar los horarios y las erogaciones de cada paso.
- 4) Un control para poder controlar y evaluar el progreso del proyecto administrativo.
- 5) Una toma de decisiones en donde se debe tomar una decisión y actuar de la manera apropiada para poder implementarla.

deseadas.

- 2) Una organización o programación en donde se desarrollan los planes de acción para lograr esas metas.
- 3) Una dirección para determinar los horarios y las erogaciones de cada paso.
- 4) Un control para poder controlar y evaluar el progreso del proyecto administrativo.
- 5) Una toma de decisiones en donde se debe tomar una decisión y actuar de la manera apropiada para poder implementarla.

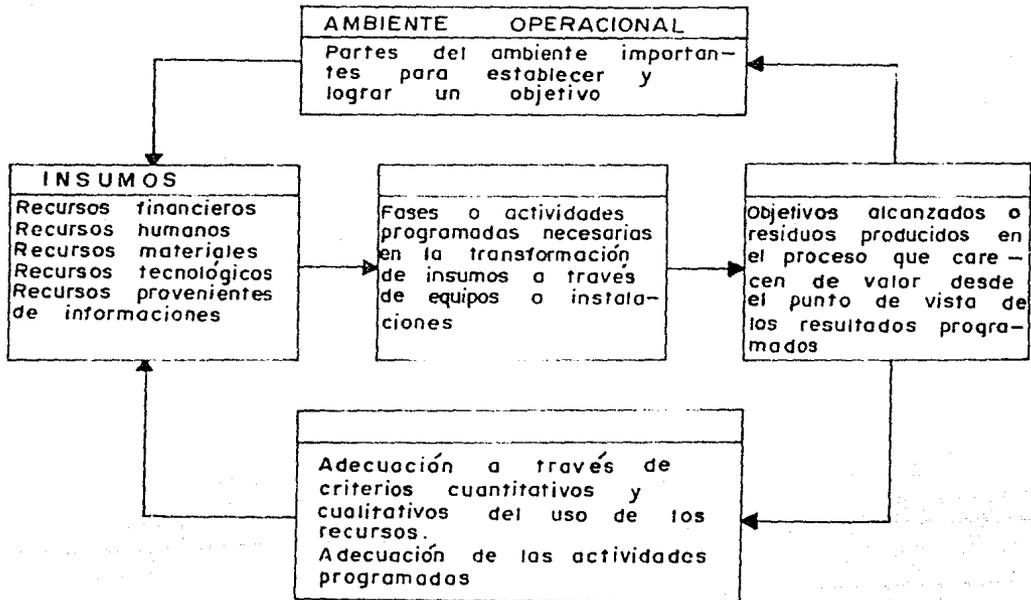


Figura 1.8 Representación del proyecto administrativo en el método sistémico

1.1.3 METODOLOGIA PARA DESARROLLAR EL PROYECTO DE ADMINISTRACION DE LA DEMANDA ELECTRICA.

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

Cada uno de los pasos de la metodología, es una unidad semi-independiente que tiene su vida propia y su personal especializado para efectuarlo.

Existen tres grandes pasos o etapas en el proyecto administrativo:

- a) Un estudio de viabilidad.
- b) Un proyecto preliminar.
- c) Un diseño final o detallado.

Estudio de Viabilidad.

Los pasos del estudio de viabilidad son siete:

- 1) Detección de las necesidades.
- 2) Definición del problema.
- 3) Búsqueda de la información.
- 4) Generación de las soluciones posibles.
- 5) Valuación física.
- 6) Valuación económica.
- 7) Valuación financiera.

Al final de estos siete pasos se tiene un conjunto de soluciones viables, que forman la base para la elaboración del proyecto preliminar.

Proyecto Preliminar.

La segunda parte del ciclo primario del proyecto adminis--trativo, es el proyecto preliminar, a veces llamado anteproyecto.

Los pasos de esta etapa son:

- 1) Selección del concepto.
- 2) Modelo matemático.
- 3) Análisis de estabilidad.
- 4) Análisis de sensibilidad.
- 5) Análisis de compatibilidad.
- 6) Optimización.

Diseño Detallado.

Esta etapa consiste en la elaboración del diseño de planos y especificaciones necesarios para implementar el proyecto.

Los conceptos anteriores llevan a un proyecto preliminar, el cual debe ser finalmente elaborado en detalle. Esta elabora--ción detallada se divide en los siguientes pasos:

- 1) Diseño de subsistemas.
- 2) Diseño de componentes.
- 3) Diseño de partes.
- 4) Preparación de planos y especificaciones.

- 5) Construcción de un prototipo.
- 6) Evaluación del prototipo.
- 7) Preparación para la producción.

Resumiendo ahora todos los elementos conceptuales ya presentados, se tiene que se va a desarrollar un proyecto de inversión en la demanda de energía eléctrica, el cual constituye un proceso, por cuanto hay que transformar los insumos (horas-hombre, equipo de medición, etc.) en un producto (el proyecto administrativo terminado), a través de un procedimiento establecido el cual será el de programación PERT/CPM.

Para el desarrollo de este proceso, es necesario establecer un sistema que lo soporte (gerencia), definiendo claramente sus elementos y las relaciones entre ellos.

Dentro del sistema se deben incluir procesos de control -- que permitan mantener el desarrollo del proyecto administrativo -- dentro de la programación inicial.

Al diseñar el sistema debe cuidarse de minimizar la entropía, es decir, establecer las relaciones que permitan que el desperdicio de energía organizacional se limite lo más posible. Esto implica establecer un sistema de información y toma de decisiones que equilibre las necesidades de información con el costo para obtenerlas y transmitir las. Asimismo, los procesos de control deben aplicarse en la medida que permitan disminuir la entropía.

El proyecto administrativo debe orientarse hacia sus objetivos específicos, utilizar una estrategia general cuyas actividades particulares deben variar de acuerdo a los requerimientos del sistema, aplicar un procedimiento interdisciplinario para la conjunción de enfoques en el desarrollo del trabajo a realizar, y la aplicación de una perspectiva global, no abordando un aspecto específico o subsistema sin antes tener un panorama del ambiente externo, así como de los objetivos, recursos y principales características del sistema global.

Por lo tanto, la orientación y metodología del proyecto administrativo de demanda eléctrica, se diseña de acuerdo con los preceptos previos ya analizados y de acuerdo al objetivo del sistema limitado por las características del ambiente general y por los recursos con que cuenta el sistema.

El proyecto administrativo desde su concepción hasta su puesta en marcha u operación, pasará por una serie de fases intermedias altamente interdependientes, cuyo conjunto se llamará " ciclo de vida del proyecto " como se establece en la figura I.9.

Además el proyecto administrativo, tendrá ciertas características básicas, las cuales tienen una cierta evolución en el tiempo, lo cual determina su desarrollo como un sistema y se observa dicho procedimiento en la figura I.10.

A cada etapa corresponde una decisión, y a medida que se avanza de una u otra etapa, la decisión tomada:

- a) Se apoya en informaciones cada vez más detalladas y de mayor elaboración sobre la viabilidad del emprendimiento.
- b) Significa un creciente compromiso de recursos financieros.
- c) Asume características de irreversibilidad cada vez mayor.

En las etapas del proyecto administrativo desde la primera hasta la última, se establece una cadena de decisión-acción que se apoya en una cantidad de información cada vez más elaborada y de mayor precisión.

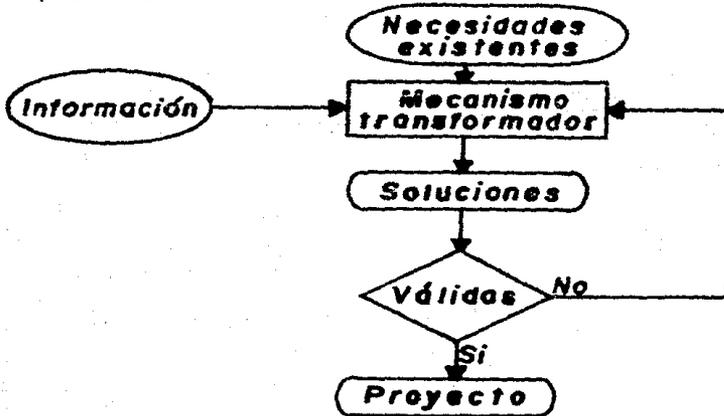


Figura I.9 Proceso cíclico de transformación hasta alcanzar la meta deseada en el proyecto administrativo.

En la figura I.11 se tiene el esquema que se deberá tener en el proyecto administrativo y proceso decisorio en donde se van

a generar distintas alternativas y el grado de complejidad del estudio y selección de alternativas está directamente vinculado con los niveles o etapas del proyecto administrativo, mientras que la elección del problema a abordar que puede ser técnico, económico, financiero o de otro tipo está asociado al grado de incertidumbre que afecta a cada aspecto particular del proyecto administrativo.

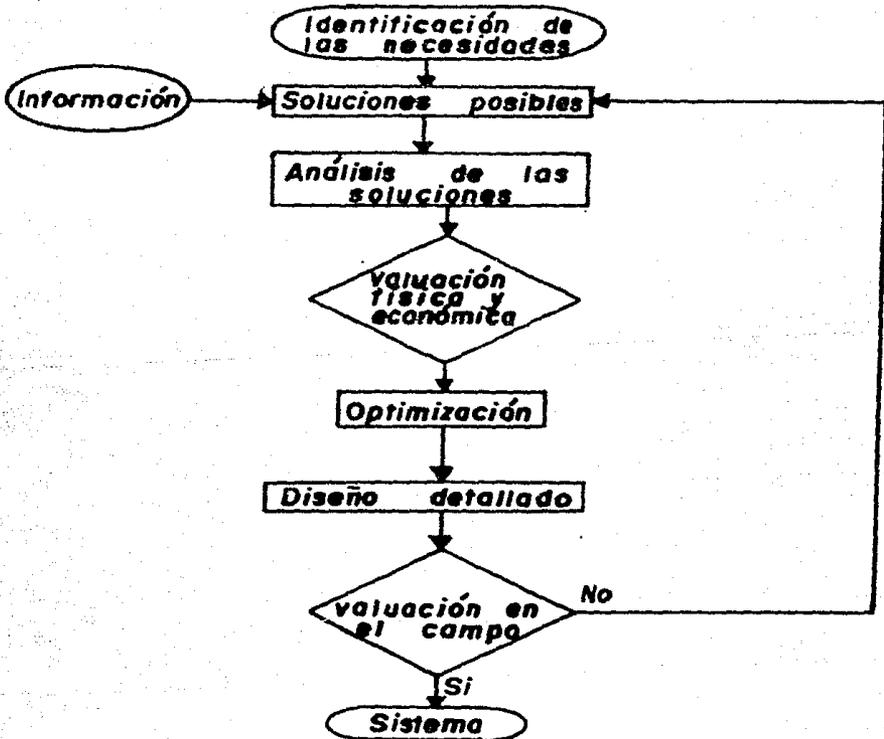


Figura I.10 Características del Proyecto Administrativo.

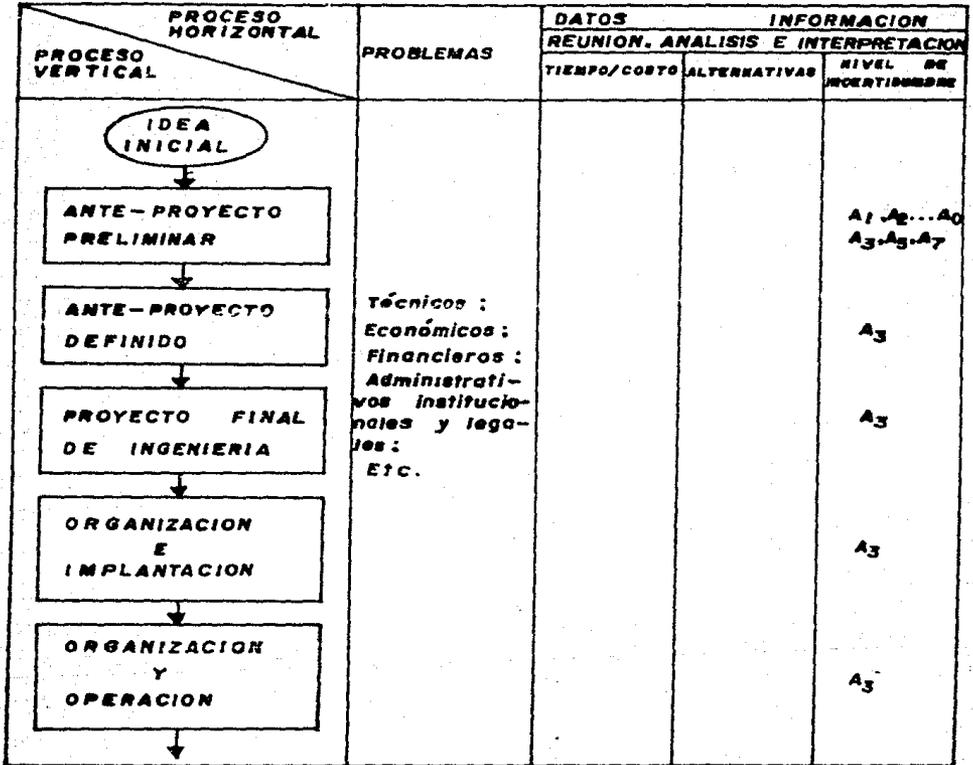


Figura I.11 Esquema del proyecto administrativo y proceso decisorio.

I.1.4 GERENCIA DEL PROYECTO ADMINISTRATIVO.

Las características específicas de los proyectos en los -- sistemas se resume en lo siguiente:

- a) son finitos en el tiempo: tienen un inicio y un fin pre determinado.
- b) Se constituyen de actividades no repetitivas.
- c) Deben ser ejecutados dentro de un presupuesto especifico.
- d) Establecen demandas gerenciales a partir de ciertas fases.

Estas características y la importancia que el proyecto administrativo tiene para su supervivencia a largo plazo, hace que este se programe detalladamente en su estructura funcional, dentro de la gerencia del proyecto para ejecutarlo dentro del plazo y costo previstos, en donde:

- a) Se planearán las actividades desde la concepción del -- proyecto administrativo hasta su conclusión.
- b) Se organizarán los medios (personal, material, etc.)- para ejecutar el proyecto administrativo.
- c) Se dirigirá y controlará las operaciones de ejecución - de tal modo que el conjunto de acciones ejecutadas se - ajusten en tiempo, costo y calidad a lo especificado en el proyecto administrativo.
- d) Se mantendrá contacto formal o informal con los intere- sados en el proyecto administrativo.

I.2 METODOS DE PLANEACION, PROGRAMACION Y CONTROL A SEGUIR.

La correcta programación en el tiempo de las diferentes fases de un proyecto, es un punto decisivo para asegurar que no se desarrollen retrasos y estados críticos. Rescatar proyectos que están retrasados produce siempre costos excesivos, como resultado de medidas apresuradas, tiempo extraordinario caro y otros procedimientos de emergencia. Los diagramas y técnicas analizadas en la aplicación de la planeación, para evitar lo anterior se van a aplicar en el estudio de investigación de la demanda de energía eléctrica, en base a su desarrollo durante los últimos años, y -- que se han aplicado con tanto éxito, en procesos gigantescos, civiles, militares, espaciales, etc. Estos métodos son:

- 1) Gráfica de Gantt.
- 2) Método de la Ruta Crítica (CPM).
- 3) Método de Evaluación de Programas y Técnicas de Revisión (PERT).

I.2.1 PLANTEAMIENTO BASICO DE LOS METODOS A SEGUIR.

La explicación y utilización de la gráfica de Gantt se --- plantea más adelante en el inciso I.2.2.

Los métodos CPM y PERT tienen las siguientes bases:

- a) Consideración separada de la planeación y la programa--

ción.

- b) Descomposición de la planeación en dos fases: 1) Actividades componentes y 2) Secuencia de ejecución de las actividades componentes.
- c) Representación de un plan mediante una gráfica de flechas asociadas cada una, a una duración en el tiempo.
- d) Para el método PERT, consideración de la duración de una actividad como variable aleatoria, y estimación de tres duraciones para cada actividad: optimista, más probable y pesimista, mediante los cuales se ajusta una distribución conveniente de densidad de probabilidad para la duración de la actividad.
- e) Análisis de la forma de como varía el costo de una actividad al reducir su duración (duración media en el método PERT).
- f) Análisis de los recursos requeridos para cada duración (duración media en el método PERT) posible de cada actividad.
- g) Métodos pertinentes de la rama de las matemáticas conocida con el nombre de " Programación Lineal ".
- h) Para el método PERT, métodos estadísticos.

Una vez hecha la representación de un plan para la investigación, mediante una gráfica de flechas, se hace el análisis de tiempo o programación del mismo. En este análisis se supone que la longitud de cada flecha en el diagrama es:

- a) En el método CPM, una duración seleccionada (de acuer-

do con algún criterio) para la actividad correspondiente.

- b) En el método PERT, la duración media de la actividad correspondiente.

Con base en esas longitudes se encuentra la sucesión de flechas cuya suma de longitudes es máxima. Este valor es la duración (media, si se utiliza el método PERT) del proceso en cuestión. Las actividades de dicha sucesión se denominan críticas y a la sucesión se le llama ruta crítica.

Del análisis básico precedente se encuentra que salvo las actividades críticas, las otras actividades de un proceso, pueden disponer de cierto tiempo para retrasar su terminación sin retardar la duración del proceso. A ese tiempo se le llama " holgura total " de la actividad. El conocimiento de las holguras totales para las actividades no críticas, es de gran utilidad para fijar sus tiempos de iniciación de manera que los recursos requeridos para ejecutar el proceso no excedan, en ninguna tiempo durante la ejecución del proceso, a los recursos disponibles.

En el método PERT, además es posible determinar las probabilidades de que se pueda terminar un determinado grupo de actividades, o el proceso en conjunto en un tiempo dado.

Utilizando los resultados del análisis anterior de los métodos CPM y PERT, se elaborará un diagrama de barras o gráfica de Gantt como ya se mencionó antes, representando a las actividades en orden de holgura total creciente. A partir de este diagrama y

con base en los análisis de recursos requeridos para cada actividad y para cada duración (media en el método PERT), es posible determinar las gráficas de recursos requeridos contra tiempo para todo el proceso de la investigación.

La decisión respecto a la forma de expeditar el proceso de la investigación, es en base de que el costo directo sea mínimo o este bien determinado. El problema de determinar la forma de expeditar el proceso de investigación para lograr el costo directo mínimo, es un problema de Programación Lineal Paramétrica.

Superponiendo a la gráfica de costo directo mínimo contra duración, la gráfica de costo indirecto contra duración, se encuentra que la gráfica de costo total contra duración, tiene un mínimo, es decir, que hay una duración del proceso para el cual el costo total es mínimo. A dicha duración corresponde un cierto programa, y una cierta distribución de recursos requeridos a lo largo del tiempo que dura el proceso.

Los métodos CPM y PERT permiten determinar la forma como varían las holguras totales de las actividades en la investigación de la demanda eléctrica, por efecto de un retraso de cualquiera actividad, provocado por alguna o algunas situaciones imprevistas. Conociendo estos tiempos, y por lo tanto las actividades que determinan la nueva duración en la investigación, pueden tomarse medidas para compensar el retraso resultante, si lo hay. La atención se debe enfocar a las nuevas actividades y a aquellas con holguras totales pequeñas.

Por lo enfocado en este análisis, los métodos CPM y PERT - de planeación, programación y control, son considerados como los más adecuados a seguir en la investigación de la demanda eléctrica por tener las siguientes ventajas principales:

- a) Permiten descomponer la investigación en actividades de diferentes órdenes de importancia, y organizar la planeación, programación y ejecución de un proceso, de acuerdo con esa descomposición.
- b) Permiten coordinar eficientemente el trabajo de los diferentes departamentos involucrados en cada una de las partes de la investigación, durante las fases de planeación, programación y ejecución de la investigación.
- c) Permiten utilizar eficientemente la experiencia del personal directivo de los diferentes departamentos responsables de un proceso, para elaborar en conjunto un plan maestro, que puede incluir todas las actividades del proceso.
- d) Permiten determinar cuales son las actividades de un proceso que controla su duración, y las holguras o márgenes de tiempo disponibles para permitir que se retrase la terminación de las otras actividades, sin retrasar la terminación del proceso de investigación.
- e) Permiten determinar la forma de expeditar un proceso para lograr costo directo mínimo.
- f) Permiten determinar de antemano con la precisión que se desee los recursos (materiales, personal, equipo, capital, etc.), en cualquier momento durante la ejecución-

del proceso.

- g) Permiten comparar planes y programas alternativos para un mismo proceso, o para una misma parte de el y seleccionar el que mejor se adapte a las condiciones propias de la empresa o institución encargadas de ejecutar el proceso o la parte en cuestión.
- h) Permiten analizar el efecto de cualquier situación imprevista, y de tomar medidas correctivas eficientes.
- i) Permiten que el personal directivo principal de la investigación sólo tenga que intervenir cuando ocurre alguna situación imprevista.
- j) Permiten deslindar las responsabilidades de los diferentes departamentos encargados de un proceso o de una parte de el.
- k) Permiten hacer substituciones de personal directivo en cualquier momento sin trastornar la ejecución de un proceso o de una parte de el.
- l) Permiten encausar la experiencia adquirida en la ejecución de procesos de investigación similares, y por lo tanto la elaboración de planes estándar.
- m) Permiten comparar ordenadamente los datos supuestos con los valores reales de ejecución, y determinar el efecto de las desviaciones. Dicha comparación sirve además, como base para la elaboración de los datos para procesos similares que tengan que realizarse en el futuro.

Para los cálculos requeridos en los métodos CPM y PERT son

necesarias computadoras electrónicas de gran capacidad, debido al gran número de actividades, en donde pueden hacerse análisis de optimización de recursos, expeditar un programa a costo directo - mínimo, etc.

La gran ventaja del cálculo electrónico es la notable rapidez con que se obtienen los resultados. Sin embargo, debe tenerse en cuenta el tiempo que se necesita para la preparación de los datos en forma conveniente, para ser empleados por una computadora electrónica.

Debe mencionarse que en el análisis anterior, generalmente no se tomó en cuenta el comportamiento humano, lo cual puede modificar su planteamiento original, y por lo tanto se sugiere que en la elaboración del proyecto de administración de la demanda eléctrica se le dé una cierta holgura de tiempo, para dicho retraso - en la planeación y así poder tener una mayor seguridad para la -- terminación del proyecto administrativo.

I.2.2 LA GRAFICA DE GANTT Y LA RED DEL PROYECTO.

La gráfica de Gantt o diagrama de barras y la red del proyecto, serán herramientas bastante utilizadas en la planeación, - programación y control del proyecto de administración de la deman da eléctrica.

En sus inicios, el método de Gantt era suficiente en su --

época y situación para una planeación eficaz. El método de error y ensayo de Gantt, proporciona hoy en día un método para organizar nuestro pensamiento, pero no satisface nuestra necesidad en la búsqueda de optimalidad en el proyecto de administración de la demanda eléctrica, más sin embargo, sus bases son fundamentales para los programas complejos del proyecto de planeación manejados por computación.

Por otra parte, las ventajas de la gráfica de Gantt, de sencillez para expresar la programación de las actividades y como instrumento de comunicación entre los miembros del equipo del proyecto de la demanda eléctrica, pueden ser aprovechadas, si esta gráfica se construye como un elemento auxiliar de la red. Por ejemplo, si se tuvieran tres actividades X, Y y Z, en el proceso del levantamiento estadístico que se realiza en el capítulo III, del proyecto a desarrollar como se ilustra en la figura I.12, esta muestra el estado de avance actual para propósitos de control. La longitud de cada barra de actividad representa el 100% de su realización. En el día del informe se sombrea cada barra para mostrar el grado de avance. En la figura I.12 se observa que la actividad X está a la mitad y retrasada, la actividad Y también lleva el 50% de avance y está adelantada, mientras que la actividad Z va a tiempo.

El diagrama de red es la herramienta utilizada en la planeación del proyecto de administración de la demanda eléctrica, la cual determina la secuencia de actividades que es necesaria para completar al proyecto administrativo.

Antes de poder dibujar un diagrama de red, es necesario -- conocer las actividades del proyecto administrativo y sus interrelaciones. Para elaborar cualquier cálculo es necesario conocer -- la duración posible de cada actividad. La anterior información -- es necesaria para una buena planeación, ya que el valor de la red para la planeación depende de la exactitud de los datos.

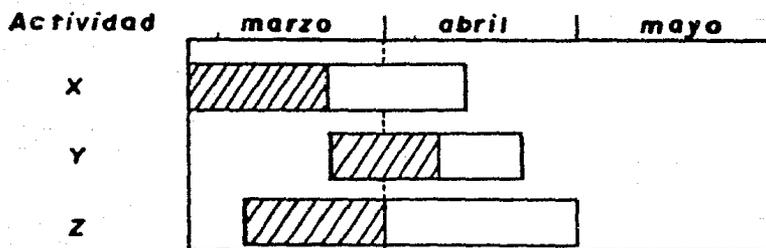


Figura I.12 Gráfica de Gantt o diagrama de barras para de mostrar el avance de un proceso en la investi gación de la demanda eléctrica.

Otra razón para emplear redes en la planeación, es que pro porcionan una visión global de todo el proyecto de administración de la demanda eléctrica, puesto que el diagrama de red puede em plearse para analizar la asignación de recursos y las áreas en -- que sería posible una reducción de tiempos.

La tercera ventaja de las redes en la planeación, es la -- atención sobre las actividades críticas. Se debe tener cuidado -- de revisar todas las estimaciones que se hagan para las activida des, especialmente para las que pertenecen a la ruta crítica.

Una vez iniciado el proyecto de administración de la demanda eléctrica, durante su transcurso al ir controlando el proyecto mediante las gráficas de Gantt o diagrama de barras, es necesario ir elaborando las redes del proyecto administrativo, mediante el paso de la gráfica de Gantt, como se observa en la figura I.13 -- para una planeación más efectiva, ya que el uso de las redes de proyecto para control significa actualizarlas de manera periódica conforme avanza el trabajo, recalcular la ruta crítica al igual que los tiempos de los eventos y actividades que quedan y hacer los ajustes necesarios para cumplir con las fechas y los costos propuestos.

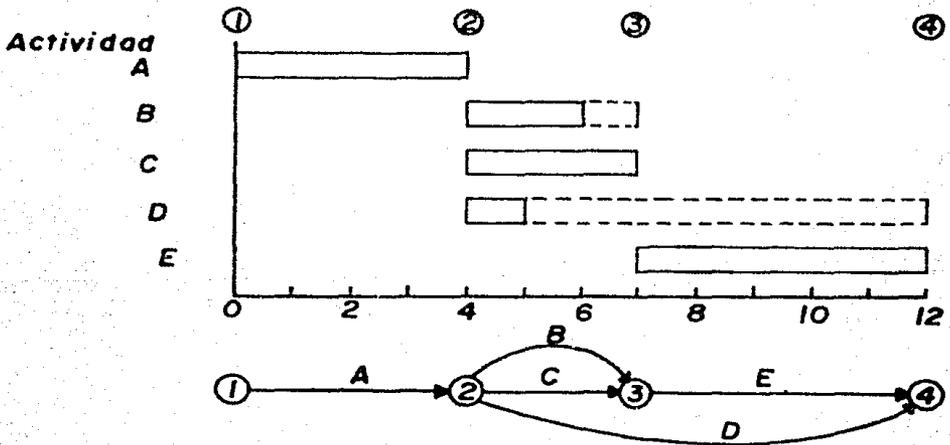


Figura I.13 Paso de la gráfica de Gantt al diagrama de red.

Los diagramas de redes se dibujan en formato libre sin escala fija, lo cual los hace muy apropiados para mostrar las inter

conexiones de las actividades del proyecto de administración de --
la demanda eléctrica como se muestra en la figura I.13.

La relación de precedencia entre las actividades de la red --
del proyecto de administración de la demanda eléctrica es impor---
tante y necesaria, para un completo entendimiento en sus activida-
des. Un evento tiene lugar sólo cuando todas las actividades que-
llegan a el se terminaron. Por ejemplo, el evento 3 en la figura-
I.13, no tendrá lugar sino hasta que tanto la actividad B como la-
C se hayan completado. Así la actividad E no puede comenzar, si-
no hasta que las actividades B y C hayan termiando.

Resumiendo, en el proyecto de administración de la demanda-
eléctrica, la planeación y la programación se hará en la red, y --
la gráfica de Gantt se construirá solo como una expresión gráfica-
más fácil de visualizar, pero expresando los resultados obtenidos-
en la red.

Las interrelaciones entre las actividades no se copian a --
la gráfica de Gantt, ya que si estas se pasaran la complicarían --
perdiendo su principal virtud que es la sencillez.

Sin embargo, es posible indicar no solo las fechas de co---
mienzo y término de las actividades, sino también su holgura to---
tal y su holgura libre.

C A P I T U L O I I .

PROCEDIMIENTOS DEL ESTUDIO DE LA DEMANDA.

Las características de la demanda en las instalaciones de la empresa suministradora de energía eléctrica, varían de acuerdo a las diferentes clases de usuarios. En general cada clase de usuario tiene una diferente curva de demanda diaria y estacional, por lo cual la demanda de pico máxima en cualquier instalación se origina por una combinación de las curvas de demanda de las tres clases principales de usuarios, a saber: residenciales, comerciales e industriales. Es claro que en el pico máximo del sistema existen algunas clases de usuarios cuyas curvas de demanda no coinciden con la demanda de pico máxima, es decir, esto sucede cuando una o más de las clases de usuarios están en alguna parte de su curva que no sea el pico máximo. Por lo tanto, para estudiar la verdadera naturaleza que origina el pico de demanda se necesita elaborar un estudio separado de cada clase de usuario.

Esto es posible, modificando las tarifas convencionales a tarifas horarias, las cuales van a influir en la modificación de la curva de demanda horaria obteniendo las siguientes ventajas:

- a) Al modificar la curva de demanda se tiene una mejor -

II - 2

distribución de la carga.

- b) Un mejor aprovechamiento en el uso de las instalaciones existentes.
- c) Menores costos de operación.
- d) Diferir inversiones adicionales.
- e) Las tarifas horarias desalientan el consumo en las -- horas pico y estimulan el consumo en las horas de valle.

El suministro e instalación del equipo de medición adecuado para la facturación del consumo de los usuarios en las tarifas horarias, necesitará un largo plazo debido a que no se conoce como pueden reaccionar los usuarios a dicha facturación como veremos más adelante. Esto sugiere que se intente encontrar -- una respuesta favorable por parte de los usuarios para determinar el impacto económico sobre la empresa suministradora y los usuarios.

II.1 OBJETIVO DE LA INVESTIGACION DE LA DEMANDA ELECTRICA.

El primer objetivo en la investigación de la demanda se refiere a las aplicaciones de tarifas. Cuando se utilicen costos históricos para una distribución equitativa del costo entre grupos y clases de usuarios es esencial que se tenga el conocimiento de las demandas de los usuarios. En el diseño de tarifas, la responsabilidad más importante es diseñar tarifas que -

puedan dar una utilidad adecuada de modo que el diseñador de --- tarifas necesita conocer la naturaleza del sistema de demanda, -- las clases de demanda y las variedades extremas.

La tarifa horaria debe estar diseñada de la siguiente for ma:

- a) Deberá captarse el costo total del servicio incluyendo un ingreso sobre las inversiones de la empresa suministradora en condiciones de demanda presentes y futu ras.
- b) Se deberán reflejar los costos fijos totales de la -- compañía entre varias clases de usuarios.
- c) Mediante el conocimiento de los costos en periodos -- fuera del pico se podrán tomar decisiones para promover el uso de dicho servicio.
- d) Se evaluarán conceptos tales como: el costo según el horario, para el consumo a gran escala el incremento en los costos, el control remoto de demandas, los cos tos disparados y muchos otros conceptos relacionados.

El segundo objetivo en la investigación de la demanda es una herramienta importante en la determinación de las características de las aplicaciones. Hay una gran variedad de usua--- rios en el sistema eléctrico nacional que tienen diferentes características de la demanda, ya sean individualmente o colectiva mente, pero algunos de estos tienen poca importancia en la exi-

gencia del sistema y otros como acondicionamiento de aire, calentamiento de agua y calefacción, pueden tener una gran influencia en el factor de demanda del sistema (se define como factor de demanda a la relación que hay entre la demanda máxima y la potencia instalada). El conocimiento de las características de operación y la experiencia que se tiene en las demandas máximas individuales es la base del éxito de la compañía suministradora. La única forma en que se puede comprender el sistema, es tomando información del comportamiento de cada uno de los usuarios. Su principal aportación son los datos útiles para el diseño de tarifas estructuradas, tales como las tarifas horarias, así como la información que el usuario puede aprovechar para mejorar la administración de su demanda en particular.

El tercer objetivo en la investigación de la demanda, consiste en la ayuda que proporciona a la planeación, diseño e ingeniería. En el presente, el crecimiento en la demanda, el cual va a la par con el impacto de la inflación sobre las inversiones en equipo nuevo, traerá como resultado el desembolso de grandes cantidades de dinero para instalaciones adicionales y será muy importante que la empresa suministradora recobre el valor de cada peso invertido. Al construir instalaciones muy costosas, se deberá aprovechar toda su capacidad, por lo tanto, no habrá margen de error. En este punto la investigación de la demanda brinda el conocimiento necesario, no solamente para pronosticar el crecimiento de la demanda y futuras clases de usua-

rios en las diferentes partes del sistema, sino también para mejorar la forma de abastecer las cargas adicionales en las --- instalaciones existentes. Mediante las diferentes clases de -- servicios se pronostican los picos de demanda en el sistema, lo cual permite un análisis detallado del pronóstico general y por lo tanto aumenta la confianza en los resultados. En el diseño de sistemas de distribución para cargas futuras, se conocen relaciones en forma empírica entre las demandas máximas y diferentes grupos de usuarios, los datos de carga también evitarán el sobredimensionamiento en los transformadores, lo cual dará como resultado una economía.

El cuarto objetivo en la investigación de la demanda, sirve para mejorar la administración de la demanda y se puede caracterizar, ya sea por la aplicación de tarifas o por el uso de dispositivos de control. Los tres objetivos principales en la administración de la demanda son:

- a) Remodelar la curva de demanda manteniendo el uso de energía constante, es decir, reducir el pico de demanda y no el consumo de energía.
- b) Reducir el uso de energía lo cual da como resultado bajar la curva total de demanda.
- c) La combinación de a) y b).

La forma más conveniente de alcanzar el objetivo b), es mediante la utilización de los métodos de uso racional de la --

energía, para no requerir de pasos drásticos en este momento, - como sería reducir el estándar de vida y los niveles de actividades industriales. Habrá que promover la exploración de ---- fuentes de energía diferentes del petróleo como el carbón, la - geotermia, la energía nuclear y otras fuentes no convencionales como la energía eólica, la biomasa, el movimiento de las mareas y el uso directo de la energía térmica del sol para cubrir las - necesidades de combustible, para obtener energía, lo que necesi - tará un reordenamiento de los usos de la energía, como los ex-- puestos en el objetivo a).

En el siguiente resumen , hacemos resaltar los puntos más importantes de los objetivos anteriores:

- 1) Desalentar el uso de la energía en períodos del pico - de demanda.
- 2) Transferir el uso de la energía a períodos fuera del - pico de demanda, cuando las unidades más eficientes y de menor costo puedan utilizarse.
- 3) Reducir la demanda de pico con el objeto de reducir - tanto los gastos de capital, como los de operación - de unidades de pico ineficientes.
- 4) Fomentar el mejoramiento en la administración de la - demanda en usuarios individuales, dando lugar a que - se mejoren los factores de carga para el uso óptimo - de las instalaciones (Se define como factor de carga a la relación que hay entre la demanda media y la de - manda máxima).

- 5) Utilizar métodos de detección del precio basados en el costo del pico de demanda para que la facturación del consumo de los usuarios de la energía sea justa.
- 6) Minimizar el impacto económico para el usuario con pronósticos más precisos de la generación deseada.

El quinto objetivo en la investigación de la demanda, son las pruebas para determinar la elasticidad de demanda (KW) y la elasticidad de energía (kwh), con relación al precio. Este es un paso vital para el desarrollo de nuevas estructuras tarifarias. Es de gran importancia que el suministrador tenga la capacidad de pronosticar con precisión las consecuencias sobre sus utilidades de cualquier conjunto de nuevas tarifas horarias en las que habría que mitigar utilidades demasiado elevadas o pequeñas.

II.2 PARTICIPACION EN LA NORMALIZACION.

La cooperación de comisiones normalizadoras es necesaria, especialmente al probar nuevas estructuras tarifarias. La aplicación de estudios de precio en uso horario en clases de servicios generales pequeños y residenciales del uso de la energía, requiera la aprobación de la comisión normalizadora, pues esta prueba de usuarios puede ser facturada en tarifa de uso horario sin que haya ninguna garantía de renta establecida para la com-

pañía o costo normalizado para el usuario.

Las comisiones normalizadoras tendrán que estudiar y aprobar las tarifas de tanteo o prueba, y ser sensibles a cualquier cambio de rendimiento que resultará de las desviaciones esperadas en el uso de la energía o a las pérdidas debidas a las tarifas de tanteo.

El estudio requerirá gastos que no estén considerados en el presupuesto del suministrador pero tendrán que ser previstos como gastos " no presupuestados ", porque se necesita del hardware de medición, toma de datos y su procesamiento.

II.3 PROCEDIMIENTO GENERAL DE LA INVESTIGACION DE LA DEMANDA ELECTRICA.

Lo siguiente es un esquema del procedimiento paso a paso que nos conduce a un proyecto de administración de la demanda - razonable, suponiendo que dicho proyecto ha sido aprobado, que se cuenta con el equipo necesario y se dispone de los programas de computadora.

PASO 1. Selección de programa. El comité de investigación de la demanda analizará periódicamente las necesidades -- de datos de la empresa suministradora y recomendará -- el programa general para que sea establecido.

PASO 2. Diseño de la muestra. El diseño de la muestra usual--

mente comienza por definir el universo por estudiar de modo que el análisis estadístico se pueda aplicar para definir cuidadosamente el tamaño requerido de la muestra para obtener resultados representativos y confiables.

PASO 3. Selección de la muestra. Este paso requiere la selección de un tamaño de muestra predeterminado de datos históricos que se encuentran en registros de la empresa suministradora, también deberá obtenerse la aprobación de los usuarios y la selección de sitios alternativos.

PASO 4. Instalación de medidores. Una vez que se ha recibido la aprobación del usuario para pertenecer a la muestra, deben instalarse los medidores de demanda. Mediante una pequeña interrupción del servicio en muchas instalaciones del usuario, se puede reemplazar al medidor existente por un medidor con registro de demanda, pero en otras instalaciones, será necesario una interrupción del servicio mayor para realizar dicha maniobra.

PASO 5. Captación de datos. La captación de datos por un registrador de cinta magnética, consiste en un iniciador de pulsos que emite un pulso por cada vuelta del disco medidor registrado en una cinta magnética de dos pistas, en una de las pistas se registran los pulsos de tiempo que marcan el inicio y final de los intervalos de demanda y

en la otra pista se emplea para registrar los pulsos -- emitidos por el iniciador de pulsos (el número de pulsos es proporcional a los kWh medidos).

PASO 6. Traducción y procesamiento de datos. Mensualmente las cintas magnéticas grabadas son retiradas y se envían a un centro de procesamiento, donde se traducen a un formato compatible con la computadora de procesamiento de datos.

PASO 7. Análisis de datos. Una vez que se ha efectuado la captación, traducción y procesamiento de datos, habrá que disponer de la computadora para analizar la información proveniente de los diversos usuarios estudiados, formando archivos y produciendo resultados para definir la -- forma y magnitud de las curvas de demanda por grupo de usuarios y global del sistema. Esta información puede servir a las disciplinas interesadas en el estudio, como son la Ingeniería, tarifas y pronósticos.

PASO 8. Escritura de informe. Con el objeto de preservar los -- datos para un futuro, será muy importante reproducir -- los resultados completos.

La investigación de la demanda será un programa continuo -- con actualización periódica de los resultados de la prueba para -- mejorar la confiabilidad y exactitud, detectando cambios en los --

patrones de uso y demanda.

II.4 MEDICION.

En el análisis anterior del procedimiento general de la investigación de la demanda, paso a paso se presentó suponiendo que se dispone del equipo de medición y traducción. En el presente se cuenta con una amplia variedad de fabricantes y paquetes de medición para satisfacer las necesidades de proyectos de la investigación de la demanda. Las necesidades básicas de medición para obtener las características de demanda total, en instalaciones típicas, comerciales pequeñas y residenciales, consiste en un registrador de cintas magnética, el cual recibe y registra pulsos en un casete de dos pistas, los cuales son originados por un reloj interconstruido y por un iniciador de pulsos instalado en un wattorímetro estándar. Estas dos pistas de datos que contienen pulsos de tiempo y pulsos de carga proporcionales a los kWh, pueden convertirse por medio de la utilización de una computadora en un registro continuo de uso y demanda. Las capacidades de medición se pueden ampliar para registrar cargas específicas tales como aire acondicionado, calentamiento de agua, calefacción, etc. además de la carga total.

II.5 SELECCION DE LA MUESTRA.

El muestreo es un elemento esencial para un exitoso estudio de demanda. La muestra perfecta, pequeña en tamaño, baja en costo y perfectamente representativa del grupo muestreado es imposible de obtener, pero la teoría del muestreo actual, va a la par con una planeación cuidadosa, un conocimiento a fondo de sus usuarios, una cooperación entre usuarios y la empresa suministradora y una adecuada existencia de medidores de prueba confiables, todos los conceptos mencionados anteriormente pueden producir resultados de la investigación de la demanda justificables y altamente satisfactorios.

El análisis de la demanda en el sistema, las ubicaciones de la demanda, el diseño de nuevas tarifas, los procedimientos de administración de la demanda y de pronósticos, todo esto necesita datos de la demanda numerosos para todos los tipos y tamaños de usuarios y aplicaciones. La medición de una prueba basada en una muestra, no tiene sustituto cuando se trata de obtener esa información.

El aspecto más importante es la selección y la determinación de la muestra, porque una buena muestra nos permite obtener los efectos de mayor alcance en la investigación. La elección de una muestra incorrecta podría conducir a:

- a) Demasiados gastos en un programa debidos a una muestra excesivamente grande, o
- b) Lo peor, una ineficiencia, debido a un programa inconcluso sobre una muestra muy pequeña o una que no sea --

representativa.

Todas las teorías de muestreo en resumidas cuentas tienen-- dos conceptos básicos, ellos son:

- 1) Cualquiera población (tales como los usuarios de calefacción eléctrica) tiene ciertas características de de manda, y
- 2) Las variaciones dentro de la población están limitadas-- claramente (algunas tienen que ser más grandes y algunas tienen que ser más pequeñas).

Estos dos conceptos hacen posible que seleccionemos una --- muestra relativamente pequeña, aleatoria sin desviación que pueda-- reflejar las características de la demanda de la población entera-- (clases de negocios, tipo de aplicaciones, etc.) de la cual es-- tomada la muestra, para que sea útil al inferir estadísticamente -- sobre la propia población.

La determinación del tamaño de la muestra deberá incluir -- las siguientes proposiciones:

- 1) Costo.- además de la teoría de muestreo y la estadística el uso de otros recursos es caro y su costo debe -- ser abatido.
- 2) Qué tan bien podemos definir la población que se va ha-- muestrear.- Mientras mejor sea la definición de la población, menor será el tamaño de la muestra requerida.

Es aquí donde podemos usar los registros históricos existentes de la empresa suministradora para determinar el tamaño y configuración de la población en la que estemos interesados (digamos consumidores de aire acondicionado con un uso anual alrededor de 20,000 kWh).

- 3) Cuánto tiempo queremos gastar en la realización de la prueba. Si queremos probar una muestra durante un período corto de tiempo, deberemos ser capaces de salir adelante con el mínimo que se requiere estadísticamente, mientras que para un período más grande de tiempo podríamos agregar un respaldo de cierto número de medidores, ya que la probabilidad de falla de los medidores es más grande a medida que crece el período de prueba.

Para propósitos de investigación, hay muchos tipos de muestras, pero las dos más ampliamente usadas son:

- 1) Muestra aleatoria simple.
- 2) Muestra aleatoria estratificada.

No existe conocimiento de un plan estándar universal que se acerque a las tareas de muestreo. En uno de los extremos del espectro está la muestra aleatoria simple de un grupo homogéneo de usuarios, tales como calentamiento de agua eléctrico, en el otro extremo está la muestra aleatoria estratificada, con una distribución equilibrada determinada por su importancia relativa, por ejemplo: usuarios residenciales pequeños, medianos y grandes.

En algunos casos si la población que se va a probar, con servicios tales como televisores, está bien definida es suficiente con una muestra aleatoria simple.

Sin embargo, si queremos probar 800,000 usuarios residenciales quienes constituyen la población entera, podremos estratificar por cantidades de uso, número y clases de aplicaciones, tamaño de la familia, tipo de casa, etc.

Cuando se toma una muestra para una prueba, sacamos por lo menos de dos a tres veces el número de usuarios que se necesitan. Si se necesita reemplazo puede llevarse a cabo tomando un usuario del grupo de respaldo, conservando todo el tiempo lo aleatorio de la muestra.

Otra consideración para tomar cuando menos una muestra doble, es la cantidad inesperada de rechazos del usuario, debida a la resistencia que presenta para formar parte de la muestra. Si, por ejemplo, queremos medir la demanda residencial total desde un poste, una muestra doble es suficiente. Sin embargo, si queremos medir un aparato de televisión que requiera la instalación y servicio del equipo en la recámara, podemos esperar gran rechazo del usuario. Tomar una muestra de cinco veces el número requerido, no es una mala idea.

¿ Como se puede contar el tamaño del grupo que se va a probar y sus partes ? La primera fuente está en los registros históricos de facturación de la empresa suministradora. Las cuentas --

se identifican usualmente por clases de tarifas, uso del kilowatt hora y área geográfica. Las cuentas comerciales e industriales frecuentemente incluyen demandas facturadas y un código de la rama de la empresa. Si el grupo y sus sub-grupos pueden definirse en términos de los datos que proporcionan los registros históricos de la empresa suministradora, se pueden determinar el tamaño ya sea por computadora o manualmente.

Se usan estudios de muestras que van desde 200 a 400 cuentas para representar una clase de tarifa entera de cientos o miles de usuarios.

El problema real al determinar el tamaño óptimo de la muestra, es que las características de la demanda y la varianza del promedio no están disponibles. Si se conocieran con cualquier grado de exactitud, las muestras serían innecesarias, y no habría necesidad de realizar estudios de investigación de la demanda.

A pesar de los problemas que se presentan al tener una muestra inadecuada, con el tiempo se pueden mejorar los datos, los equipos de medición y la mano de obra.

El muestreo aleatorio simple, en donde cada usuario tiene la misma oportunidad de ser elegido para formar parte de la muestra, es aplicable para programas de investigación de la demanda. Las pruebas de aplicación, por ejemplo, se basan usualmente en selección aleatoria de unidades muestreadas de un universo único. Sin embargo, aún con una población homogénea, puede haber razones

para la estratificación. En el caso de diferentes escalones de consumo, los usuarios en residencias unifamiliares y departamentos, pueden tener diferencias identificables en uso y demanda -- que podrán ser investigadas con buenos resultados.

La estratificación de la muestra involucra solamente la separación del grupo en dos o más sub-grupos, tratándolos como grupos independientes (como en los diferentes escalones de consumo). Tal estratificación suministra datos para evaluar diferencias entre grupos, pero solamente si cada muestra de cada sub-grupo es lo suficientemente grande para dar resultados estadísticamente.

En una muestra de una clase de tarifa altamente distorsionada es evidente la necesidad de estratificación.

Las realidades de la investigación de la demanda son el rechazo de los usuarios, fallas en los medidores, vandalismo, derribamiento de postes, tormentas fuertes y simplemente la irresponsabilidad de cierta gente, hacen necesario que se tenga buen juicio en la selección de la muestra y la interpretación de los resultados.

II.6 PROCESAMIENTO DE DATOS.

Los requerimientos del procesamiento de datos son extremadamente importantes en cualquier proyecto de investigación de la

demanda, necesitando gran cooperación y comunicación con personal de programación y procesamiento de datos. Aún con un estudio de pequeña escala donde se esta monitoreando a 30 usuarios - durante 90 días, usando equipo de medición que registre cargas - cada 15 minutos, generará alrededor de 250,000 datos de información de la demanda. Cuando hay varios cientos de usuarios para un período de prueba de un año, será necesario el uso de una --- " supercomputadora " para realizar dicha tarea. Los conceptos - de la investigación de la demanda son de análisis masivo, des--- pués de que los datos de campo son registrados en un archivo --- maestro. Se debe poner gran atención para la válidez de los datos de campo antes de que pasen a la fase de análisis.

Por ejemplo, muchos resultados de los estudios dependen de la sincronización del tiempo de todos los datos de carga de los usuarios, con el objeto de obtener datos de demanda que coin--- cidan. Por lo tanto, cualquier interrupción de servicio en el - medidor del usuario causará pérdidas de sincronización entre los usuarios de prueba y debe disponerse de procedimientos para iden tificar el tiempo de interrupción del servicio, y para resincronizar los datos de prueba. Se pueden instalar registradores --- equipados con baterias de respaldo, pero esto puede incrementar de un 15% a un 20% el costo del medidor. Si el sistema de proce samiento de datos incluye provisión suficiente para asegurarnos que todos los datos en el archivo maestro estén libres de erro--- res, debidos al mal funcionamiento del equipo y a la sincroniza--- ción del tiempo, la mitad del problema estará resuelto.

Se tiene mucha confianza en el procesamiento de datos, --- cuando se formulan rutinas para análisis estadísticos de la captación de datos y la elaboración de informes concisos de una --- gran masa de datos, por lo tanto, se deberá combinar un talento-particular en estadística y programación de computadoras.

II.7 PAPEL DE LA ESTADISTICA.

El mejor camino para explicar porqué la estadística es usada como una herramienta en la investigación de la demanda, es de finiéndola por " la estadística es un método de toma de decisiones que se enfrenta a la incertidumbre, en una base de datos numéricos y de riesgos calculados ".

De la definición se puede ver que ésta enfoca todos los -- problemas principales de investigación de la demanda en: incertidumbre, grandes cantidades de datos numéricos y riesgos.

Pero con la estadística (una vez bien entendida) se adquiere la capacidad de:

- 1) Minimizar la incertidumbre.
- 2) Analizar grandes cantidades de datos.
- 3) Identificar y calcular riesgos.

Algunas aplicaciones estadísticas se han dado en la teoría del muestreo, así como en el comportamiento de datos masivos. -

Cuando tomamos una muestra, nosotros mismos fijamos estadísticamente el grado de confianza que queremos en nuestra muestra.

¿ Se puede tener buena disposición para aceptar una oportunidad en cinco de que los resultados tengan un error mayor de $\pm 5\%$; o se puede preferir minimizar el riesgo ampliando el tamaño de la muestra, de tal manera que haya solamente una oportunidad en veinte de que los resultados tengan un error mayor de $\pm 5\%$?.

Después de que los datos se recopilen, se verifica por medio del análisis estadístico el grado de confianza obtenido en realidad, y entonces se hace posible el uso de la estadística -- para enlazar estos datos con otras variables, tal como el tiempo para determinar relaciones, combinar datos con la historia, para determinar tendencias pasadas y pronosticar tendencias futuras.

La investigación de la demanda no se podría llevar a cabo sin la estadística desde el inicio del estudio hasta el análisis final e información de los resultados del estudio.

II.8 ANALISIS DE DATOS.

La recopilación y el análisis de datos en un estudio de administración de la demanda se enfocan al consumo de energía -- anual total o demanda máxima, del total de usuarios o instalaciones individuales. Cuando nos comprometemos en un estudio nuevo el investigador se enfrenta frecuentemente con la elección del -

uso de programas de computadora, establecidos de estudios previos para obtener resultados rápidos y oportunos o desarrolla nuevos procedimientos que se adapten para el estudio en proceso.

Es importante que se coordine la recopilación de datos con los ciclos reales de facturación de los usuarios de modo que pueda establecerse una correlación entre todos los datos disponibles. Por ejemplo, cuando los medidores de demanda de facturación convencionales son puestos en operación sin la anotación de la fecha y la hora, el investigador de demanda pierde toda su capacidad para sincronizar estos datos, registrados con el ingreso por kwh facturados.

Cuando se usan muestras diferentes para probar todas las clases de usuarios al mismo tiempo, deberán tomarse medidas para la explicación de los resultados en términos del sistema total. Esto es válido si los resultados estudiados son usados para pronosticar la demanda del sistema total, pero hay errores de muestreo que se pueden medir estadísticamente y pérdidas del sistema en los diferentes estratos de la muestra. Quizá ningún estudio pueda alcanzar resultados suficientemente libres de errores estadísticos o prácticos, dada las restricciones reales de recursos disponibles para el estudio. Sin embargo, una aproximación sistemática anual para la investigación de la demanda puede desarrollar una confianza práctica en los patrones de datos de demanda a través del tiempo.

II.9 COSTO DE LA INVESTIGACION DE LA DEMANDA ELECTRICA.

La inversión de cada peso en el hardware para la investigación de la demanda puede ser muy importante, pero es de mayor importancia la disponibilidad en fuerza de trabajo y capacidad de supervisión, administración y dirección. Los beneficios de la investigación de la demanda se extienden a mucho más áreas, que el diseño de tarifas. Es un elemento de juicio en la administración de las instalaciones del suministrador y por eso deberá asumir la responsabilidad de llevar a cabo la administración de la demanda eléctrica.

II.9.a EL COSTO EN PESOS.

En el Informe I " Los costos de investigación de demanda ", se presenta un análisis de los costos fijos y variables de un estudio de demanda, que sirven como una guía de los costos, que se deben considerar cuando se establezca un programa de investigación de la demanda.

INFORME I.

Los costos de la investigación de la demanda eléctrica.

Costo Anual

I. Costos Fijos (son los costos que resultan de tener la capacidad para hacer estudios de demanda).

Nota: todos los costos están dados en valores por unidad.

Se aplica el 20% tarifa de gasto fijo para recuperar la inversión en un lapso de 5 años.

- | | |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| (1) Medidores: \$0.9 x 20% tarifa de -
gasto fijo (A= número de medido--
res disponibles). | \$ 0.18 A |
| (2) Traductor: \$120 x 20% tarifa de -
gasto fijo. | \$ 24.00 |
| (3) Equipo auxiliar y mantenimiento -
preventivo de hardware y software
\$0.20/mes. | \$ 2.40 |

Costos Fijos Totales =

(1) + (2) + (3).

Costos Fijos Totales =

\$0.18A + \$24.00 + \$2.40.

Costos Fijos Totales =

\$0.18A + \$26.40.

II. Costos generados para llevar a cabo -
el estudio de demanda (son los costos
que resultan de la decisión de hacer-

un estudio).

- (1) Selección de una muestra inicial y trabajo de gabinete en el pre-estudio: 100 horas - hombre x --- \$0.016/h.h. + 100% (supervisión, administración y dirección). \$ 3.20
- (2) Análisis de resultados e informe escrito: 300 horas - hombre x --- \$0.016/h.h. + 100% (supervisión, administración y dirección). \$ 9.60

Costos para llevar a cabo el estudio = (1) + (2).

Costos para llevar a cabo el estudio = \$3.20 + \$9.60.

Costos para llevar a cabo el estudio = \$12.80.

III. Costos variables (son los costos que varían en función del número de usuarios probados y la duración de la prueba).

N= número de usuarios

M= meses probados

- (1) Desmontaje y montaje de registradores: (2 visitas) x (1.5 horas - hombre) x (0.014/h.h.) + 100% ---

- (supervisión, administración y dirección). \$ 0.084N
- (2) Cambio de casetes: (Mvisitas) x (1 hora-hombre) x (0.014/h.h.) + 100% (supervisión, administración y dirección). \$ 0.028MN
- (3) Costos de transportación:
 $N \times (M+2) \text{ viajes} \times \0.002 por viaje \$0.002MN + \$ 0.004N
- (4) Mantenimiento mayor de registradores, casetes extras, imprevistos, etc. \$0.02/registrador/año. \$ 0.02N
- (5) Traducción de datos.- manejo por casete y corrección: (NM) corridas x (0.75 horas-hombre/corrida) x (\$0.008 h.h.) + 100% (supervisión, administración y dirección). \$ 0.012MN
- (6) Análisis de computadora (1banda = $\frac{N}{30}$)*
 $\frac{M \times N \times 2}{30} \text{ corridas/banda} \times \frac{1 \text{ hr.}}{10} \text{ /corrida}$
 x \$0.48/hr. \$ 0.0032MN
- * según estudio Load Research and Load Management in Electric Utility & Industrial Systems.
- Costos variables totales = (1)+(2)+(3)+(4)+(5)+(6)

Costos variables totales= \$0.084N+\$0.028MN+.....
+\$0.002MN+\$0.004N+\$0.02N+\$0.012MN+\$0.0032MN.
 Costos variables totales= \$0.108N+\$0.0452MN.

IV. Costos Totales.

Costos Totales= I + II + III

Costos Totales= \$0.18A+\$26.40+\$12.80+\$0.108N+0.0452MN

Costos Totales= \$39.20+\$0.18A+\$0.108N+\$0.0452MN

Redondeando

Costos Totales= \$40.00 + \$0.18A + \$0.11N + \$0.046MN

V. Ejemplo:

(1) Si el sistema esta diseñado para probar a 100 usua---
 rios:

A= 100 medidores disponibles.

Costos Totales= \$40.00 + \$0.18A + \$0.11N + \$0.046MN

Costos Totales= \$58.00 + \$0.11N + \$0.046MN

Duración de la prueba.	<u>Número de usuarios probados.</u>		
	0	50	100
1 Mes	\$ 58.00	\$ 65.80	\$ 73.60
3 Meses	\$ 58.00	\$ 70.40	\$ 82.80
6 Meses	\$ 58.00	\$ 77.30	\$ 96.60
12 Meses	\$ 58.00	\$ 91.10	\$ 124.20

En la figura II.1, se muestran los costos de la investiga---
 ción de la demanda, con respecto al tiempo y en la figura II.2 -
 el costo mensual por usuario con respecto al tiempo (para una --

capacidad de 100 usuarios).

(2) Si el sistema esta diseñado para probar a 200 usuarios:

A= 200 medidores disponibles.

Costos Totales= \$40.00 + \$0.18A + \$0.11N + \$0.046MN

Costos Totales= \$76.00 + \$0.11N + \$0.046MN

Duración de la prueba	0	<u>Número de usuarios probados.</u>			
		50	100	150	200
1 Mes	\$ 76.00	\$ 83.80	\$ 91.60	\$ 99.40	\$ 107.20
3 Meses	\$ 76.00	\$ 88.40	\$ 100.80	\$ 113.20	\$ 125.60
6 Meses	\$ 76.00	\$ 95.30	\$ 114.60	\$ 133.90	\$ 153.20
12 Meses	\$ 76.00	\$ 109.10	\$ 142.20	\$ 175.30	\$ 208.40

En la figura II.3 se muestran los costos de la investigación de la demanda, con respecto al tiempo y en la figura II.4 el costo mensual por usuario, con respecto al tiempo (para una capacidad de 200 usuarios).

II.9.b EL COSTO EN HABITANTES.

Los costos totales no solamente son calculados en numero, sino que también incluyen otros recursos valiosos de la empresa suministradora. En un programa de investigación de la demanda, se necesitará la atención de gente clave en la organización, se requerirá de muchas horas-hombre de oficinistas, -----

técnicos y gente familiarizada con problemas de medición, problemas de computadora, relación con los usuarios y lo más importante, que la administración de la empresa suministradora de más alto nivel, reconozca y esté de acuerdo que gente muy ocupada -- descuide algunas de sus actividades de otros proyectos para hacer trabajos de investigación de la demanda.

II.9.c. EL COSTO EN EL TIEMPO.

Si una empresa suministradora decide comenzar un estudio de carga, no debe esperar que los resultados se usen en cuestión de unos cuantos meses, porque hay un retraso de tiempo, el cual será inevitable. Exponiéndose al fracaso, el retraso de tiempo se puede disminuir incrementando el costo, concentrando mayor -- fuerza de trabajo y deterioro en la calidad.

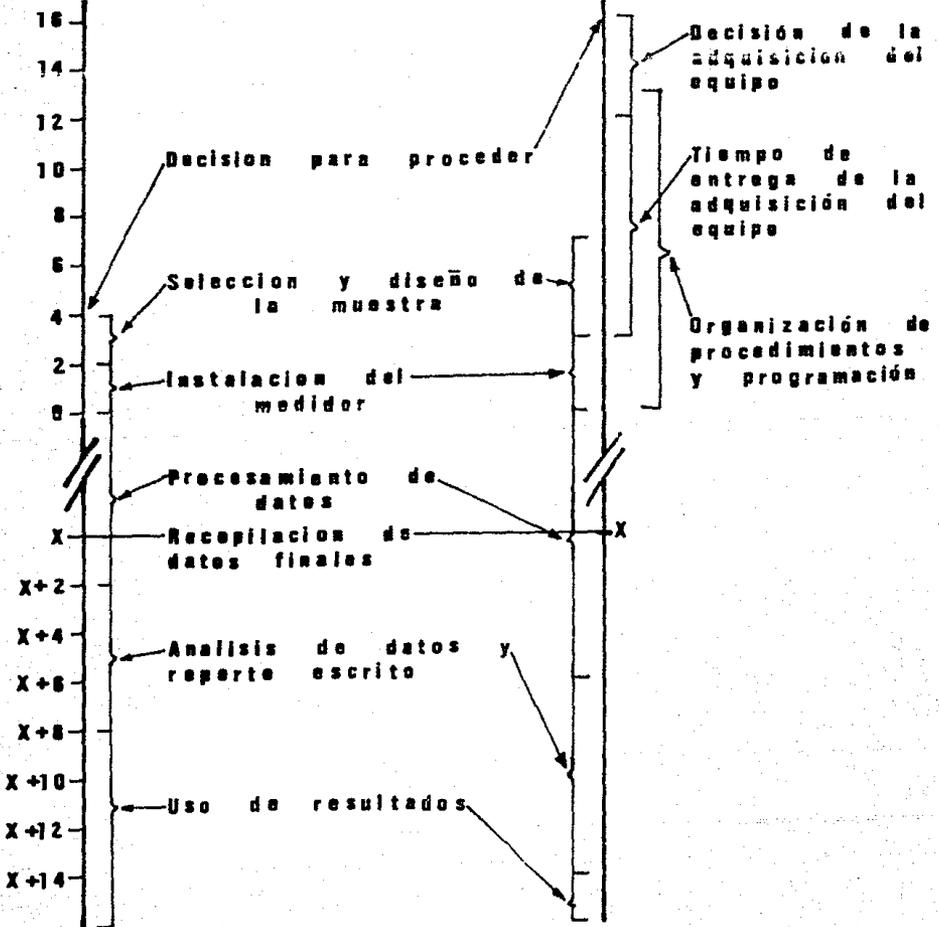
Como una ilustración de la clase de comportamiento en el tiempo al que se enfrenta una empresa suministradora, el informe II, nos muestra una escala de tiempo conceptual, sobre el cual se lleva un estudio de demanda. Un estudio diseñado para tomar datos de (x) meses se llevará más de (x) meses para concluirlo -- desde el comienzo hasta el final.

INFORME II

REGULACION DE TIEMPO DE UN ESTUDIO DE CARGA

Compañías con programa de investigación de la demanda establecida

Compañías que inician programa de investigación de la demanda



Estos datos son resultado de la experiencia de empresas -- suministradoras de E.U.A., no se ha comprobado que son válidos pa -- ra el caso mexicano.

II.10 EL INCREMENTO EN LA NECESIDAD DE LA INVESTIGACION -- DE LA DEMANDA ELECTRICA.

Estamos en una nueva era, las cosas cambian a nuestro al-- rededor y cambian rápidamente, tenemos crisis de energía, proble-- mas ecológicos, niveles de inflación sin precedente, los cambios-- en las tarifas son necesarios.

En el diseño de tarifas se deben tomar en cuenta tarifas -- que desalienten a los usuarios a consumir energía en períodos de-- horas de pico. Se deben poner en consideración innovaciones, ta-- les como la medición horaria, achatando el pico, tarifas fuera -- del pico y poner en consideración si las tarifas estacionales --- dan un resultado, como el que buscamos.

No es de buen sentido común involucrarse dentro de estas -- innovaciones, sin saber como el costo corriente va a afectar los-- parámetros económicos y como estos pueden ser afectados por un -- incentivo o desaliento tarifario.

La reacción de los usuarios ante la facturación de su con-- sumo de energía que tiene un incremento constante, la crisis de -- energía y los costos de construcción crecientes de nuevas -----

instalaciones del suministrador, son factores que debe tomar en cuenta la empresa suministradora, para tomar decisiones que se encaminen en el establecimiento de programas de investigación de la demanda.

II.11 RESUMEN.

La investigación de la demanda realizada en forma apropiada, es y será de beneficio social, tanto para el suministrador como para el usuario. Se pueden presentar las bases del diseño de tarifas innovadoras y equitativas, que ayuden a suministrar un servicio confiable económicamente, el desarrollo de una relación beneficio/costo, para establecer los beneficios de un programa de investigación de la demanda.

Los costos de una prueba pueden ser estimados del informe I " Los costos de la investigación de la demanda ", los beneficios tendrán que ser determinados por la empresa suministradora, basados en el tipo de carga, características del usuario y el incremento de carga. Es muy difícil determinar la forma de crecimiento de la demanda en conglomerados humanos de las grandes urbes de países en vías de desarrollo.

En el informe III, se da una idea general de como comenzar una prueba de una muestra de usuarios residenciales, tanto para tarifas horarias, como para la elasticidad.

INFORME III

Prueba residencial.

La empresa suministradora deberá hacer pruebas en una base de muestreo estratificado, según la estructura tarifaria. La factura deberá ser analizada y clasificada en el estrato correspondiente de la muestra mensualmente por el uso de kWh, de modo que los estratos no tengan una amplitud mayor de un 20% de los kWh de cada grupo estratificado. Una agrupación puede ser:

<u>Residencial</u>	<u>kWh anuales.</u>
Base (alumbrado, TV, aplicaciones domésticas)	0 - 1,500
Base + horno	1,501 - 3,000
Base + horno + lavadora + congelador	3,001 - 4,500
+ calefacción o aire acondicionado	4,500 - o más

Se pueden probar cinco grupos de usuarios. Uno será un grupo de control con servicio continuo en las tarifas existentes. Los otros cuatro seleccionados aleatoriamente, serán facturados en tarifas horarias, cada uno con un diferente nivel de tarifas. A los usuarios que acepten ser objeto de la prueba, se les notificará que el precio será diferente para diferentes períodos del día y que para períodos fuera del pico, su factura -- por consumo de energía eléctrica será más baja.

Estas pruebas deberán realizarse por lo menos tres años a fin de obtener confianza estadística en los resultados.

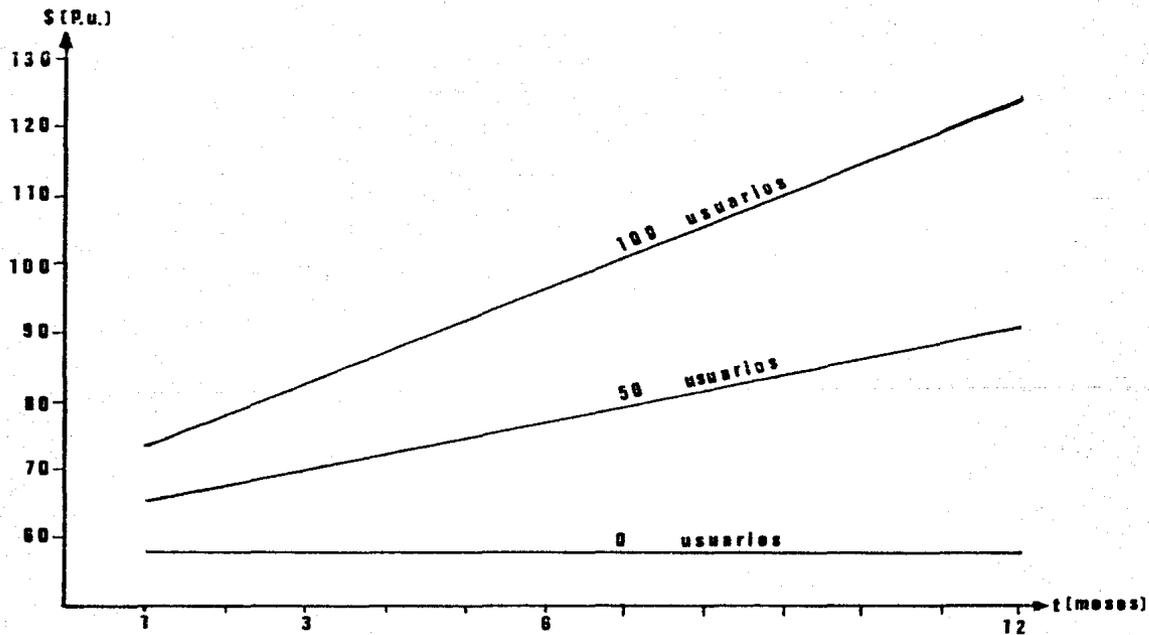


FIGURA IX. 1.- COSTO DE LA INVESTIGACION DE LA DEMANDA

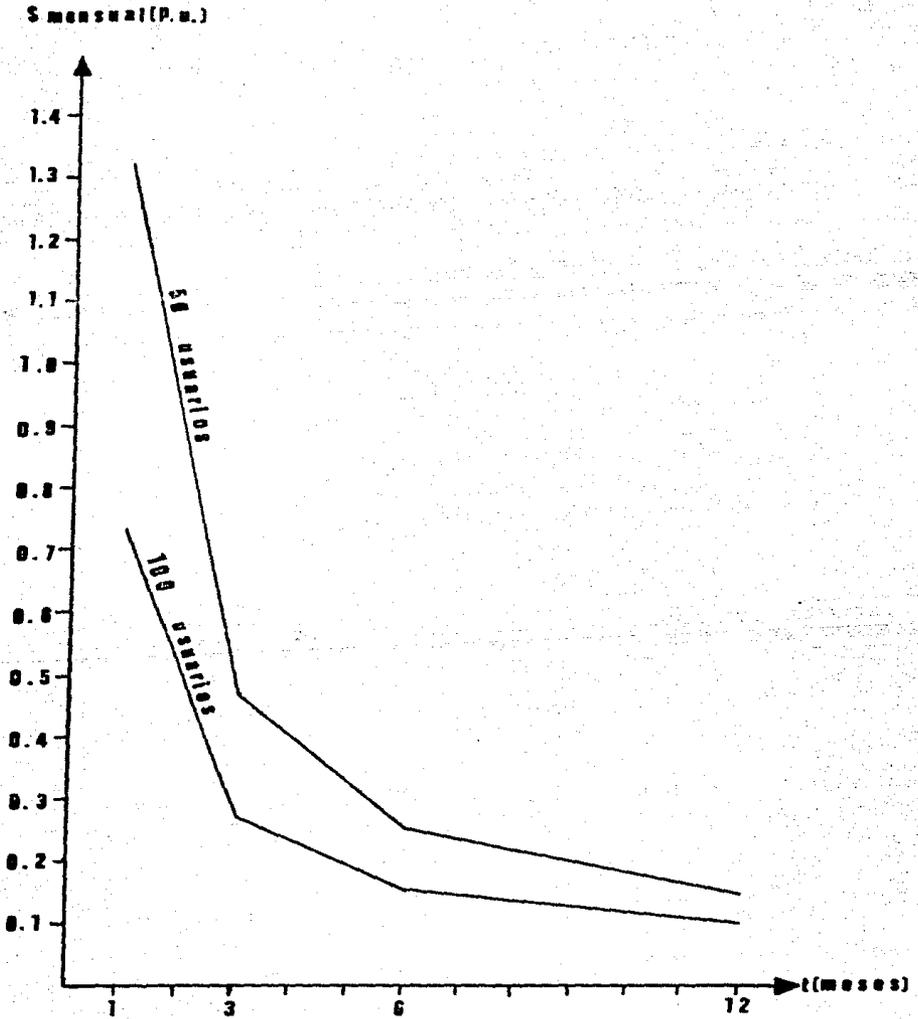


FIGURA II.2.- COSTO MENSUAL POR USUARIO

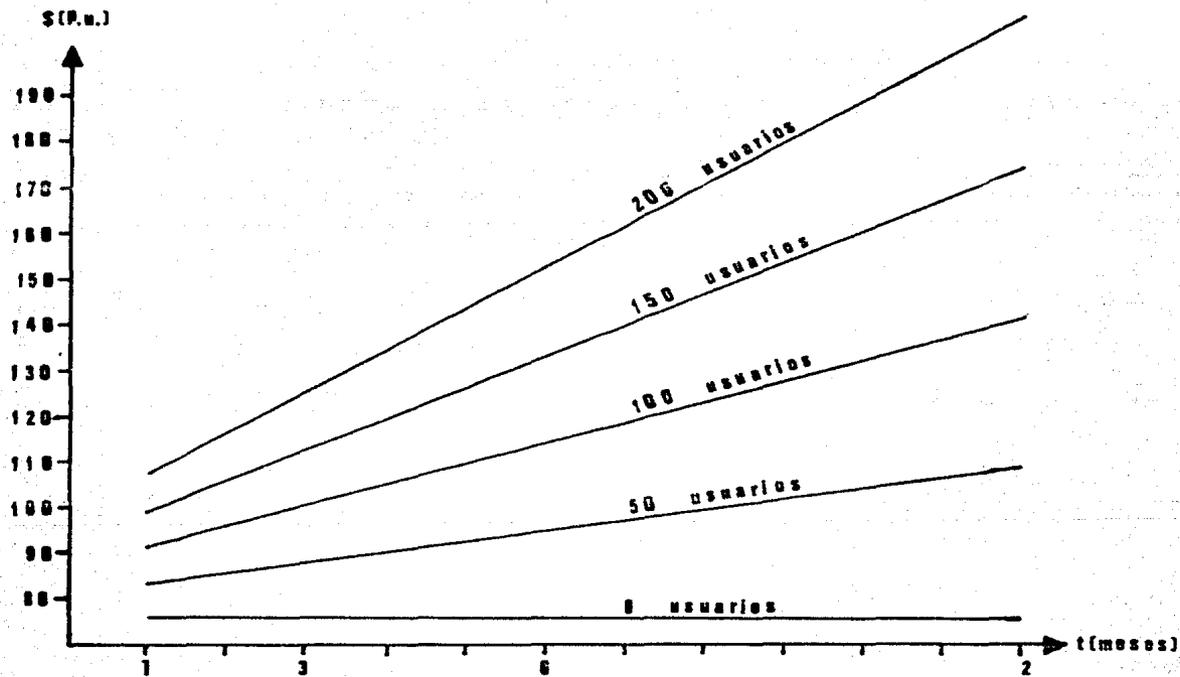


FIGURA II.3.- COSTO DE LA INVESTIGACION DE LA DEMANDA

\$ mensual (P.u.)

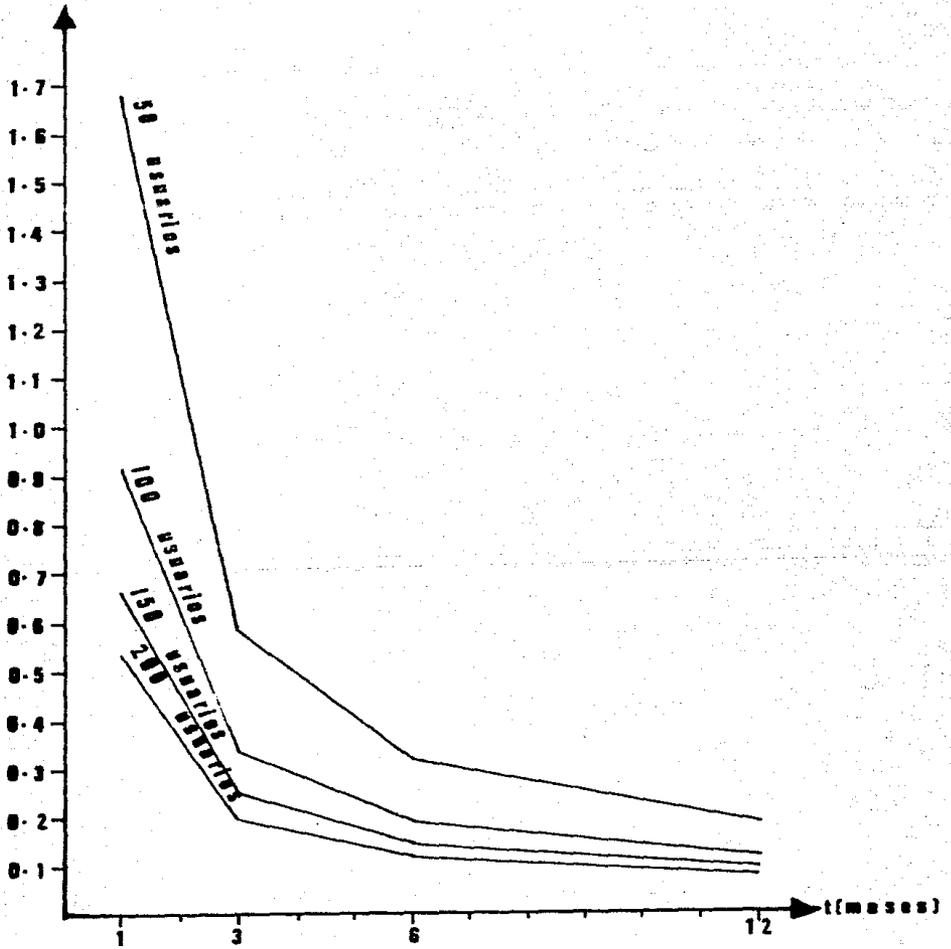


FIGURA II.4.- COSTO MENSUAL POR USUARIO

C A P I T U L O I I I .

ESTADISTICA APLICADA EN LA INVESTIGACION DE LA DEMANDA ELECTRICA.

Esta sección tiene como fin analizar algunos métodos específicos de muestreo en la investigación de encuestas para el establecimiento de una base que es necesaria para el estudio de la Administración de la Demanda Eléctrica, puesto que en la actualidad se ha llegado a considerar a la encuesta por muestreo, como un -- instrumento organizado para encontrar hechos. Su importancia radica en que se va a utilizar para elaborar el estudio de la investigación en la Demanda Eléctrica a fin de orientar adecuadamente el proceso de planeación, lo cual permitirá que se tomen decisiones que tienen en cuenta los factores significativos de los -- problemas de Demanda Eléctrica, que se procuran resolver a fin de tener un mejor servicio de energía eléctrica para los usuarios.

En los años recientes las autoridades han llegado a depender de la información que dan las estadísticas, y por tanto, esta información, permite conocer el costo de los servicios en clases específicas de servicios eléctricos y decidir si en circunstancias dadas, se modifican las tarifas o no. Como esos estudios de costos están basados en gran parte en los datos de la Demanda --- Eléctrica en kilowatts, la necesidad de captación de datos para -

III - 2

estadísticas sobre la demanda de ciertas clases estadísticamente-confiabiles, ha llegado a ser crítico puesto que los datos requeridos disponibles corresponden a un pequeño grupo de usuarios.

En el estudio de la investigación se utilizan muestras, para lo cual se tienen los siguientes conceptos:

Muestra. Es una parte de la población obtenida de acuerdo a una regla determinada.

Tamaño de la muestra. Es el número de elementos que forman la muestra.

Frecuencia. En Estadística, la frecuencia es la repetición frecuente de las observaciones.

Frecuencia de Clase. Como generalmente se dispone de gran número de datos, éstos se distribuyen en clases o categorías, y al determinar el número de observaciones pertenecientes a cada clase se tiene la frecuencia de clase f_i .

Frecuencia relativa. La frecuencia relativa de una clase es la frecuencia de la clase dividida por el total de frecuencias de todas las clases y se expresa generalmente como:

$$f_i^* = \frac{f_i}{n} \quad i = 1, 2, 3, \dots, k$$

en donde n = número total de observaciones.

k = valores numéricos asociados a los eventos observados.

Observando la figura III.1 se deduce que:

$$0 \leq f_i^* \leq 1$$

$$\sum_{i=1}^k f_i^* = 1$$

Frecuencia relativa acumulada. Es la suma de las frecuencias relativas de todos los valores menores que el límite real superior de clase de un intervalo de clase dado hasta ese intervalo de clase inclusive, y se tiene:

$$F_i = \sum_{j=1}^i f_j^* \quad i=1,2,3,\dots,n$$

Intervalos de clase. Son aquellos intervalos que deben estar definidos por límites que permitan identificar plenamente si un dato particular pertenece a uno u otro intervalo de clase.

Límites de clase. Son los números extremos del intervalo de clase; en el intervalo de clase 11-15 de la figura III.1, - el número menor 11 es el límite inferior de la clase y - el número mayor 15 es el límite superior.

Marca de clase. Es el punto medio del intervalo de clase y se obtiene sumando los límites inferior y superior de la clase y dividiendo por dos.

Como ya se mencionó antes, en la investigación se utilizarán muestras y no la población total por las siguientes razones:

INTERVALO DE CLASE. (kWh)	MARCA DE CLASE.	CONTEO DE FRECUENCIA.	FRECUENCIA DE CLASE f_i .	FRECUENCIA RELATIVA - f_i^* .	FRECUENCIA RELATIVA - ACUMULADA. F_i
1 - 5	3		5	0.05	0.05
6 - 10	8	 	18	0.18	0.23
11 - 15	13	 	42	0.42	0.65
16 - 20	18	 	27	0.27	0.92
21 - 25	23	III	8	0.08	1.00
			100.	1.00	

III-4

Figura III.1 Tabla de frecuencias de la muestra de observaciones en la medición de kWh mensual de 100 usuarios.

- 1.- La existencia de recursos limitados puesto que siempre desempeña algún papel, es decir, si se tomará a la población total sería incosteable instalar equipo de medición a ésta.
- 2.- Solo se podrá tener la existencia de datos disponibles limitados, ya que estudiar toda la población independientemente del costo, es casi imposible por el tamaño de la población total.

Antes de hacer la presentación de la información ante las autoridades reguladoras del suministro de energía eléctrica, solo son justificables aquellos levantamientos estadísticos de datos - que usan procedimientos de muestreo aleatorio. Además del muestreo aleatorio simple, se examinarán diferentes modificaciones de procedimientos y análisis, tales como la estratificación y la estimación de indicadores, los cuales mejoran la precisión del muestreo. La cuestión en el trabajo a desarrollar, es la elección adecuada en el diseño de muestra, para que ésta sea de un grado de confiabilidad, puesto que viene a ser el mejor diseño de la muestra.

El diseño que se adoptará será aquel que sea eficiente para administrar, ofreciendo resultados satisfactorios.

El propósito del informe estadístico de este capítulo, es demostrar varios métodos de diseño de muestras aleatorias estratificadas para levantamientos de cargo por clase de servicio.

A continuación se van a describir los métodos de muestreo-

aleatorios estratificados para levantamientos de demanda por clase, en instalaciones de suministro de energía eléctrica.

III.1 DESCRIPCION DE MUESTREO ALEATORIO ESTRATIFICADO.

La estratificación es una información auxiliar que se usa para mejorar la precisión de la estimación. Con este método se divide a la población en grupos o estratos que sean relativamente más homogéneos internamente, para el logro de la mejor exactitud en la investigación. Esto puede hacerse colocando dentro del mismo estrato las unidades que sean similares, respecto de la información auxiliar. Luego se selecciona una muestra para cada estrato. Los resultados muestrales de diversos estratos se suman para obtener una estimación para el conjunto. La mayor precisión deriva del hecho de que los estratos son homogéneos, de modo que las medias de los estratos puedan estimarse con un error menor.

El proceso de estratificación divide una población de tamaño N , en subpoblaciones mutuamente exclusivas (estratos) de tamaño conocido N_h tal que,

$$N = \sum_{h=1}^L N_h = N_1 + N_2 + N_3 + \dots + N_L$$

donde h es un índice identificador del h -ésimo estrato y L es el número total de estratos.

Si se toma una muestra aleatoria simple en cada estrato, -

III - 7

el procedimiento total se describe como un muestreo aleatorio estratificado.

Supóngase que se desea estimar lo medido por unidad de una característica y en una población que se ha dividido en L estratos, entonces si se toma una muestra aleatoria simple de n_h unidades, ésta se toma del h -ésimo estrato y si y_{hi} fuera el valor de esta característica para la i -ésima unidad de esta muestra, en tal caso la media de la muestra por unidad por el h -ésimo estrato es

$$\bar{y}_h = \frac{\sum_{i=1}^{n_h} y_{hi}}{n_h}$$

Entonces una estimación para la media de la población por unidad está dado por

$$y_{st} = \sum_{h=1}^L W_h y_h$$

donde $W_h = \frac{N_h}{N}$ es la ponderación del estrato.

La varianza de la \bar{y}_{st} estimada sin desviación (1) es

$$V(\bar{y}_{st}) = \sum_{h=1}^L \frac{V_h^2}{n_h} (1 - f_h)$$

(1) \bar{y} es una estimación despreciada de X , si el valor esperado de \bar{y} es X . Se tienen diferentes estados, si para un diseño de muestra dado (incluyendo el tamaño de la muestra), todas las muestras posibles fueran tomadas y \bar{y} calculado para cada uno, el resultado de ese valor \bar{y} sería igual a X .

donde $f_h = \frac{n_h}{N_h}$ y σ_h^2 es la variancia verdadera de y en el h -ésimo estrato y está dado por

$$\sigma_h^2 = \frac{\sum_{i=1}^{N_h} (y_{hi} - \bar{y}_h)^2}{N_h - 1}$$

donde \bar{y}_h es la media verdadera de y en el estrato h . La expresión $(1-f_h)$ es a menudo definida como la corrección de la población finita para el estrato h .

Puesto que σ_h^2 es generalmente desconocida, una estimación sin desviación de su valor se puede obtener de la muestra y está dado por

$$s_h^2 = \frac{\sum_{i=1}^{n_h} (y_{hi} - \bar{y}_h)^2}{n_h - 1}$$

III.2 ENCUESTA SOBRE EL DISEÑO DE LA MUESTRA.

Las preguntas que deben contestarse en el diseño de una muestra aleatoria estratificada son las siguientes:

1.- ¿Cómo se definen las unidades elementales de la población de-

finida?.

- 2.- ¿Qué cantidad o cualidad de la población debería ser usada-- como la base para la estratificación?.
- 3.- ¿En cuántos estratos debe dividirse la población?.
- 4.- ¿Cómo deben constituirse los estratos?.
- 5.- ¿Cómo deben distribuirse las muestras en los estratos?.

Será evidente de los subsecuentes conceptos que muchas de-- esas preguntas están interrelacionadas.

III.3 DEFINICION DE LA MUESTRA.

En la mayoría de las encuestas la definición de la pobla-- ción es de importancia crítica. Una población es un grupo de ob-- jetos, tales como personas, establecimientos, granjas, etc.

El problema en el estudio de nuestra investigación estadís-- tica, no surge en darle nombre a la población, sino en especifi-- car lo que constituye una unidad de esa población.

Supóngase que la población es la clase residencial en una-- compañía eléctrica. Las preguntas que surgen son: ¿Cuál es enton-- ces una unidad de esta población?, ¿Es un servicio doméstico?, -- ¿Un servicio doméstico puede tener dos o más medidores, cada uno-- de cuyos registros de energía se facturan bajo diferentes tari-- fas?. El estudio que se usa en servicios domésticos, no daría in-- formación respecto a las diferentes tarifas propuestas.

¿Es la unidad de población, una que sea facturada sobre -- una base medida bajo una tarifa específica? Entonces, todos los medidores para la clase doméstica pueden dividirse en estratos so bre la base de su facturación y algunas subsecuentes divisiones, dentro del estrato ocurren dentro de esas tarifas. Sin embargo, en este caso puede que no este disponible la información relativa a los servicios domésticos.

Es obvio que la definición de unidad de población que se usa, depende en gran medida del propósito para el cual se hace el estudio. Una vez que la unidad de población elemental se especifica, se controla a todas las decisiones subsecuentes respecto al diseño de la muestra.

III.4 SELECCION DE LAS BASES PARA LA ESTRATIFICACION.

Si se tiene una población heterogénea, con respecto a una característica y, puede obtenerse una mejor precisión en las estimaciones de las poblaciones total y media por unidad, utilizando muestras aleatorias estratificadas para y; ésto se logra al dividir la población en los estratos, en cada una de las unidades -- que son más homogéneas, con respecto a y. Tales ganancias se podrían efectuar, si fuera posible dividir a la población de acuerdo a sus valores de y; son en general desconocidos, una variable auxiliar x con una relación conocida con respecto a y, debe ser usada en su lugar. Esta variable auxiliar podría ser el valor de

y en tiempos pasados, pero en muchos casos no hay registro histórico de los valores disponibles de y.

En la mayoría de los estudios de demanda eléctrica por clase, las características bajo estudio son las demandas en kilowatts en el tiempo del pico de la clase y/o durante el pico del sistema.

Esos valores son generalmente desconocidos para todas las unidades de la población en períodos anteriores y así pueden no usarse como la base para la estratificación; esto es para determinar las demandas eléctricas, en el momento del pico del sistema para un servicio general grande o para usuarios gubernamentales, cuyos equipos de medición que pueden incluir tablas gráficas, cintas de medición gráficas o magnéticas.

En general, la variable que se usa para la estratificación debe ser tal, que su valor sea conocido para cada unidad de la población. Sin embargo, si éste no es el caso, es conveniente dividir a la población en dos grupos: aquellos para los cuales su valor es conocido y aquellos para los que su valor es desconocido. Para tales efectos, es necesario seleccionar una segunda variable para la estratificación del grupo restante.

Casi todas las clases de servicio eléctrico, tienen el uso de la energía eléctrica registrada en una base cíclica para la facturación. Por otra parte, para algunas clases, estos usos de registros pueden ser acompañados totalmente o en parte por las demandas máximas en kilowatts, donde solamente se registra la

utilización de la energía eléctrica. Por otro lado, las unidades pueden ser divididas en estratos sobre estas bases. Sin embargo, cuando la energía eléctrica se usa y existen registros de demanda máxima para cada unidad en las clases de estratificación, se deben seleccionar variables de estratificación. Cuando solamente una porción de las unidades en la clase tienen registros de demanda máxima, esta porción puede ser estratificada, sobre la base de sus demandas y el grupo restante sobre la base de su uso de energía eléctrica. Alternativamente, la clase entera puede ser dividida dentro del estrato solamente en base al uso de la energía eléctrica.

La variable de estratificación debe tener una correlación alta en las características bajo estudio. Cuando existe una elección entre dos o más variables, se debe usar la variable de más alta correlación.

La elección entre el uso de la energía y la demanda eléctrica máxima en kilowatts, depende de la clase de servicio a estudiarse. En la ausencia de una información apriori sobre las correlaciones, se debe hacer una suposición adecuada. Los resultados de un estado inicial, pueden ser aplicados a estudios subsiguientes para establecer la mejor elección.

III.5 MINIMIZACION DE LA VARIANZA DE \bar{Y}_{st}

La fórmula para la varianza de los estratos de Y_{st} depende del método usado para seleccionar las unidades de muestras del estrato y también sobre la construcción de los estratos a través de los valores de W_h , N_h y ∇_h por lo cual, en el proceso de minimización de esta varianza, se siguen los dos siguientes pasos: primero, la determinación del mejor método de selección en las unidades de la muestra y segundo, suponiendo que esta selección será usada, la determinación de la mejor división de la población dentro del estrato.

Para una división dada de la población dentro del estrato, la varianza de \bar{y}_{st} se minimiza para un tamaño de muestra total fijada para la selección de las unidades de la muestra conforme a la fórmula de asignación de Neyman (2) la cual es:

$$n_h = \frac{n W_h \nabla_h}{\sum_{h=1}^L W_h \nabla_h} = \frac{n N_h \nabla_h}{\sum_{h=1}^L N_h \nabla_h}$$

La sustitución de esos valores de n_h en la fórmula para la varianza de \bar{y}_{st} produce la fórmula de la varianza mínima de \bar{y}_{st} para una estratificación dada y un tamaño de muestra fijada n:

$$V_{\min}(y_{st}) = \frac{(\sum W_h \nabla_h)^2}{n} - \frac{(\sum W_h \nabla_h)^2}{N}$$

- (2) En general, la selección óptima se obtiene de modo que se minimice la varianza de \bar{y}_{st} para un costo total fijo donde, el costo del levantamiento de datos confiable no es el mismo para cada unidad de la población. Si el costo diferencial involucrado en la selección de la muestra de usuarios de un usuario, con respecto a otro se ignora, la selección del costo prefijado, se reduce a la selección óptima del tamaño de la muestra prefijada.

Cuando se tienen grandes instalaciones de suministro de -- energía eléctrica, en muchas empresas de suministro de energía -- eléctrica antes de comprar los equipos de medición, se determina el número de unidades de la muestra que pueden usarse en el estudio por clases de carga. Sin embargo, una empresa de suministro de energía eléctrica que esté lista para comprar medidores para la realización de levantamientos estadísticos adicionales, o esté haciendo la compra de equipo inicial, se puede determinar el tamaño de la muestra total necesaria para producir una varianza mínima especificada V . Resolviendo la fórmula anterior para n valores dados se tiene:

$$n = \frac{(\sum w_h \sigma_h^2)}{V + \frac{1}{N}(\sum w_h \sigma_h^2)}$$

En general existen dos métodos en el uso específico, para determinar una varianza mínima V . El primer método expresa esta varianza en términos de un límite confiable, por ejemplo, si t es el valor crítico normal correspondiente a la probabilidad α de modo que $|\bar{y}_{st} - \bar{Y}| \geq d$, entonces $V = (d/t)^2$. El segundo método expresa esta varianza en términos de un coeficiente de variación.

El coeficiente de variación es la relación del error estándar de una estimación al valor de la población verdadera a ser estimada. Así, si se desea un coeficiente de variación del 1% para una estimación de Y , la varianza deseada debe estar dada por:

$$V = (0.01 Y)^2$$

III.6 SELECCION DE ESTRATOS CON LIMITES.

Es obvio que en las fórmulas anteriores los valores en éstas, dependen de los puntos de la división de la población de los estratos. Recientemente, en la selección de estratos dentro de límites, éstos han sido sujetos a extensas investigaciones. El método más conveniente para el uso anterior con la asignación de Neyman, es la regla acumulativa \sqrt{uf} desarrollada por Dalenius y J. L. Hodges, Jr. en 1959. En ese procedimiento, la población es ta dividida en intervalos cortos y (o x), en donde están asociadas una frecuencia f y un intervalo relativo de longitud multiplicadora u están asociadas. En el total acumulativo \sqrt{uf} , éste se mantiene sobre el rango completo de valores de y desde el más pequeño, hasta el más grande. Su regla es seleccionar las divisiones de estratos de modo que resulten intervalos iguales sobre la escala acumulativa. Cuando este procedimiento se usa con la asignación de Neyman, éste tiende a hacer aproximadamente iguales los tamaños de las muestras para todos los estratos.

III.7 NUMERO DE ESTRATOS.

Es obvio que uno puede seguir dividiendo la población en -

estratos, hasta que cada unidad de población sea un estrato en sí mismo. Este procedimiento en el muestreo de la población total implica, que no se aprovechen las técnicas de muestreo para hacer un levantamiento racional de datos, ya que existe un punto de regreso en la disminución, además de que se desprecian las ganancias en precisión obtenidas. Esta cuestión llega a ser más seria cuando se usa una variable auxiliar x , como la base para la estratificación.

En el caso en el cual la regresión de y sobre x es lineal, se puede alcanzar una ganancia muy pequeña en la precisión, por el uso de más de seis estratos a menos que el coeficiente de correlación entre y y x , exceda a 0.95 en la población no estratificada.

III.8 EJEMPLO DE UNA TARIFA DOMESTICA.

Los servicios a los que se le aplica una tarifa doméstica es una población adecuada para darle claridad a los procedimientos ya descritos, puesto que la unidad de población (3) es generalmente suficientemente grande y de que tales tarifas estén entre los más frecuentemente investigados.

Supóngase que se desea estimar la demanda máxima diversifi

(3) Se debe notar que una unidad elemental de esta población es obviamente un servicio.

cada por usuarios en una cierta tarifa A, durante el mes de agosto del año siguiente. Para esto se diseña una muestra aleatoria-estratificada, en donde la primera consideración sería la de elegir la cantidad o cualidad que puede servir como la base para la estratificación.

Puesto que no es posible dividir a la población en estratos sobre la base de la demanda eléctrica durante el tiempo que la demanda eléctrica diversificada máxima por servicio ocurriría para el siguiente mes de agosto, y entonces se debe tener alguna variable auxiliar, que sirva en lugar de esta base. Las más comunes variables auxiliares que se usan más comunmente, incluyen demandas eléctricas no coincidentes o usos de la energía, que cubren un periodo de tiempo previamente seleccionado con escalas usualmente de un mes hasta un año. Generalmente los registros de la demanda eléctrica en kilowatts, no se mantienen para usuarios-domésticos y esto será supuesto para el caso de la tarifa A. Así el uso de la energía es la única cantidad disponible sobre la cual se puede basar una estratificación.

Lógicamente, el siguiente paso será preparar una distribución, tal como la que se ve en la Tabla 1, que da la frecuencia f para el que las unidades en la tarifa A caen dentro de los valores especificados en la utilización de kilowatt-hora. Al elaborar una tabla como esa, el periodo de tiempo de la utilización de la energía eléctrica, debe hacerse aproximadamente equivalente al periodo de prueba para que dicha utilización sea más efectiva ---

para la estratificación. Por tanto, ya que se desea probar la --
tarifa A en el mes de agosto del siguiente año, las frecuencias -
mostradas en la tabla 1 son para agosto de este año, ya que la --
selección del período de tiempo apropiado depende, no solamente -
de la longitud y el tiempo del período de prueba, sino también so
bre la estabilidad relativa de la variable de estratificación. -
Por otra parte, la clase doméstica está sujeta a cambios más fre-
cuentes de usuarios que las que corresponden a servicios genera--
les o de la clase de servicios de gobierno.

Por otro lado, los valores de kilowatt-hora, usados en la-
preparación de cualquier distribución de frecuencia, deben ser --
consistentes, si por ejemplo, ya fueran de facturación mensual, bi
mestral y bimestral libre, entonces el uso de energía eléctrica, -
debe presentarse sobre una sola base, ya sea mensual o bimestral.

Cuando los avisos de adeudos son elaborados por procesa---
miento electrónico de datos, las distribuciones de frecuencia en-
los avisos de adeudos, deben estar elaborados de modo que los ban
cos de datos estén libres de errores.

Se supondrá que la distribución de frecuencia en la tabla-
1, representa los valores corregidos de los usos mensuales de ki-
lowatt-hora en su equivalencia mensual de este año.

Se debe notar que el uso de la energía eléctrica en los in
tervalos mostrados en la tabla 1, no son de longitud uniforme. -
Suponiendo que los registros se mantienen en unidades de 10 kilo-
watts-hora, el primer intervalo tiene una longitud de 5 kilo-----

watts-hora y todos los intervalos entre 10 y 500 kilowatts-hora inclusive, tienen longitudes de 10 kilowatts-hora cada uno. En el resto de esta tabla, la longitud del intervalo cambia de 50, 100, 500 y 2,000. El valor u mostrado en esta tabla, es la relación de la longitud de cada intervalo sucesivo, con respecto a la longitud del primer intervalo.

En la columna acumulativa \sqrt{uf} se mantiene un total seguido de la raíz cuadrada del producto de u y f en la escala completa de intervalos de kilowatts-hora. La regla de Dalenius y -- Hodges, para la elección del intervalo de los límites en los estratos se puede aplicar ahora.

Supóngase que se desean 5 estratos, entonces se divide el final total del acumulativo \sqrt{uf} (por ejemplo, 16,251.02) entre 5, el valor límite superior del intervalo, cuyo valor acumulativo \sqrt{uf} es el más cercano a este cociente (por ejemplo, 3,250.20) -- llega a ser el límite superior del primer estrato. El primer estrato sería entonces de cero a 280 kilowatts-hora. El límite superior del segundo estrato, sería el límite superior del intervalo, cuyo valor acumulativo \sqrt{uf} fuera el más cercano al doble del cociente original (por ejemplo, 6,500.40). Continuando de esta manera, los límites para los 5 estratos pueden ahora determinar-- se.

Si todos los intervalos fueran de la misma longitud, el -- multiplicador u del intervalo relativo pudiera salirse de la tabla, y entonces los estratos estarán definidos con el uso de la --

acumulación \sqrt{uf} en lugar de la acumulacion \sqrt{uf} .

La tabla 2 presenta cinco muestras diferentes diseñadas pa ra la tarifa A, en la cual cada diseño sucesivo tiene un estrato más que el anterior. En esta tabla la acumulación \sqrt{uf} calculada describe exactamente los valores en intervalos iguales, sobre la escala acumulativa \sqrt{uf} , y por lo tanto el número de tales inter valos son iguales a el número de estratos en cada diseño. Los va lores del estrato mostrado, corresponden a los valores actuales - acumulativos \sqrt{uf} de la tabla 1 que se acercan más a igualar los valores calculados.

Se observa también en la primera parte de la tabla 2, que el número de usuarios en cada estrato y las correspondientes pon deraciones de los estratos, los kilowatts-hora mensuales, en el mes de agosto de la unidad i -ésima, se representan en el estrato h por x_{hi} , la suma de los valores de x_{hi} y la suma de los valo res de los cuadrados de x_{hi} se usan en los cálculos del error es tándar, $\sqrt{x_h}$, de kilowatts-hora en este estrato.

En la aplicación de la regla acumulativa \sqrt{uf} , se hizo la suposición para cada diseño en la distribución de Neyman y fue -- usada para determinar el tamaño de la muestra en cada estrato. - Se suponen solamente doscientos levantamientos estadísticos en -- los medidores, los cuales fueron aprovechados para la medición en las muestras de los usuarios de la tarifa A. Entonces para cada uno de los cinco diseños, esas doscientas mediciones fueron asig nadas a cada estrato, en la proporción en que ese producto de la-

ponderación del estrato W_h y el error estándar $\sqrt{v_{xh}}$ está, con respecto a la suma de tales productos. Este proceso de asignación - se ilustra en la segunda, tercera y cuarta columna de la continuación de la tabla 2 y se debe mostrar que para cada diseño (especialmente el último), los tamaños de las muestras en todos los estratos son aproximadamente iguales.

El resto de la tabla 2 es levantada con el cálculo de $V(\bar{x}_{st})$ y con el correspondiente coeficiente de variación para cada diseño. Se debe notar, como el número de estratos se incrementa de un diseño a otro, y el coeficiente de variación decrece (que es lo deseable).

<u>NUMERO DE ESTRATOS.</u>	<u>REDUCCION EN PORCIENTO DEL COEFICIENTE DE VARIACION.</u>
2	3.11
3	1.07
4	0.57
5	0.35

Con un número máximo fijado de medidores disponibles para este levantamiento, el único método aplicable para reducir el coeficiente de variación, debe ser aquel que incremente el número de estratos. Sin embargo, se debe tener precaución para la utilización de este método más allá del establecimiento de 6 estratos, puesto que al extender esta aplicación no se va a reducir el coeficiente de variación de \bar{x}_{st} apreciablemente, sino que también puede tener un efecto desastroso sobre la estimación de la demanda máxima diversificada por usuario.

Como se muestra en la gráfica 1, para cada uno de esos 5 - diseños se incrementa el tamaño total de la muestra, también se - reduce el coeficiente de variación como si fuera una tarifa decre - ciente. Si el tamaño máximo de la muestra no se determinó, enton - ces un tamaño de la muestra produciría cualquier coeficiente de - variación deseado para \bar{x}_{st} . Si se desea producir un coeficiente de variación del 1% en cada uno de los 5 diseños en la tabla 2, - el tamaño de la muestra total requerida sería

<u>NUMERO DE ESTRATO.</u>	<u>TAMAÑO DE LA MUESTRA REQUERIDA.</u>
ninguno	8,677
2	2,475
3	1,204
4	713
5	471

También se nota que para cada uno de los 5 diseños, la in - clusión en la corrección de la población finita, el cálculo de la varianza de \bar{x}_{st} tiene un efecto despreciable. En general, si la fracción muestreada es menor que 0.05 en todos los estratos, esta corrección seguramente puede ignorarse. El efecto de esta omi - sión muestra ligeramente a $V(\bar{x}_{st})$.

III.9 EJEMPLO DE UNA TARIFA DE SERVICIO GENERAL.

En este punto es apropiado examinar el problema que se ---

encontró en la aplicación del muestreo aleatorio estratificado, -- el procedimiento de diseño de muestreo aleatorio estratificado a una clase, con un alto grado de variación o una tarifa con pocos usuarios. Considérese, por ejemplo, los usuarios sobre una tarifa B quienes se emplearon en la tabla 3, de acuerdo a sus demandas en kilowatts. La escala de las demandas eléctricas para esos doscientos diez usuarios, es desde 768 hasta 39,400 kilowatts. -- El promedio mensual al año en megawatts-horas correspondiente a cada demanda se muestra también. En la tabla 4 esos mismos usuarios están reacomodados en orden del promedio anual ascendente -- del uso de la energía eléctrica, el cual varía desde 242.160 hasta 15,923.750 megawatts-horas.

La más evidente observación, respecto a esos usuarios en su marcada asimetría, ya sea en referencia a los kilowatts o megawatts-horas, por ejemplo, hay mucho más unidades pequeñas que --- grandes. Como tal asimetría es positiva, una importante ganancia en la precisión de la estimación, se puede ganar a través del diseño de una muestra aleatoria estratificada óptimamente localizada.

A lo largo de este ejemplo, se supondrá que las características de la población a estimarse por muestreo, es la demanda eléctrica media máxima por kilowatts por ser conveniente. Sean y la que represente la demanda en kilowatts máxima para cada usuario y x su promedio anual de megawatts-horas mensuales.

Como se señaló anteriormente, el mejor procedimiento de la

estratificación sería dividir esos usuarios dentro de grupos sobre la base de sus valores de y . En la tabla 5, las unidades de la población (usuarios) son arreglados en una distribución de frecuencia para intervalos sobre la escala y . Si se aplica la regla acumulativa \sqrt{uf} de Dalenius y Hodges, esta se aplica a una producción de seis estratos, el kilowatt límite, resulta la definición de los límites de kilowatts-hora de la segunda columna de la tabla 6. Los valores reales y los valores calculados del acumulativo \sqrt{uf} correspondientes a estos intervalos de los estratos, están dados en las columnas 3 y 4 respectivamente de esta tabla.

Suponiendo el uso de la asignación de Neyman, el tamaño de la muestra requerida para producir un coeficiente de variación -- del 1%, para una estimación estratificada de \bar{y} (por ejemplo, ---- $V = (0.1Y)^2 = 1,411.22$) sería:

$$n = \frac{(\sum w_h \sqrt{y_h})^2}{V + \frac{1}{N} (\sum w_h \sqrt{y_h}^2)}$$

$$n = \frac{(683.47)^2}{1.411.22 + \frac{1}{210} (1.648,922.60)} = 51$$

Sin embargo, resulta ser preliminar el tamaño de las muestras anteriores, porque para cuando esta localización se asigne a los estratos, se tiene un sobremuestreo.

Al comparar el tamaño de la muestra preliminar asignada al sexto estrato con el correspondiente tamaño de la población, puede notarse que se indican más unidades de muestras de las -----

existentes en la población. El procedimiento para eliminar la -- condición anterior, es hacer el tamaño de la muestra igual al tamaño de la población y volver a calcular los tamaños de las muestras requeridas para los estratos remanentes.

Por lo tanto, la corrección de la población finita (fpc) -- para el estrato con 100% de muestreo es cero, y este estrato no -- contribuirá a la varianza de \bar{y}_{st} . Así el tamaño de la muestra -- n' requerida para obtener la varianza de \bar{y}_{st} en los estratos -- remanentes se da por la fórmula reducida

$$n' = \frac{(\sum' w_h \sqrt{v_{y_h}})^2}{v + \frac{1}{N} (\sum' w_h \sqrt{v_{y_h}^2})}$$

donde \sum' denota la sumatoria sobre todos los estratos, excepto -- para aquellos que requieran el 100% de muestreo. Por lo tanto, -- la fórmula de asignación para los estratos remanentes queda:

$$n'_h = \frac{w_h \sqrt{v_{y_h}}}{\sum' w_h \sqrt{v_{y_h}}}$$

Los cálculos para establecer tamaños de la muestra de es-- tratos ajustados para este ejemplo, se muestran en la tabla 7. -- Se puede notar en esto que los tamaños de las muestras fueron --- ajustados 2 veces para eliminar el sobremuestreo. Puesto que los 2 últimos estratos tienen 100% de muestreo cada uno, estos pueden

unirse dentro de un estrato.

En este ejemplo es de una gran importancia la corrección en la población finita, ya que esta corrección fue trivial al tratar con la tarifa residencial previa.

En la práctica, generalmente no es posible estratificar a la población sobre las bases de las características anteriores -- bajo estudio. Sin embargo, en muchos casos algunas variables auxiliares, pueden usarse para dividir a la población en estratos. Si la característica bajo estudio tiene una regresión lineal en la variable auxiliar con una alta correlación, la aplicación de la regla de acumulativo \sqrt{uf} a la variable auxiliar, se le debe producir una estratificación eficiente para la característica bajo estudio.

El promedio mensual al año de megawatts-horas, debe ser -- una variable auxiliar eficiente. Del análisis de la varianza contenida en la tabla 8, la regresión lineal de y sobre x resulta -- significativa; además de correlación de y entre x es 0.9454.

En las tablas de la 9 a la 11 se desarrolla un diseño óptimo de la muestra aleatoria estratificada y esta muestra óptima -- asignada, se desarrolla para producir un coeficiente de variación del 1% de X_{st} , donde la población está dividida dentro del estrato sobre las bases de megawatts-horas usando la regla del acumulativo \sqrt{uf} , en donde la separación de la población es diferente del resultado del uso de kilowatts, y además el tamaño de la muestra total requerida bajo el diseño alternativo es más grande.

Como se observa en la tabla 12, el coeficiente de variación para Y_{st} resultante del uso de este diseño de estratificación auxiliar es 1.47%. Así la estratificación sobre la variable auxiliar x -- produce un diseño de muestra para Y_{st} casi tan eficiente como el derivado de la estratificación sobre los valores de y .

Si se hubiera usado un diseño de la muestra con estratos -- más comunes, tomando un procedimiento similar para obtener un coeficiente de variación del 1% para X_{st} , el coeficiente de variación resultante para Y_{st} hubiera sido menor, pero el tamaño total requerido de la muestra hubiera sido mayor.

<u>NUMERO DEL ESTRATO.</u>	<u>TAMAÑO DE LA MUESTRA TOTAL</u>	<u>COEFICIENTE DE VARIACION PARA y_{st}, EN POR CIENTO.</u>
ninguno	208	0.95
2	173	1.00
3	129	1.19
4	107	1.17
5	99	1.27
6	86	1.47

Debe ser obvio que para la creación de estratos adicionales, éstos no serían provechosos, ya que el coeficiente de variación para Y_{st} es, en general incrementado a medida que se agregan estratos.

Se puede alcanzar alguna ganancia en la precisión mediante la introducción de la estimación de la relación combinada de Y .

Si x e y fueran registrados para cada unidad de la muestra,

la estimación de la relación combinada de Y estará dada por:

$$\bar{y}_{RC} = r_c \bar{X} = \frac{\bar{y}_{st}}{\bar{x}_{st}} \bar{X}$$

donde \bar{X} es conocida, \bar{y}_{st} y \bar{x}_{st} son las estimaciones estratificadas regulares de Y y X .

Se puede obtener una impresión visual de este procedimiento de estimación alterno, al examinar la gráfica 2. En esta gráfica la demanda eléctrica máxima en kilowatts de cada usuario, en la tarifa B esta trazada contra su promedio mensual anual en megawatts-horas. La línea sólida sobre esta tabla, pasa a través del origen y tiene una pendiente igual a R , que es la relación verdadera de Y a X de la población. En cada punto de esta curva la X es de hecho Y . La estimación de la relación combinada sería el punto a X sobre una curva semejante con pendiente $\bar{y}_{st} / \bar{x}_{st}$.

Si el promedio de todas las estimaciones de las posibles relaciones combinadas, las cuales pudieran seleccionarse cuando el diseño de una muestra dada se calculara, podría diferir de la población media a la verdadera Y en una cantidad definida como el sesgo de la estimación. Si el coeficiente de variación para \bar{x}_{st} , es menos del 10%, este sesgo es relativamente despreciable con respecto al error estándar de \bar{y}_{RC} , así como de la estimación la varianza de la relación combinada esta dada por la siguiente fórmula aproximada:

$$V(\bar{y}_{RC}) = \sum_{h=1}^L \frac{W_h^2 (1 - \frac{n_h}{N_h}) \sigma_{d_h}^2}{n_h}$$

donde

$$\sigma_{d_h}^2 = \sigma_{y_h}^2 + R^2 \sigma_{x_h}^2 - 2R \sigma_{yx_h}$$

y

$$\sigma_{yx_h} = \frac{\sum_{i=1}^{N_h} x_{hi} y_{hi}}{N_h - 1} - \frac{\left[\sum_{i=1}^{N_h} x_{hi} \right] \left[\sum_{i=1}^{N_h} y_{hi} \right]}{N_h (N_h - 1)}$$

Quando se une el diseño de la muestra desarrollado en la tabla 10, el coeficiente de variación de la estimación de la relación combinada en la tabla 13 se muestra como 1.15%. Puesto que el coeficiente de variación de \bar{X}_{st} es del 1%, el sesgo de la estimación de la relación combinada es despreciable, con respecto a su error estándar y entonces se puede usar la fórmula de la varianza aproximada. Sin embargo, lo anterior es dudoso si la reducción en el coeficiente de variación resultante del uso de la estimación combinada, implica bastante complicación en su análisis con la introducción de la varianza aproximada en este ejemplo.

Se debe notar la marcada semejanza entre la relación combinada y el inverso de un factor de demanda eléctrica. También debe ser obvio, que habiéndose determinado y asignado el tamaño de

la muestra, mediante el reemplazamiento de $\sqrt{x_h}$ por $\sqrt{d_h}$, pudo haberse obtenido un coeficiente del 1%, lo cual debe implicar un conocimiento apriori de la relación entre x e y.

III.10 EL USO DE UNA INFORMACION PREVIA.

En el pasado muchas empresas de suministro de energía eléctrica, eligieron usar la información previa de la demanda eléctrica en el diseño de futuras investigaciones. Después de dividir las unidades de la población en estratos basados en límites de la utilización en kilo o megawatts-hora, se usaron lecturas en kilowatts, recopiladas en estudios previos para estimar la varianza de las demandas en kilowatts dentro de cada estrato. Lo anterior resulta de un adecuado enfoque, suponiendo que los datos anteriores, no eran extremadamente viejos, ni que en el diseño de la muestra anterior los datos fueran muy diferentes, que para algunos estratos se dispusiera de un número inadecuado de lecturas, para la estimación de esas varianzas. No obstante, también es posible estimar esas varianzas, usando una relación de regresión establecida previamente de demanda eléctrica en el uso de la energía eléctrica para la población bajo estudio.

Al asignar a los valores previos de la demanda eléctrica y del uso de la energía eléctrica por y^* y x^* respectivamente, la ecuación general para la regresión de y^* sobre x^* es de la forma:

$$y^* = g(x^*) + \epsilon$$

donde $g(x^*)$ es una función de x^* y ϵ , representa un error (residual), cuyo valor esperado, dado x^* , es igual a cero sobre una escala finita de valores de x^* , es decir;

$$E[\epsilon | x^*] = 0$$

Si se supone que la varianza de ϵ para x^* , dada es igual a una función positiva $O(x^*)$, sobre esa escala finita x^* , entonces una estimación de la varianza presente de y en el estrato h estaría dado por:

$$\overline{V}_{\psi h}^2 = \overline{V}_g^2(x)_h + \mu_{\theta}(x)_h$$

donde $\overline{V}_g^2(x)_h$ es la varianza de $g(x)$ en el estrato h y $\mu_{\theta}(x)_h$ es el valor esperado de $\theta(x)$ en el estrato h basado sobre valores presentes de x . Por otra parte, una estimación del valor de y de la población media estaría dado por

$$\overline{\psi} = g(\overline{X})$$

Con una estratificación dada de la población, es posible ahora diseñar una muestra que produciría una varianza deseada de $\overline{\psi}_{st}$ usando la $\overline{V}_{\psi h}^2$ obtenida.

Las técnicas de aplicación de este procedimiento pueden --

ser clasificadas, usando datos del ejemplo anterior de servicio general. Se supondrá que los usos de la demanda y la energía eléctrica para la tarifa B, representan no solamente valores anteriores, sino también valores presentes, por ejemplo, la distribución de la frecuencia será usada para establecer $g(x)$ y $\theta(x)$, y las ecuaciones resultantes, se aplicarán de nuevo a la misma distribución de la frecuencia a producir $\bar{\psi}$ y $\nabla^2 \psi_h$. Aunque esta nueva aplicación no es consistente con el método debido, el resultado indicará qué ocurre cuando se usa el verdadero procedimiento.

La distribución de frecuencia en la tabla 4, se usará para establecer $g(x)$ y $\theta(x)$. De un examen posterior de la gráfica 2, se puede ver como el valor del uso de la energía eléctrica se incrementa en la medida que los valores de la correspondiente varianza también se incrementan. Por otra parte, la varianza de y es toscamente proporcional al correspondiente nivel de x como indica la cuarta columna de la tabla 14.

La regresión de mínimos cuadrados ponderados de la demanda del uso de la energía eléctrica para la tarifa B, se expresa en la tabla 15. Con el fin de establecer la función correspondiente $\theta(x)$, es necesario examinar los resultados residuales obtenidos con este modelo. De la última columna de la tabla 14, se puede observar que la varianza de los residuos, son toscamente proporcionales a el nivel de x , es decir,

$$\theta(x) = kx$$

donde k es la constante de proporcionalidad. Si k llega a ser -- el valor medio de la última columna de la tabla 14, entonces

$$\theta(x) = 328.71x$$

cuando

$$g(x) = 446.1826 + 2.083367x$$

La ecuación de la estimación para la presente varianza de y en el estrato h es

$$\sqrt{v_{yh}^2} = 4.340418 \sqrt{v_{xh}^2} + 328.71 \bar{x}_h$$

y la estimación del valor medio de la población presente de y es

$$\psi = 446.1826 + 2.083367 \bar{x}$$

En la tabla 16 esas fórmulas son usadas para producir estimaciones para las varianzas de estratos de y , usando los límites de estratificación, $\sqrt{v_{xh}}$ y \bar{x}_h de la tabla 10. En la tabla 16 -- también se obtiene un tamaño de la muestra y la asignación diseñada para producir un coeficiente de variación del 1% para ψ_{st} -- (debe notarse que debido a esa nueva aplicación $\bar{\psi} = \bar{Y}$).

La diferencia entre $\sqrt{v_{yh}}$ y $\sqrt{v_{y_h}}$, puede notarse por la comparación entre la tabla 14 con la 12. Finalmente en la tabla 16, el coeficiente de variación para Y_{st} , resultante de este nuevo diseño de la muestra también se determina, y este es un poco menor que el que se observa en la tabla 12.

La elección de la forma de $g(x)$, fue escogida arbitrariamente, porque de algún otro modelo se puede exhibir un ajuste más significativo. Por otra parte, como se tiene un diseño de muestra elaborado, esta disposición puede no ser necesaria, ya que el diseño producido en la tabla 10, es casi tan eficiente como éste.

En cada uno de los diseños de las muestras anteriores, donde los estratos se definieron utilizando la regla acumulativa \sqrt{uf} , aplicada a kilo o megawatts-horas, los límites así definidos, no necesariamente fueron los mejores para usarlos en la estimación y mediante la media ponderada o la relación combinada, o por el diseño de la muestra utilizando información a priori. La determinación propia de los límites de \underline{x} , minimizados apropiadamente en estos casos, es un problema mucho más complicado y por tanto, queda fuera del alcance de este trabajo.

III.11 ESTIMACIONES MEDIAS SOBRE SUBPOBLACIONES.

En este tipo de estimaciones es apropiado la introducción de una disgresión, con respecto a este punto.

Muchas veces se necesita información con respecto a subpoblaciones, tales como levantamientos estadísticos de servicio general a usuarios comerciales e industriales o a usuarios con y -- sin aire acondicionado, sobre levantamientos domésticos. Tales subpoblaciones pueden estar presentes en todos los estratos.

La elección de la forma de $g(x)$, fue escogida arbitrariamente, porque de algún otro modelo se puede exhibir un ajuste más significativo. Por otra parte, como se tiene un diseño de muestra elaborado, esta disposición puede no ser necesaria, ya que el diseño producido en la tabla 10, es casi tan eficiente como éste.

En cada uno de los diseños de las muestras anteriores, donde los estratos se definieron utilizando la regla acumulativa- \sqrt{uf} , aplicada a kilo o megawatts-horas, los límites así definidos, no necesariamente fueron los mejores para usarlos en la estimación y mediante la media ponderada o la relación combinada, o por el diseño de la muestra utilizando información apriori. La determinación propia de los límites de \underline{x} , minimizados apropiadamente en estos casos, es un problema mucho más complicado y por tanto, queda fuera del alcance de este trabajo.

III.11 ESTIMACIONES MEDIAS SOBRE SUBPOBLACIONES.

En este tipo de estimaciones es apropiado la introducción de una disgresión, con respecto a este punto.

Muchas veces se necesita información con respecto a subpoblaciones, tales como levantamientos estadísticos de servicio general a usuarios comerciales e industriales o a usuarios con y -- sin aire acondicionado, sobre levantamientos domésticos. Tales subpoblaciones pueden estar presentes en todos los estratos.

Dado N_{hj} , como el número de unidades de la población en el estrato h y en la subpoblación j , y similarmente n_{hj} , representa el número de unidades de la muestra del estrato h que está también en la subpoblación j . Al sumar en todas las subpoblaciones se tienen las siguientes expresiones:

$$N_h = \sum_j N_{hj}$$

$$n_h = \sum_j n_{hj}$$

Será necesario registrar lo anterior para cada unidad de la muestra, desde que estrato viene y a que subpoblación pertenece. La complicación real en el análisis, aparece porque las N_{hj} son desconocidas en la mayoría de los casos y las n_{hj} son variables aleatorias.

Denotando la i -ésima unidad en el estrato h y subpoblación j por y_{hij} , una estimación del valor total de Y para subpoblaciones j , están dadas por la expresión:

$$Y'_j = \sum_h \frac{N_h}{n_h} \sum_i y_{hij}$$

De forma semejante, una estimación de la unidad de población total en la subpoblación j está dada por

$$N_j = \sum_h \frac{N_h n_{hj}}{n_h}$$

Al dividir el primer total por el segundo, se obtiene una estimación del valor medio \bar{y} de la subpoblación j :

$$\bar{Y}'_j = Y'_j / N_j$$

Se observa que ésta es la estimación de una relación combinada, en tanto que está sesgada y tiene una varianza aproximada, -- tal como se estima de lo mostrado por

$$v(\bar{Y}'_j) = \frac{1}{(N'_j)^2} \sum_L \frac{N_h^2 (fpc)_h}{n_h (n_h - 1)} \left[(y_{hij} - \bar{y}_{hj})^2 + n_{hj} \left(1 - \frac{n_{hj}}{n_h}\right) (y_{hij} - \bar{Y}'_j)^2 \right]$$

III.12 SUGERENCIAS ADICIONALES.

En el diseño y ejecución de cualquier levantamiento estadístico de muestras surgen problemas, los cuales son únicos con respecto a la población bajo estudio. Los levantamientos estadísticos en la demanda eléctrica no son la excepción.

En los subsecuentes incisos se dan algunas sugerencias y declaraciones calificativas, las cuales están relacionadas entre sí y en las cuales pueden obtenerse ciertos valores en el levantamiento estadístico, al tratar algunos de los problemas que ocurren con más frecuencia.

III.12.1 EFFECTO DE EXCLUSION DE USUARIOS.

Se debe hacer todo lo posible para evitar la exclusión de cualquier conjunto de unidades de una clase del estudio de la demanda eléctrica, porque si se les excluye, estos estudios no serán representativos. Por ejemplo, mucha gente tiene la creencia errónea de que los usuarios o unidades que hacen uso escaso o nulo de energía eléctrica, estos deben ser excluidos de la clase en los levantamientos estadísticos de la demanda eléctrica. Tal exclusión no debe permitirse, porque su eliminación tiene el efecto de cambiar la definición de la población, lo cual introduce en la estimación de la muestra un sesgo de las verdaderas características bajo estudio.

Sin embargo, en la mayoría de las clases de la investigación de la demanda eléctrica, debe tolerarse algún sesgo debido a dicha exclusión, ya sea porque los usuarios la rechazan o porque no exista la posibilidad de instalar equipo de prueba, puesto que en este sesgo no se puede medir su efecto en los resultados de la investigación, por lo cual este efecto es indeterminado. Por esta razón, cualquier informe de investigación sobre los hallazgos de la investigación de la demanda eléctrica, deben mencionarse -- las circunstancias bajo las cuales se requirió la exclusión del conjunto de unidades.

La mayoría de las instalaciones del suministrador escogen reemplazar estas unidades de la muestra excluidas con otras.

El mejor procedimiento para la asignación de alternativas es hacer un esquema aleatorio más grande de cada estrato, tomando la primera n_h de éstas, y sustituyendo el remanente, con el fin de introducirlo al esquema cuando se necesite.

III.12.2 LOCALIZACION GEOGRAFICA PROPORCIONAL.

Para suministradores de energía eléctrica, cuya área de servicio es geográficamente grande, el envío precipitado y con aturdimiento del equipo de medición que ocurre cuando las unidades de la muestra alterna son seleccionados, puede involucrar un considerable tiempo de viaje y costo. Este problema puede ser resuelto fácilmente por la localización de las muestras, dentro de cada estrato sobre una base proporcional a los diferentes sectores de operación de una compañía. Puesto que la localización entre los sectores sería proporcional, la muestra para cada estrato sería ponderada por sí misma y no se requerirían definiciones formales de substratos. Entonces a cada sector le correspondería su propia lista de la muestra y de las unidades alternas. Se debe tener precaución en la adopción de este procedimiento, ya que en algunos sectores de operación, pueden existir pocas unidades de población, las cuales no debieran quedar localizadas como unidades de muestra en ciertos estratos, ni en el levantamiento completo si el tamaño de la muestra total es pequeño.

Aunque la exclusión de un sector de operación, pudiera ---

introducir un sesgo innecesario dentro del levantamiento estadístico, este sesgo puede ser tolerado en muchos casos a cambio de la eficacia de este procedimiento.

III.12.3 MOVIMIENTO ENTRE ESTRATOS DE UNIDADES DE MUESTRA

Como se mencionó en el ejemplo doméstico, la pérdida de estabilidad de la variable de estratificación, puede dar origen a un problema, es decir, una unidad de muestra seleccionada de un estrato puede exhibir durante la conducción de la investigación, un nuevo valor de la característica de estratificación, la cual lo colocaría en otro estrato.

En las más rigurosas aplicaciones de los procedimientos estadísticos, hay que tener la capacidad de identificar el movimiento de unidades de la muestra entre estratos y tener la posibilidad de manejar la información de la población entera, cuando se haya modificado ésta. El mayor inconveniente de tal rearrreglo, sería que todas las unidades de la muestra dentro de un estrato rediseñado, puede no tener la misma oportunidad de inclusión en la muestra y así la fórmula de la varianza ya no sería aplicable. Como una solución práctica, lo mejor es suponer que el movimiento hacia arriba y hacia abajo de las unidades de la muestra en la escala de estratificación, corresponde burdamente a los movimientos de la población entera y así ignorar esos cambios en su conjunto.

Se puede proporcionar una solución más prudente a el problema por la selección de una variable de estratificación, la cual sea estable. En el ejemplo doméstico, el uso de energía eléctrica mensual en promedio para los cuatro meses de verano, puede revelar mayor estabilidad, que el uso de la energía eléctrica en el mes de agosto.

III.12.4 EFFECTO DE UNA POBLACION NO CONSTANTE.

Otro problema serio en el análisis de la investigación estadística, es la incapacidad de establecer una población estática, de la cual se toma una muestra aleatoria. La frecuencia de sustituciones de adición y supresión de los usuarios, es una función de la clase de servicio. Este problema, puede casi no existir para servicios gubernamentales e industriales, puede ser modificado para los establecimientos comerciales y frecuente para los servicios domésticos. Aunque no exista solución real a este problema, las siguientes sugerencias pueden resultar útiles:

- Considérese el uso de la energía eléctrica como una función de la localización y no del usuario.
- Las distribuciones de frecuencia y la estratificación, se usan solamente en localizaciones con usuarios activos.
- Levántense sólo aquellas localizaciones con usuarios activos, reemplazando los servicios inactivos alternos como se indicó en los anteriores conceptos.

- Cuando la población es muy grande en cada estrato, en la mayoría de los casos ignórense las localizaciones agregadas después del período de tiempo de la distribución de la frecuencia.
- Cuando en algunos estratos la población es muy pequeña, examínense prudentemente los cambios ocurridos en la mezcla de la población, precisamente antes a la iniciación del levantamiento estadístico.

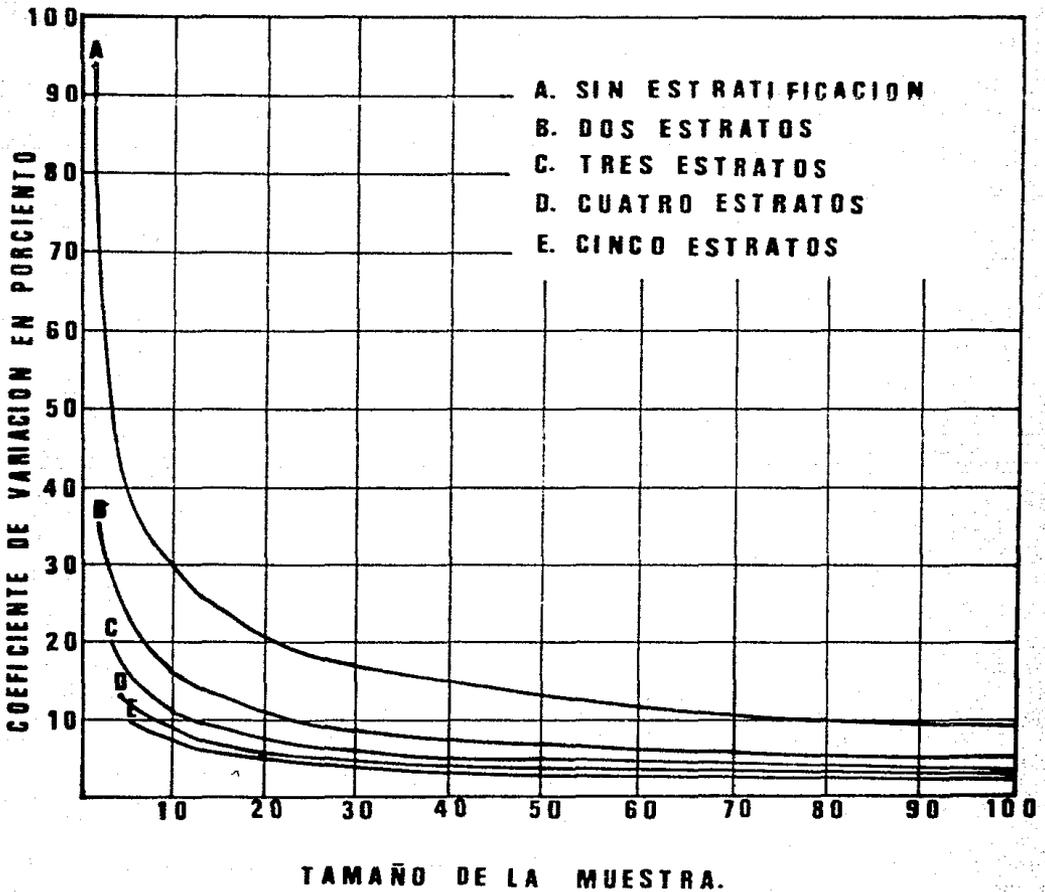
III.12.5 EFECTO DE LAS FALLAS EN LA RECOPIACION DE DATOS

En muchos casos la recolección de los datos en la investigación de la demanda eléctrica, está sujeta a una alta tasa de falla. Para esto, deben prevenirse asignaciones en el diseño de cualquier levantamiento estadístico de la demanda eléctrica. En donde no haya estratos, el tamaño de la muestra debe ser tan pequeño, que existe una posibilidad de que debido al mal funcionamiento del medidor, instalación impropia u acto de la naturaleza, no se obtengan datos para ese estrato. Una simple ilustración aclarará este punto. Supongamos que sea la tasa de falla en la recopilación de datos en un levantamiento dado, entonces si el tamaño de la muestra de un estrato variará de 1 a 6, la probabilidad de no recopilar datos para este estrato podría ser de 0.2, 0.04, 0.08, 0.0016, 0.00032 y 0.000064 respectivamente.

III.12.6 RELACION DE PROCEDIMIENTOS ESTADISTICOS.

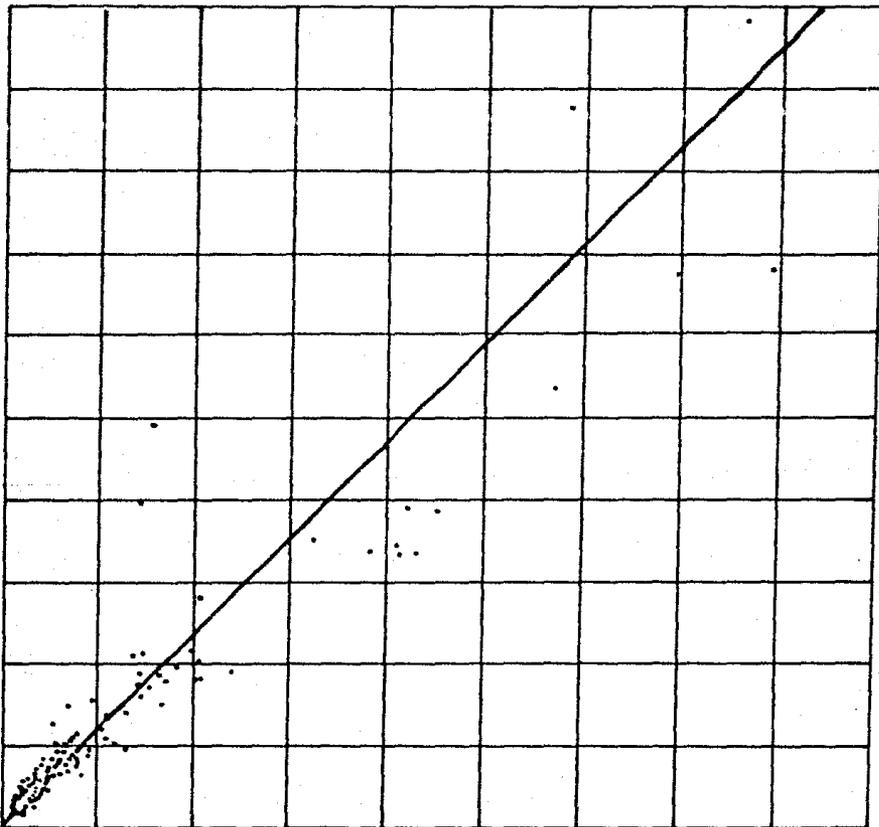
Cualquier informe de un levantamiento estadístico de la de manda eléctrica, debe contener una relación explícita del método usado para la estratificación. Dentro de lo razonable, los límites de confianza con grados de probabilidad, también deben mostrarse. Esto asegurará que no habrá lector que no pueda atribuir mayor significación a los resultados de un levantamiento estadístico que los que se justifican por el método utilizado.

GRAFICA 1
RELACION DEL COEFICIENTE DE VARIACION EN EL TAMAÑO
DE LA MUESTRA TOTAL PARA CADA UNO DE LOS CINCO
DISEÑOS DE LA MUESTRA DADAS EN LA TABLA 2.



GRAFICA 2

DIAGRAMA A ESPARCIO: CADA PUNTO REPRESENTA LA RELACION DE LA DEMANDA ELECTRICA MAXIMA Y EL PROMEDIO MENSUAL, ANUAL DEL USO DE UN USUARIO EN LA TARIFA B.
 EL PUNTO \bar{x} SOBRE LA LINEA ES IGUAL AL \bar{y} PUNTO QUE LA LINEA TIENE UNA PENDIENTE IGUAL A \bar{y}/\bar{x} Y PASA POR EL ORIGEN.



USO DE LA ENERGIA ANUAL EN PROMEDIO MENSUAL
 MEGAWATTS-HORA.

TABLA I

FRECUENCIA DE OCURRENCIA DURANTE EL MES DE AGOSTO PARA LOS USUARIOS EN LA
 TARIFA A SIGUIENDO LA APLICACION DE LA REGLA ACUMULATIVA \sqrt{t}

INTERVALO VALOR MEDIO				INTERVALO VALOR MEDIO				INTERVALO VALOR MEDIO			
O RANGO	f	u	acum \sqrt{t}	O RANGO	f	u	acum \sqrt{t}	O RANGO	f	u	acum \sqrt{t}
0	5,185	1	72.00	380	5,382	2	4,397.40	2,510-2,600	1,020	20	14,533.20
10	1,872	2	133.18	390	5,416	2	4,501.47	2,610-2,700	788	20	14,658.73
20	2,121	2	198.31	400	5,202	2	4,603.47	2,710-2,800	660	20	14,773.62
30	2,978	2	275.48	410	5,122	2	4,704.68	2,810-2,900	544	20	14,877.92
40	3,978	2	364.67	420	5,050	2	4,805.17	2,910-3,000	443	20	14,972.04
50	5,087	2	465.53	430	4,873	2	4,903.89	3,010-3,100	336	20	15,054.01
60	5,974	2	574.83	440	4,839	2	5,002.26	3,110-3,200	306	20	15,132.24
70	6,737	2	690.90	450	4,701	2	5,099.22	3,210-3,300	278	20	15,206.80
80	7,267	2	811.45	460	4,385	2	5,192.85	3,310-3,400	206	20	15,270.98
90	7,847	2	936.72	470	4,431	2	5,286.99	3,410-3,500	155	20	15,326.65
100	7,954	2	1,062.84	480	4,367	2	5,380.44	3,510-3,600	139	20	15,379.37
110	8,002	2	1,189.34	490	4,275	2	5,472.90	3,610-3,700	122	20	15,428.76
120	8,276	2	1,317.99	500	2,545	2	5,564.24	3,710-3,800	71	20	15,466.44
130	8,359	2	1,447.28	510-550	19,846	10	5,989.72	3,810-3,900	84	20	15,507.42
140	8,232	2	1,575.59	560-600	17,549	10	6,408.63	3,910-4,000	64	20	15,543.19
150	8,285	2	1,704.31	610-650	15,916	10	6,807.57	4,010-4,100	66	20	15,579.52
160	8,185	2	1,832.25	660-700	14,512	10	7,188.51	4,110-4,200	58	20	15,613.57
170	8,028	2	1,958.96	710-750	13,135	10	7,550.93	4,210-4,300	52	20	15,645.81
180	7,911	2	2,084.74	760-800	12,166	10	7,899.72	4,310-4,400	38	20	15,673.37
190	7,869	2	2,210.19	810-850	11,176	10	8,234.02	4,410-4,500	39	20	15,701.29
200	7,731	2	2,334.53	860-900	10,489	10	8,557.88	4,510-4,600	37	20	15,728.49
210	7,595	2	2,457.77	910-950	9,695	10	8,869.24	4,610-4,700	21	20	15,748.98
220	7,414	2	2,579.54	960-1,000	9,097	10	9,295.78	4,710-4,800	29	20	15,773.06
230	7,543	2	2,702.36	1,010-1,100	16,181	20	9,864.65	4,810-4,900	19	20	15,792.55
240	7,320	2	2,823.35	1,110-1,200	13,962	20	10,393.08	4,910-5,000	19	20	15,812.04
250	7,240	2	2,943.68	1,210-1,300	12,128	20	10,885.58	5,010-5,500	76	100	15,899.21
260	7,069	2	3,062.58	1,310-1,400	10,301	20	11,339.47	5,510-6,000	44	100	15,965.54
270	6,998	2	3,180.88	1,410-1,500	8,912	20	11,761.65	6,010-6,500	32	100	16,022.10
280	6,745	2	3,297.02	1,510-1,600	7,340	20	12,144.79	6,510-7,000	21	100	16,067.92
290	6,613	2	3,412.02	1,610-1,700	6,282	20	12,499.24	7,010-7,500	15	100	16,106.64
300	6,504	2	3,526.07	1,710-1,800	5,271	20	12,823.92	7,510-8,000	1	100	16,116.64
310	6,475	2	3,639.86	1,810-1,900	4,386	20	13,120.09	8,010-8,500	3	100	16,133.96
320	6,269	2	3,751.83	1,910-2,000	3,625	20	13,389.34	8,510-9,000	1	100	16,143.96
330	6,060	2	3,861.92	2,010-2,100	2,936	20	13,631.66	9,010-9,500	2	100	16,158.10
340	6,036	2	3,971.79	2,110-2,200	2,403	20	13,850.88	9,510-10,000	1	100	16,168.10
350	5,874	2	4,080.17	2,210-2,300	1,976	20	14,049.67	10,010-12,000	2	400	16,196.38
360	5,722	2	4,187.14	2,310-2,400	1,604	20	14,228.77	12,010-14,000	3	400	16,231.02
370	5,674	2	4,293.66	2,410-2,500	1,306	20	14,390.38	14,010-16,000	1	400	16,251.02

TABLA 2

DETERMINACION DEL COEFICIENTE DE VARIACION PARA \bar{X}_{st} EN LA TARIFA A .

No. DE ESTRATOS	ESTRATO h	RANGO DE kWh	ocum \sqrt{f}	ocum \sqrt{f}	TOTAL	PESO	N_h	N_h^2	$\sqrt{N_h}$
			REAL	CALCULADO	DE USUARIOS	DEL	$\sum_{i=1}^{N_h} x_{hi}$	$\sum_{i=1}^{N_h} x_{hi}^2$	
				N_h	ESTRATO W_h				
1	1	0 - 16,000	16,251.02	16,251.02	549,607	1.00000	333,208,695	380,110,617,425	569.24
2	1	0 - 850	8,234.02	8,125.51	415,917	0.75675	143,573,570	69,904,800,300	221.15
	2	860 - 16,000	16,251.02	16,251.02	133,690	0.24325	189,635,125	310,205,817,125	555.22
Total					549,607	1.00000			
3	1	0 - 480	5,380.44	5,417.01	304,797	0.55457	71,260,170	21,635,906,300	127.75
	2	490 - 1,300	10,885.58	10,834.02	182,672	0.33237	147,892,835	129,250,957,675	228.23
	3	1,310 - 16,000	16,251.02	16,251.02	62,138	0.11306	114,055,690	229,223,753,450	565.51
Total					549,607	1.00000			
4	1	0 - 350	4,080.17	4,062.76	239,633	0.43601	44,105,820	10,229,850,600	93.87
	2	360 - 850	8,234.02	8,125.52	176,284	0.32074	99,467,750	59,674,949,700	141.90
	3	860 - 1,600	12,144.79	12,188.28	98,105	0.17850	113,917,950	136,510,187,500	207.68
	4	1,610 - 16,000	16,251.02	16,251.02	35,585	0.06475	75,717,175	173,695,629,625	594.72
Total					549,607	1.00000			
5	1	0 - 280	3,297.02	3,250.20	195,802	0.35626	30,115,580	5,746,883,600	75.45
	2	290 - 600	6,408.63	6,500.40	153,210	0.27876	65,208,640	29,029,925,200	91.24
	3	610 - 1,100	9,864.65	9,750.60	112,367	0.20445	92,482,035	78,382,494,925	141.99
	4	1,110 - 1,900	13,120.09	13,000.80	68,582	0.12478	97,468,610	141,789,386,550	218.25
	5	1,910 - 16,000	16,251.02	16,251.02	19,646	0.03575	47,933,830	125,161,927,150	646.41
Total					549,607	1.00000			

TABLA 2 (CONTINUACION)

ESTRATO	TAMAÑO DE LA MUESTRA							DE	DEL	COEFICIENTE DE VARIACION
	$W_h \nabla x_h$	$\frac{W_h \nabla x_h}{\sum W_h \nabla x_h}$	n_h $\sum n_h = n$	$\frac{W_h^2 \nabla x_h^2}{n_h}$	$(fpc)_h$	$\frac{W_h^2 \nabla x_h^2 (fpc)_h}{n_h}$	$\sqrt{(Est)}$			
1	569.24	1.00000	200	1,620.17	0.99964	1,619.59	40.24	606.27	6.64	
1	167.36	0.35340	111	252.32	0.99973	252.25				
2	135.06	0.44660	89	204.95	0.99933	204.81				
Total	302.42	1.00000	200			457.06	21.38	606.27	3.53	
1	70.85	0.33634	67	74.91	0.99978	74.89				
2	75.86	0.36012	72	79.92	0.99961	79.89				
3	63.94	0.30354	61	67.01	0.99902	66.94				
Total	210.65	1.00000	200			221.72	14.89	606.27	2.46	
1	40.93	0.25262	50	33.50	0.99979	33.49				
2	45.51	0.28089	56	36.99	0.99968	36.98				
3	37.07	0.22880	46	29.88	0.99953	29.87				
4	38.51	0.23769	48	30.89	0.99865	30.83				
Total	162.02	1.00000	200			131.19	11.43	606.27	1.89	
1	26.88	0.20413	41	17.62	0.99979	17.62				
2	25.43	0.19312	39	16.59	0.99975	16.59				
3	29.03	0.22046	44	19.15	0.99961	19.14				
4	27.23	0.20679	41	18.09	0.99940	18.08				
5	23.11	0.17550	35	15.26	0.99822	15.23				
Total	131.68	1.00000	200			86.66	9.31	606.27	1.54	

TABLA 3

USUARIOS EN LA TARIFA B DE ACUERDO A SUS KILOWATTS

kW	MWh	kW	MWh	kW	MWh	kW	MWh	kW	MWh
768	253.066	1,252	648.360	1,632	693.440	2,340	800.100	4,380	2,260.000
787	348.560	1,276	412.560	1,656	649.808	2,352	908.300	4,400	1,506.666
796	428.560	1,278	459.900	1,664	824.933	2,368	608.266	4,560	2,019.200
816	322.400	1,280	613.333	1,680	587.800	2,370	903.750	4,560	1,583.333
835	329.880	1,286	655.000	1,689	435.260	2,380	1,132.371	4,960	2,147.680
936	251.800	1,286	423.760	1,696	750.120	2,400	965.472	4,960	2,111.750
936	285.700	1,296	321.960	1,677	713.100	2,560	1,685.066	5,040	1,146.800
950	247.150	1,296	654.200	1,728	402.533	2,600	729.293	5,600	2,296.000
954	453.200	1,300	505.990	1,740	513.920	2,607	1,243.520	5,628	2,634.800
956	511.296	1,308	613.700	1,767	369.625	2,664	1,392.600	5,984	1,394.030
979	446.080	1,310	309.960	1,776	694.200	2,712	1,089.200	6,048	2,015.600
984	652.500	1,328	532.133	1,776	611.066	2,730	748.333	6,048	3,371.200
988	290.800	1,350	725.850	1,800	576.400	2,740	1,014.480	6,240	1,991.500
1,008	298.080	1,350	573.500	1,800	808.566	2,784	1,444.600	6,400	2,943.461
1,008	332.640	1,360	331.066	1,800	592.200	2,830	1,044.360	6,880	3,143.005
1,022	450.960	1,360	273.000	1,800	737.400	2,880	978.880	7,000	2,910.666
1,036	516.840	1,368	507.600	1,806	594.560	2,880	1,338.333	7,200	1,460.800
1,038	376.080	1,368	519.700	1,814	594.840	2,896	1,326.400	7,220	4,097.923
1,042	341.568	1,382	339.840	1,818	417.150	2,940	1,131.000	7,335	4,177.200
1,045	536.700	1,390	572.050	1,824	940.266	2,960	1,134.000	7,440	1,311.000
1,056	565.000	1,396	479.520	1,828	945.840	3,024	1,556.000	7,500	2,924.750
1,075	396.240	1,404	314.775	1,840	723.416	3,024	1,353.300	7,650	4,811.500
1,080	301.100	1,416	307.200	1,868	652.016	3,040	855.720	7,800	3,663.000
1,094	391.040	1,440	494.000	1,872	449.000	3,216	1,194.750	8,160	4,106.000
1,102	465.737	1,464	730.200	1,881	452.960	3,240	893.166	8,400	2,787.500
1,104	384.933	1,498	650.650	1,932	658.700	3,360	1,585.333	8,508	2,959.000
1,113	251.760	1,504	473.333	1,995	477.166	3,375	1,567.551	8,640	3,965.100
1,120	468.820	1,512	782.500	2,000	586.880	3,384	1,211.700	11,200	4,125.250
1,144	445.866	1,516	370.000	2,016	758.520	3,480	1,803.800	13,392	8,296.000
1,152	476.133	1,530	539.400	2,030	792.750	3,552	1,482.400	13,440	8,659.416
1,166	433.320	1,530	771.150	2,048	736.000	3,680	1,483.333	13,550	7,682.666
1,166	544.320	1,536	633.000	2,088	782.850	3,744	1,295.600	13,880	8,228.108
1,168	269.266	1,536	367.360	2,095	636.100	3,744	1,892.400	14,130	6,513.333
1,171	291.120	1,560	442.750	2,096	660.800	3,760	1,291.791	15,320	9,063.333
1,176	494.000	1,560	278.250	2,112	950.933	3,840	2,610.666	15,735	8,461.400
1,180	478.720	1,560	725.600	2,140	644.040	3,860	1,343.500	15,810	2,883.146
1,180	489.840	1,560	590.000	2,150	886.080	3,952	1,729.638	19,620	3,124.000
1,200	499.333	1,569	402.960	2,160	779.250	3,980	1,552.340	21,600	11,475.833
1,200	528.080	1,570	699.600	2,257	717.937	4,032	1,758.666	27,800	14,020.000
1,204	485.800	1,584	463.600	2,292	488.104	4,096	1,292.544	27,360	15,923.750
1,228	356.080	1,632	647.200	2,304	862.500	4,128	2,432.400	35,280	11,723.400
1,248	357.760	1,632	702.933	2,336	718.666	4,320	1,469.500	39,400	15,245.083

T A B L A 4

USUARIOS EN LA TARIFA B DE ACUERDO AL PROMEDIO ANUAL EN MEGAWATTHORAS

kW		MWh		kW		MWh		kW		MWh		kW		MWh	
940	242.160	1,872	449.000	1,776	611.066	2,304	862.500	3,480	1,803.600						
1,113	251.760	1,022	450.960	1,280	613.333	2,150	886.080	3,744	1,892.400						
936	251.800	1,881	452.960	1,308	613.700	7,270	653.166	6,240	1,991.500						
768	253.056	544	453.200	1,536	633.000	2,370	903.750	6,048	2,015.600						
1,168	269.266	1,278	459.900	2,095	636.100	1,824	940.266	4,560	2,019.200						
1,360	273.000	1,584	463.600	2,140	644.040	1,828	945.840	4,960	2,111.750						
1,560	278.250	1,102	465.737	1,632	647.200	2,112	950.933	4,960	2,147.680						
936	285.700	1,120	468.820	1,252	648.360	2,400	965.472	4,380	2,260.000						
988	290.800	1,504	473.333	1,656	649.808	2,880	978.880	5,600	2,296.000						
1,171	291.120	1,152	476.133	1,498	650.650	2,352	986.300	4,128	2,432.400						
1,008	298.080	1,995	477.166	1,868	652.016	2,740	1,014.480	3,840	2,610.666						
1,080	301.100	1,180	478.720	984	652.500	2,830	1,044.360	5,628	2,634.800						
1,416	307.200	1,396	479.520	1,296	654.200	2,712	1,089.200	8,400	2,787.500						
1,310	309.960	1,204	485.800	1,286	655.040	2,940	1,131.000	15,810	2,883.146						
1,404	314.775	2,292	488.104	1,932	655.700	2,380	1,132.371	7,000	2,910.666						
1,296	321.960	1,180	489.840	2,096	660.800	2,960	1,134.000	7,500	2,924.750						
816	322.400	1,440	494.000	1,632	693.440	5,040	1,146.800	6,400	2,943.461						
835	329.880	1,176	494.000	1,776	694.200	3,216	1,194.750	8,508	2,959.000						
1,360	331.066	1,200	499.333	1,570	699.600	3,384	1,211.700	19,620	3,124.000						
1,008	332.640	1,300	505.990	1,632	702.933	2,607	1,243.520	6,880	3,143.005						
1,382	339.840	1,368	507.600	1,699	713.300	3,760	1,291.791	7,440	3,111.000						
1,042	341.568	956	511.296	2,257	717.937	4,096	1,292.544	6,048	3,371.200						
787	348.560	1,740	513.920	2,336	718.666	3,744	1,295.600	7,200	3,460.800						
1,228	356.080	1,036	516.840	1,840	723.416	2,896	1,326.400	7,800	3,663.000						
1,248	357.760	1,368	519.700	1,560	725.600	2,880	1,338.333	8,640	3,965.100						
1,536	367.360	1,200	528.080	1,350	725.850	3,024	1,353.300	7,220	4,097.923						
1,516	370.000	1,328	532.133	2,600	729.293	2,664	1,392.600	8,160	4,106.000						
1,038	376.080	1,045	536.700	1,464	730.200	5,984	1,394.080	11,200	4,125.250						
1,104	384.933	1,530	539.400	2,048	736.000	2,784	1,444.600	7,335	4,177.200						
1,094	391.040	1,166	544.320	1,800	737.400	4,320	1,469.500	7,650	4,811.500						
1,075	396.240	1,056	565.000	2,730	748.333	3,552	1,482.400	14,130	6,513.333						
1,728	402.533	1,767	569.625	1,696	750.120	3,680	1,483.333	13,550	7,682.666						
1,569	402.960	1,390	572.050	2,016	758.520	4,400	1,506.666	13,880	8,228.108						
1,276	412.560	1,350	573.500	1,530	771.150	3,860	1,543.500	13,392	8,296.000						
1,818	417.150	1,800	576.400	2,160	779.250	3,980	1,552.340	15,735	8,461.400						
1,286	423.760	2,000	586.880	1,512	782.500	3,024	1,556.000	13,440	8,659.416						
796	428.560	1,680	587.800	2,088	782.850	3,375	1,567.551	15,520	9,063.333						
1,166	433.320	1,560	590.000	2,030	792.750	4,560	1,583.333	21,600	11,475.833						
1,689	435.260	1,800	592.200	2,340	800.100	3,360	1,585.333	35,280	11,723.400						
1,560	442.750	1,806	594.560	1,800	808.566	2,560	1,685.066	27,180	14,020.000						
1,144	445.866	1,814	594.840	1,664	824.933	3,952	1,729.638	39,400	15,245.083						
979	446.080	2,368	608.266	3,040	855.720	4,032	1,758.666	27,360	15,923.750						

TABLA 5

DISTRIBUCION DE FRECUENCIAS PARA USUARIOS EN LA
 TARIFA B ARREGLADOS EN INTERVALOS DE KILOWATTS,
 APLICANDO LA REGLA ACUMULATIVA \sqrt{uf}

KILOWATTS	f	u	\sqrt{uf}	acum \sqrt{uf}
701 - 800	3	1	1.7320	1.7320
801 - 900	2	1	1.4142	3.1462
901 - 1,000	8	1	2.8284	5.9746
1,001 - 1,100	11	1	3.3166	9.2912
1,101 - 1,200	15	1	3.8729	13.1641
1,201 - 1,300	12	1	3.4641	16.6282
1,301 - 1,400	12	1	3.4641	20.0923
1,401 - 1,500	5	1	2.2360	22.3283
1,501 - 1,600	14	1	3.7416	26.0699
1,601 - 1,700	9	1	3.0000	29.0699
1,701 - 1,800	9	1	3.0000	32.0699
1,801 - 1,900	9	1	3.0000	35.0699
1,901 - 2,000	3	1	1.7320	36.8019
2,001 - 2,100	6	1	2.4494	39.2513
2,101 - 2,200	4	1	2.0000	41.2513
2,201 - 2,300	2	1	1.4142	42.6655
2,301 - 2,400	8	1	2.8284	45.4939
2,401 - 2,600	2	2	2.0000	47.4939
2,601 - 2,800	6	2	3.4641	50.9580
2,801 - 3,000	6	2	3.4641	54.4221
3,001 - 3,200	3	2	2.4494	56.8715
3,201 - 3,400	5	2	3.1622	60.0337
3,401 - 3,600	2	2	2.0000	62.0337
3,601 - 3,800	4	2	2.8284	64.8621
3,801 - 4,000	4	2	2.8284	67.6905
4,001 - 4,200	3	2	2.4494	70.1399
4,201 - 4,400	3	2	2.4494	72.5893
4,401 - 4,600	2	2	2.0000	74.5893
4,601 - 5,000	2	4	2.8284	77.4177
5,001 - 6,000	4	10	6.3245	83.7422
6,001 - 7,000	6	10	7.7459	91.4881
7,001 - 8,000	7	10	8.3666	99.8547
8,001 - 10,000	4	20	8.9442	108.7989
10,001 - 12,000	1	20	4.4721	113.2710
12,001 - 14,000	4	20	8.9442	122.2152
14,001 - 16,000	4	20	8.9442	131.1594
16,001 - 20,000	1	40	6.3245	137.4839
20,001 - 30,000	3	100	17.3205	154.8044
30,001 - 40,000	2	100	14.1421	168.9465

TABLA 6
DISEÑO DE UNA MUESTRA ESTRATIFICADA PARA LA ESTIMACION DE \bar{Y} EN LA TARIFA B

ESTRATO h	RANGO DE KILOWATT	ocum \sqrt{f} REAL	ocum \sqrt{f} CALCULADO	TAMAÑO DE LA POBLACION N_h	PESO DEL ESTRATO W_h	N_h $\sum_{i=1} y_{hi}$	N_h^2 $\sum_{i=1} y_{hi}^2$	$\sqrt{y_h}$
1	701 - 1,700	29.07	28.16	91	0.43333	115,840	152,854,782	244.82
2	1,701 - 3,200	56.87	56.32	58	0.27619	130,670	304,372,414	418.48
3	3,201 - 6,000	83.74	84.48	29	0.13810	120,815	518,834,081	744.37
4	6,001 - 12,000	113.27	112.64	18	0.08571	135,669	1,047,746,597	1,217.20
5	12,001 - 20,000	137.48	140.80	9	0.04286	135,077	2,059,254,189	1,998.23
6	20,001 - 40,000	168.95	168.95	5	0.02381	150,820	4,750,920,400	7,099.05
				<u>210</u>	<u>1.00000</u>	<u>788,891</u>	<u>8,833,982,463</u>	

ESTRATO h	$W_h \nabla y_h^2$	$W_h \nabla y_h$	$\frac{W_h \nabla y_h}{\sum W_h \nabla y_h}$	TAMAÑO DE LA MUESTRA PRELIMINAR n_h	TAMAÑO DE LA MUESTRA AJUSTADO n'_h	$\frac{(W_h \nabla y_h)^2}{n_h}$	$(fpc)_h = (1 - n'_h/N_h)$	$\frac{(fpc)_h (W_h \nabla y_h)^2}{n'_h}$
1	25,972.26	106.09	0.15522	8	17	662.06	0.81319	538.38
2	48,366.76	115.58	0.16911	9	18	742.15	0.68966	511.83
3	76,520.35	102.80	0.15041	8	16	660.49	0.44828	296.08
4	126,985.58	104.33	0.15265	8	16	680.30	0.11111	75.59
5	171,137.46	85.64	0.12530	6	9	814.91	0	0
6	1,199,940.19	169.03	0.24731	12	5	5,714.23	0	0
	<u>1,648,922.60</u>	<u>683.47</u>	<u>1.00000</u>	<u>51</u>	<u>81</u>			<u>1,421.88</u>

$$\bar{Y} = 3,756.62, \quad \sqrt{(\bar{y}_{st})^2} = 37.71$$

COEFICIENTE DE VARIACION = 1.00 %

TABLA 7
TAMAÑOS DE LA MUESTRA DE ESTRATOS AJUSTADOS PARA ELIMINAR
EL SOBREMUESTREO

$$I. \quad n' = \frac{(514.44)^2}{1,411.22 + \frac{1}{210} (448,982.41)} = 75$$

ESTRATO h	$w_h \nabla y_h$	$\frac{w_h \nabla y_h}{\sum w_h \nabla y_h}$	TAMAÑO DE LA MUESTRA
1	106.09	0.20623	15
2	115.58	0.22467	17
3	102.80	0.19983	15
4	104.33	0.20280	15
5	85.64	0.16647	13
6	*	*	*
	<u>514.44</u>	<u>1.00000</u>	<u>75</u>

$$II. \quad n' = \frac{(428.80)^2}{1,411.22 + \frac{1}{210} (277,844.95)} = 67$$

ESTRATO h	$w_h \nabla y_h$	$\frac{w_h \nabla y_h}{\sum w_h \nabla y_h}$	TAMAÑO DE LA MUESTRA
1	106.09	0.24741	17
2	115.58	0.26954	18
3	102.80	0.23974	16
4	104.33	0.24331	16
5	*	*	*
6	*	*	*
	<u>428.80</u>	<u>1.00000</u>	<u>67</u>

TABLA 8
REGRESION LINEAL DE DEMANDA MAXIMA (KILOWATTS) EN EL
PROMEDIO MENSUAL (MEGAWATTHORAS)

Modelo: $y = b_0 + b_1 x + E$

Estimación de parámetros:

$$b_1 = \frac{N\sum xy - (\sum X)(\sum Y)}{N\sum x^2 - (\sum X)^2} = \frac{544,094,269,246.53}{268,669,822,626.72} = 2.0251$$

$$b_0 = \bar{y} - b_1 \bar{x} = 3,756.6238 - 3,217.8541 = 538.7697$$

Hipotesis nula , $H_0 : b_1 = 0$

Hipotesis alterna , $H_1 : b_1 \neq 0$

TABLA 9
 DISTRIBUCION DE FRECUENCIAS PARA USUARIOS EN LA TARIFA
 B ARREGLADOS EN INTERVALOS DE MEGAWATTHORAS APLICANDO
 LA REGLA ACUMULATIVA \sqrt{uf}

MEGAWATTHORAS	f	u	\sqrt{uf}	acum \sqrt{uf}
201 - 300	11	1	3.3166	3.3166
301 - 400	20	1	4.4721	7.7887
401 - 500	30	1	5.4772	13.2659
501 - 600	22	1	4.6904	17.9563
601 - 700	20	1	4.4721	22.4284
701 - 800	19	1	4.3588	26.7872
801 - 900	7	1	2.6457	29.4329
901 - 1,000	7	1	2.6457	32.0786
1,001 - 1,100	3	1	1.7320	33.8106
1,101 - 1,200	5	1	2.2360	36.0466
1,201 - 1,300	5	1	2.2360	38.2826
1,301 - 1,400	5	1	2.2360	40.5186
1,401 - 1,500	4	1	2.0000	42.5186
1,501 - 1,600	7	1	2.6457	45.1643
1,601 - 1,700	1	1	1.0000	46.1643
1,701 - 1,800	2	1	1.4142	47.5785
1,801 - 1,900	2	1	1.4142	48.9927
1,901 - 2,000	1	1	1.0000	49.9927
2,001 - 2,200	4	2	2.8284	52.8211
2,201 - 2,400	2	2	2.0000	54.8211
2,401 - 2,600	1	2	1.4142	56.2353
2,601 - 2,800	3	2	2.4494	58.6847
2,801 - 3,000	5	2	3.1622	61.8469
3,001 - 3,200	2	2	2.0000	63.8469
3,201 - 3,400	2	2	2.0000	65.8469
3,401 - 3,600	1	2	1.4142	67.2611
3,601 - 3,800	1	2	1.4142	68.6753
3,801 - 4,000	1	2	1.4142	70.0895
4,001 - 6,000	5	20	10.0000	80.0895
6,001 - 8,000	2	20	6.3245	86.4140
8,001 - 10,000	5	20	10.0000	96.4140
10,001 - 13,000	2	30	7.7459	104.1599
13,001 - 16,000	3	30	9.4868	113.6467
			<u>113.6467</u>	

TABLA 10
DISEÑO DE UNA MUESTRA ESTRATIFICADA PARA LA ESTIMACION DE \bar{X} EN LA TARIFA B

ESTRATO h	RANGO DE MEGAWATT HORAS	DE	ocum \sqrt{y} REAL	ocum \sqrt{y} CALCULADO	TAMAÑO DE LA POBLACION N_h	PESO DEL ESTRATO W_h	$\sum_{i=1}^{N_h} x_{hi}$	$\sum_{i=1}^{N_h} x_{hi}^2$	$\sqrt{v_{xh}}$
1	201 -	600	17.96	18.94	83	0.39524	35,735.20	16,223,009.26	101.06
2	601 -	1,300	38.28	37.88	66	0.31429	54,926.51	48,272,196.45	193.50
3	1,301 -	2,600	56.24	56.82	29	0.13809	49,722.97	88,102,104.03	318.92
4	2,601 -	6,000	80.09	75.76	20	0.09524	68,009.97	238,637,936.98	622.82
5	6,001 -	10,000	96.41	94.70	7	0.03333	56,904.26	466,697,021.39	827.85
6	10,001 -	16,000	113.65	113.65	5	0.02381	68,388.07	951,671,620.34	2,017.80
					210	1.00000	333,686.98	1,809,603,888.45	

ESTRATO h	$W_h \bar{v}_{xh}^2$	$W_h \bar{v}_{xh}$	$\frac{W_h \bar{v}_{xh}}{\sum W_h \bar{v}_{xh}}$	TAMAÑO DE LA MUESTRA PRELIMINAR $n_h(a)$	TAMAÑO DE LA MUESTRA AJUSTADO n_h	$\frac{(W_h \bar{v}_{xh})^2}{n_h}$	$(1 - \frac{n_h}{N_h})$	$\frac{(fpc)_h (W_h \bar{v}_{xh})^2}{n_h}$	
1	4,036.33	39.94	0.141974	10	15	106.35	0.81928	87.13	
2	12,384.31	62.39	0.221776	15	23	169.24	0.65152	110.26	
3	14,044.92	44.04	0.156548	11	16	121.22	0.44828	54.34	
4	36,943.78	59.32	0.210863	14	20	175.94	0	0	
5	22,842.43	27.59	0.098073	7	7	108.74	0	0	
6	96,942.40	48.04	0.170766	12	5	461.57	0	0	
					69	86			251.73

$$\bar{X} = 1,588.99, \sqrt{V(\bar{x}_{gt})} = 15.87$$

Coeficiente de variación = 1.00%

$$V \text{ Variación deseada } = (0.01 \times 1,588.99)^2 = 252.49; n = (281.32)^2 / (252.49 + 187,194.17/210) = 69$$

TABLA II
TAMAÑOS DE LA MUESTRA DE ESTRATOS AJUSTADOS PARA
ELIMINAR EL SOBREMUESTREO

$$I. \quad n' = \frac{(233.28)^2}{252.49 + \frac{(90,251.77)}{210}} = 80$$

ESTRATO h	$w_h \sqrt{v_{x_h}}$	$\frac{w_h \sqrt{v_{x_h}}}{\sum w_h \sqrt{v_{x_h}}}$	TAMAÑO DE LA MUESTRA
1	39.94	0.1712	14
2	62.39	0.2674	21
3	44.04	0.1888	15
4	59.32	0.2543	20
5	27.59	0.1183	10
6	*	*	*
	<u>233.28</u>	<u>1.0000</u>	<u>80</u>

$$II. \quad n' = \frac{(205.69)^2}{252.49 + \frac{(67,409.36)}{210}} = 74$$

ESTRATO h	$w_h \sqrt{v_{x_h}}$	$\frac{w_h \sqrt{v_{x_h}}}{\sum w_h \sqrt{v_{x_h}}}$	TAMAÑO DE LA MUESTRA
1	39.94	0.1942	14
2	62.39	0.3033	23
3	44.04	0.2141	16
4	59.32	0.2884	21
5	*	*	*
6	*	*	*
	<u>205.69</u>	<u>1.0000</u>	<u>74</u>

$$III. \quad n' = \frac{(146.37)^2}{252.49 + \frac{(30,465.56)}{210}} = 54$$

ESTRATO h	$w_h \sqrt{v_{x_h}}$	$\frac{w_h \sqrt{v_{x_h}}}{\sum w_h \sqrt{v_{x_h}}}$	TAMAÑO DE LA MUESTRA
1	39.94	0.2729	15
2	62.39	0.4262	23
3	44.04	0.3009	16
4	*	*	*
5	*	*	*
6	*	*	*
	<u>146.37</u>	<u>1.0000</u>	<u>54</u>

TABLA 12

DETERMINACION DEL COEFICIENTE DE VARIACION PARA LA
ESTRATIFICACION DE \bar{Y} EN LA TARIFA B

ESTRATO h	RANGO DE MEGAWATTHORAS	N_h $\sum_{h=1}^{N_h} y_{hi}$	N_h $\sum_{h=1}^{N_h} y_{hi}^2$	σ_{y_h}	$\frac{(\sum p_h (w_h \sigma_{y_h})^2)}{n'_h}$
1	201 - 600	109,116	152,026,248	323.41	892.42
2	601 - 1,300	144,042	351,455,092	755.39	1,596.63
3	1,301 - 2,600	116,987	501,675,857	1,030.71	567.58
4	2,601 - 6,000	168,279	1,653,551,177	3,536.73	0
5	6,001 - 10,000	99,647	1,424,353,689	987.44	0
6	10,001 - 16,000	150,820	4,750,920,400	7,099.05	0
		<u>788,891</u>	<u>8,833,982,463</u>		<u>3,056.63</u>

$$\bar{Y} = 3,756.62, \quad \sqrt{V(\bar{y}_{ac})} = 55.29$$

Coefficiente de variación = 1.47 %.

TABLA 13

DETERMINACION DEL COEFICIENTE DE VARIACION PARA \bar{y}_{RC} EN LA TARIFA B

ESTRATO h	RANGO DE MEGAWATTHORAS	$\sum_{i=1}^{N_h} x_{hi} y_{hi}$	$\sum y_{xh}$	$\sum d_h^2$	$(\sum pc)_h (w_h \sum d_h^2)$ n_h
1	201 - 600	48,172,584.27	14,552.22	92,870.99	792.40
2	601 - 1,300	127,591,973.39	118,728.65	229,454.08	642.03
3	1,301 - 2,600	205,593,940.03	178,920.16	784,859.00	419.32
4	2,601 - 6,000	572,604,496.56	19,579.45	14,584,050.47	0
5	6,001 - 10,000	811,625,298.83	262,816.56	3,562,979.51	0
6	10,001 - 16,000	2,078,873,215.00	4,003,867.88	54,222,127.78	0
		<u>3,844,461,508.08</u>			<u>1,853.75</u>

$$\bar{y} = 3,756.62, \sqrt{V(\bar{y}_{RC})} = 43.06$$

Coeficiente de variación 1.15 %

TABLA 14

RELACION DE $\sqrt{y^2}$ y \bar{x} PARA LOS PRIMEROS 14 INTERVALOS DE MEGAWATTHORAS

INTERVALO DE MEGAWATTHORAS	$\sqrt{y^2}$	\bar{x}	$\sqrt{y^2}/\bar{x}$	$\sqrt{E^2}$	$\sqrt{E^2}/\bar{x}$
201 - 300	49,755.76	271.36	183.36	46,540.02	171.51
301 - 400	50,785.25	345.02	147.20	55,830.93	161.82
401 - 500	123,219.56	456.36	270.01	128,926.36	282.51
501 - 600	95,420.87	552.67	172.65	73,278.31	132.59
601 - 700	129,903.52	648.80	200.22	135,482.76	208.82
701 - 800	150,638.50	743.47	202.62	151,148.16	203.30
801 - 900	347,067.62	847.30	409.62	300,665.44	354.85
901 - 1,000	137,128.57	953.06	143.88	123,500.58	129.58
1,001 - 1,100	3,801.33	1,049.35	3.62	13,200.34	12.58
1,101 - 1,200	1,031,499.20	1,147.78	889.69	1,014,609.49	883.98
1,201 - 1,300	322,900.20	1,267.03	245.85	270,715.93	213.66
1,301 - 1,400	1,961,100.80	1,360.94	1,440.99	1,866,991.80	1,371.84
1,401 - 1,500	397,312.00	1,469.96	270.29	369,787.23	251.56
1,501 - 1,600	324,960.14	1,556.39	208.79	347,571.82	223.32

TABLA 15

REGRESION LINEAL PONDERADA DE DEMANDA MAXIMA (KILOWATTS)
 EN EL PROMEDIO MENSUAL (MEGAWATTHORAS)

Modelo : $y = b_0 + b_1 x + E = g(x) + E$

Estimación de parametros de mínimos cuadrados ponderados

$$\begin{aligned} \Sigma y &= 788,891 \\ \Sigma x &= 333,686.98 \\ \Sigma y/x &= 577.158515 \\ \Sigma 1/x &= 0.312991400 \\ N &= 210 \end{aligned}$$

$$b_0 = \frac{(\Sigma y/x)(\Sigma x) - N(\Sigma y)}{(\Sigma 1/x)(\Sigma x) - N^2} = 446.1826$$

$$b_1 = \frac{(\Sigma 1/x)(\Sigma y) - N(\Sigma y/x)}{(\Sigma 1/x)(\Sigma x) - N^2} = 2.083367$$

TABLA 16

CALCULO DEL COEFICIENTE DE VARIACION PARA \bar{y}_{at} EN LA TARIFA B

ESTRATO h	RANGO DE MEGAWATTHORAS	∇_{xh}^2	\bar{x}_h	∇_{yh}^2	∇_{yh}	$w_h \nabla_{yh}^2$
1	201 - 600	10,213.12	430.54	185,852.01	431.11	73,456.15
2	601 - 1,300	39,402.25	832.22	444,581.27	666.77	139,727.45
3	1,301 - 2,600	101,709.97	1,714.59	1,005,066.66	1,002.53	138,789.66
4	2,601 - 6,000	387,904.75	3,400.50	2,801,447.11	1,673.75	266,809.82
5	6,001 - 10,000	685,335.62	8,129.18	5,646,785.82	2,376.30	188,207.37
6	10,001 - 16,000	4,071,516.84	13,677.61	22,168,052.16	4,708.30	527,821.32
						<u>1,334,811.77</u>

ESTRATO h	$w_h \nabla_{yh}$	$\frac{w_h \nabla_{yh}}{\sum w_h \nabla_{yh}}$	TAMAÑO DE LA MUESTRA PREELIMINAR n_h	TAMAÑO DE LA MUESTRA AJUSTADO n'_h	$(fpc)_h$	$(fpc)_h (w_h \nabla_{yh})^2$ n'_h
1	170.39	0.196053	19	29	0.650602	366.56
2	209.56	0.241123	23	35	0.469697	756.40
3	138.44	0.159291	15	23	0.206897	182.23
4	159.41	0.183420	18	20	0	0
5	79.20	0.091129	9	7	0	0
6	112.10	0.128984	13	5	0	0
<u>869.10</u>		<u>1.000000</u>	<u>97</u>			

$\bar{y} = 3,756.62, \sqrt{V(\bar{y}_{at})} = 36.13$

Coeficiente de variación = 0.96

C A P I T U L O I V

T A R I F A S .

La máxima economía en la producción y distribución de energía eléctrica, depende en gran medida de que la carga total fuera aproximadamente constante. Esto no es posible, debido a que existen ciertas horas del día en las cuales los usuarios demandan más energía (horas pico) y otras horas, en las cuales la demanda es mínima (horas valle). Por otra parte, mediante el desarrollo de nuevas estructuras tarifarias, se puede incitar al usuario a que utilice la energía en las horas valle y no la utilice en las horas pico.

La recuperación financiera del Sector Eléctrico, va unida a la política tarifaria fijada por las autoridades hacendarias -- del país, además de otras medidas, tales como el incremento de la productividad y la asunción de pasivos por parte del Gobierno Federal.

Las políticas que anteriormente se realizaron en forma sostenida por las partes involucradas en la recuperación del Sector Eléctrico, se tuvieron que adecuar y enfrentar a cambios particulares, los cuales sin cambiar los lineamientos generales, han alterado los resultados inmediatos dentro de un marco social y económico, que también influyen sobre los avances logrados.

IV - 2

El ajuste de las tarifas que se han estado realizando en los últimos años, trata de compensar parcialmente los incrementos en los costos internos y externos con el consiguiente incremento en el precio real de la electricidad. No es posible reducir la presión financiera a que se ha sometido el Sector Eléctrico y atender en forma eficaz la creciente demanda del mercado eléctrico, sino se hacen llegar recursos por la venta de energía eléctrica, que contribuyan a aliviar esta presión financiera y por consiguiente realizar inversiones en obras nuevas y así garantizar un oportuno suministro que vaya acorde a las necesidades del país.

Los ajustes tarifarios de diciembre de 1984, lograron cierta mejoría desde el punto de vista de su relación deficitaria, pero a partir de la gran inflación por la que atraviesa México, esta relación se ha deteriorado en gran medida, por lo cual se concluye que los ingresos propios del Sector Eléctrico son insuficientes para cubrir los diversos conceptos que necesariamente debe erogar, por lo que opera con un gran déficit, este déficit ha sido suplido con financiamientos, aportaciones, transferencias y subsidios del Gobierno Federal.

La Secretaría de Hacienda y Crédito Público dice por medio de un folleto, que todas las tarifas son deficitarias y que procede un incremento¹. Por lo cual la captación de recursos se obtienen de tres fuentes: (a) Cobranza por venta de energía elec--

1) Acuerdo que autoriza el ajuste, modificación y restructuración de las tarifas para el suministro y venta de energía eléctrica 1986, Secretaría de Hacienda y Crédito Público. pp. 3-4.

IV - 3

trica; (b) Aportaciones directas de recursos fiscales de la federación; (c) Préstamos del exterior. Por lo tanto la captación de recursos se reduce tan sólo a la venta de energía eléctrica.

Una opción para aliviar la presión financiera y garantizar un oportuno suministro eléctrico, es hacer que las partes involucradas tomen conciencia de que se debe administrar la demanda y - hacer que las lleven a la práctica que es el objetivo de este trabajo.

IV.1 T A R I F A S .

OBJETIVOS DE LA EXPLOTACION DE UN SISTEMA DE PRODUCCION, - TRASMISION Y DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA.

Las empresas eléctricas encargadas de suministrar energía eléctrica a una determinada región, se fijan cierto número de objetivos entre los cuales destacan los siguientes:

- 1.- Asegurar en todo momento y en todo lugar el suministro de potencias activas y reactivas que los usuarios demanden, dentro de los límites establecidos en los contratos de suministro.
- 2.- Mantener una tasa de fallas inferior a 10 horas por año.
- 3.- Asegurar una duración media entre falla y falla mayor a 1000 horas.
- 4.- Garantizar que las tensiones se mantengan entre el 95% y el 105% de sus valores nominales; en México los valo

- res limites son de \pm 10% de su valor nominal.
- 5.- Garantizar que la frecuencia se mantenga entre el 99% y el 101% de su valor nominal.
 - 6.- Evitar que los disturbios debidos a un usuario repercutan sobre otros usuarios.
 - 7.- Asegurar el costo mínimo tomando en cuenta los registros históricos de la explotación.

C O S T O S .

Los medios disponibles para asegurar el abastecimiento de energía eléctrica en una empresa suministradora, consisten básicamente en una o varias plantas generadoras. Los tipos más comunes de plantas son: las centrales térmicas clásicas, las centrales nucleares (en México aún no funciona ninguna central de este tipo) y las centrales hidráulicas que aprovechan las corrientes de agua y las que aprovechan el agua acumulada en sus embalses. En México se dispone de igual manera de las centrales geotérmicas.

Los costos relacionados con este tipo de centrales, deben estar identificadas por separado como se ve a continuación:

- 1.- COSTOS FIJOS (independientemente del hecho de que funcione o no funcione).
- 2.- COSTOS HORARIOS por funcionamiento.
- 3.- COSTOS HORARIOS proporcionales a la potencia suministrada por la central a la red.

RELACION ENTRE SUMINISTRADOR Y USUARIO.

Los contratos de suministro de acuerdo con la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica, son el fundamento de la relación entre suministrador y usuario. Es decir, las tarifas dictan en función del tipo de servicio la demanda y la tensión de alimentación, la forma de regular la relación entre el suministrador y el usuario; de esta manera el usuario conoce lo que puede exigir al suministrador y también sabe de que forma puede retribuirlo.

CLASIFICACION DE TARIFAS DE ACUERDO CON SU APLICACION.

Las tarifas son el medio por el cual se puede facturar un bien o servicio, es en si una tabla o catálogo de precios.

El Sector Eléctrico ha fijado por medio de las autoridades hacendarias, un cierto número de tarifas que dependen del uso a que vaya destinada la energía.

En la mayoría de los casos cada tarifa tiene distintos niveles de consumo.

En México para la venta de energía eléctrica existen 12 tarifas, las cuales son de carácter nacional, de acuerdo con su aplicación las tarifas se clasifican en:

- a) TARIFAS PARA USOS ESPECIFICOS.
- b) TARIFAS PARA USOS GENERALES.

IV - 6

- a) Las tarifas para usos específicos se aplican a los suministros de energía eléctrica, utilizados para los propósitos que las mismas señalan; a este grupo corresponden las siguientes tarifas:

T A R I F A 1.

SERVICIO DOMESTICO.

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, cualquiera que sea la carga conectada individualmente a cada residencia, apartamento, apartamento en condominio o vivienda.

Estos servicios sólo se aplicarán en baja tensión y no deberá aplicárseles ninguna otra tarifa.

T A R I F A 1 - A.

SERVICIO DOMESTICO PARA LOCALIDADES CON CLIMA MUY CALIDO.

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, cualquiera que sea la carga conectada individualmente a cada residencia, apartamento, apartamento en condominio o vivienda, en localidades con clima muy cálido. Estos servicios sólo se suministrarán en baja tensión y no deberá aplicárseles ninguna otra.

T A R I F A 4.

SERVICIOS PARA MOLINOS DE NIXTAMAL Y TORTILLERIAS.

Esta tarifa sólo se aplicará para el servicio en baja tensión a molinos de nixtamal y/o tortillerías oficialmente autorizadas. Se permitirá para alumbrado en los locales de los mismos, - hasta un máximo de 40 watts por cada kilowatt de capacidad instalada en motores o cuando no haya estos, o sean de reducida capacidad hasta un máximo de 200 watts.

T A R I F A 5.

SERVICIO PARA ALUMBRADO PUBLICO.

Esta tarifa sólo se aplicará al suministro de energía eléctrica para el servicio de semáforos, de calles, plazas parques y jardines públicos.

T A R I F A 6.

SERVICIO PARA BOMBEO DE AGUAS POTABLES O NEGRAS
DE SERVICIO PUBLICO.

Esta tarifa se aplicará al suministro de energía eléctrica para servicio público de aguas potables o negras.

T A R I F A 9.

SERVICIO PARA BOMBEO DE AGUA PARA RIEGO AGRICOLA.

Esta tarifa se aplicará exclusivamente a los servicios en alta o baja tensión, que destinen la energía para el bombeo de -- agua utilizada en el riego de tierras dedicadas al cultivo de pro ductos agrícolas y al alumbrado del local donde se encuentre ins talado el equipo de bombeo.

El suministrador sólo está obligado a proporcionar el ser vicio a la tensión y capacidad disponibles en el punto de entre-- ga.

T A R I F A 10.

SERVICIO EN ALTA TENSION PARA REVENTA.

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía eléctrica en alta tensión para revenderla al público.-- Esta tarifa queda limitada, ya no se contratarán nuevos servi--- cios.

T A R I F A 11.

SERVICIO EN ALTA TENSION PARA MINAS.

Esta tarifa es obsoleta en el presente, los usuarios de --

IV - 9

esta tarifa se reubicaron en las tarifas 8 y 12 según el voltaje de alimentación¹.

b) TARIFAS PARA USOS GENERALES.

Son aplicables a cualquier uso del servicio eléctrico, exceptuando los servicios específicos antes señalados, salvo la tarifa 6 a cuyo caso puede aplicarse la tarifa 8 ó 12. A este grupo corresponden las siguientes tarifas:

T A R I F A 2.

SERVICIO GENERAL HASTA 25 KW DE DEMANDA.

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía en baja tensión a cualquier uso, con demanda hasta de 25 kilowatts, excepto a los servicios para los cuales se fija específicamente su tarifa, cuando el usuario no haga uso del servicio sólo cubrirá el cargo fijo, la demanda por contratar la fijará inicialmente el usuario, cuando el usuario exceda la demanda de 25 kilowatts, deberá solicitar al suministrador que le aplique la tarifa 3.

1) Evolución del precio del kWh en México período 1962-1984 Comisión Federal de Electricidad.

T A R I F A 3.

SERVICIO GENERAL PARA MAS DE 25 KW DE DEMANDA.

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía en baja tensión a cualquier uso, con demanda de más de 25 kilowatts a los servicios para los cuales se fija específicamente su tarifa.

T A R I F A 7.

SERVICIO TEMPORAL.

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía temporalmente a cualquier uso, exclusivamente donde y cuando la capacidad de las instalaciones del suministrador lo permitan y éste tenga líneas de distribución adecuadas para dar el servicio.

T A R I F A 8.

SERVICIO GENERAL EN ALTA TENSION.

Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía en alta tensión a cualquier uso, con una demanda inicial de 20 kilowatts o más.

T A R I F A 12.SERVICIO GENERAL PARA TENSIONES DE 66 KV O SUPERIORES.

Esta tarifa se aplicará a los usuarios que destinen la energía a cualquier uso suministrado a tensiones de 66 kilovolts o superiores.

IV.2 COSTO DEL ESTUDIO POR CLASE DE USUARIO.

En un estudio de administración de la demanda uno de sus principales objetivos es conocer el comportamiento de la demanda para poder modificar la curva de demanda, mediante el empleo de medios indirectos como sería el diseño de una nueva estructura tarifaria.

En la fase inicial de un estudio de administración de la demanda que es el estudio de carga se obtiene como resultado los factores de carga, de diversidad y el principal los patrones de demanda de las diferentes clases de usuarios (las principales clases de usuarios son: residenciales, comerciales, industriales y municipales).

El diseñador de tarifas necesita conocer como se compone la demanda del sistema, las demandas por grupo y sus diversidades para distribuir equitativamente los costos entre grupos de usuarios. La aplicación más importante del estudio de carga es en el

estudio del costo del servicio eléctrico. Es de vital importancia conocer las formas de las curvas de demanda diarias, semanales (tomando en cuenta la diferencia que hay entre los días hábiles y fines de semana), estacionales, de duración de carga, por consumidor (para el caso de usuarios importantes como son las industrias cementeras, acereras, fundiciones, etc.) o por grupo de usuarios.

En el Capítulo II Procedimientos del estudio de la demanda en el punto II.9 se presenta el " Costo de la investigación de la demanda " con los siguientes subtemas:

- a) El costo en pesos.
- b) El costo en habitantes.
- c) El costo en el tiempo.

IV.3 DESARROLLO DE NUEVAS ESTRUCTURAS TARIFARIAS.

La naturaleza compleja de las tarifas eléctricas, se deriva del hecho que la energía no se puede almacenar. En consecuencia, todas las tarifas deben ser estructuradas para reflejar el verdadero costo de suministro de una cantidad conocida de energía eléctrica en un sitio específico y de acuerdo con un tiempo dado. Es un requisito la legislación sobre el suministro de energía eléctrica que las autoridades establecen. No deben mostrar preferencia indebida hacia cualquier persona o clase de personas, no -

emplearán alguna discriminación indebida contra cualquier persona o clase de personas.

A causa de que la electricidad no puede ser almacenada ésta será producida en la cantidad requerida y al mismo instante -- que los consumidores la demanden. Evidentemente hay horas del -- día en que los consumidores demandan más energía. Esto da por re sultado demandas de máximo pico en el sistema, por lo que se nece sitará la disponibilidad de instalaciones de generación, transfor mación, transmisión y distribución adicionales para garantizar un suministro de electricidad, con un alto valor de confiabilidad en la situación de demanda de pico más difícil.

Durante los últimos años, los costos para suministrar ---- electricidad a usuarios que la demanden, tuvieron un ascenso sig-- nificativo debido a la gran inflación por la que atraviesa el --- país. Se entiende que el Sector Eléctrico enfrenta graves difi-- cultades para obtener los recursos necesarios para seguir crecien do. Recomendamos estimular al usuario para que modifique sus pa-- trones de consumo que disminuya el pico de demanda y que hagan -- uso racional de la energía eléctrica. Esto podrá lograrse implan tando nuevas estructuras tarifarias tales como: (a) TARIFAS HORA-- RIAS, (b) ENRIQUECIENDO LAS TARIFAS ESTACIONALES, (c) TARIFAS DE-- LOCALIZACION GEOGRAFICA. Pensamos que para disminuir el pico de-- demanda eléctrica, la aplicación de la TARIFA HORARIA es la que - dará resultado a un corto plazo.

IV.4 TARIFAS HORARIAS.

La tarifa horaria consiste en gravar los consumos dentro de las horas pico del sistema, y estimular los consumos dentro de las horas valle. Las tarifas horarias reflejan en forma más exacta los costos incurridos en la producción de energía en las horas pico y valle. Dichas tarifas pueden estar basadas en costos marginales o en costos promedios (en el pico y fuera del pico), este tipo de tarifa puede modificar la curva de demanda reduciendo el pico, trasplantando bloques de consumo de energía a las horas de la curva de demanda valle, permite además reducir el monto de las inversiones que se requieren a corto plazo y obtener una reserva de potencia suficiente¹.

La reducción del pico de demanda permitirá también transferir el uso de la energía hacia períodos del día en los que pueda aprovecharse la capacidad de unidades generadoras más eficientes y de menores costos de operación.

Estas tarifas podrán aplicarse a aquellos grupos de consumidores que en razón de su importancia y características de sus cargas representan la mayor aportación potencial a la reducción del pico de demanda del sistema.

1) Evaluación de un Proyecto Nacional de Administración de la Demanda Eléctrica en México, descripción de avances de un proyecto piloto. COMPAÑIA DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO, S.A. pp.1-2.

IV.5 TARIFAS ESTACIONALES.

Las tarifas estacionales se basan en la temperatura de las estaciones del año, este tipo de tarifas trata de ayudar a los usuarios de energía eléctrica de las regiones con temperaturas extremas (muy frío o muy cálido), debido a que este tipo de usuarios consumirán más energía eléctrica, la curva de demanda variará y el pico de demanda máximo se incrementará. Pensamos que se puede orientar al consumidor de estas regiones a que utilice otro tipo de energía en las horas de demanda pico (como son pequeñas plantas generadoras que utilicen petróleo, combustóleo, etc.) o si no tiene recursos para la utilización de este tipo de plantas, utilice la energía eléctrica para sus necesidades más imperiosas.

En México tenemos la tarifa I-A que es estacional, creada en Octubre de 1973, el principal objetivo de ésta tarifa es ayudar a los usuarios de las regiones con clima muy cálido.

En un principio el criterio para determinar que localidades se regirían por ésta tarifa, fue que la temperatura media mensual fuera de 25°C o mayor durante cuatro meses consecutivos. Posteriormente se revisó esta tarifa y cambió el criterio, bajando a dos meses consecutivos con temperatura media mensual de 25°C o mayor.

IV.6 TARIFAS DE LOCALIZACION GEOGRAFICA.

El principal objetivo de las tarifas de localización geográfica, es estimular la descentralización de la población de las grandes concentraciones urbanas (por ejemplo Distrito Federal, - Guadalajara, Monterrey, etc.), creando con esto focos de desarrollo, por ejemplo CORREDORES INDUSTRIALES, CENTROS AGRICOLAS, ---- ETC., en ciudades poco pobladas y de ser posible tratar de llevar estos corredores industriales relativamente cerca de las grandes plantas hidroeléctricas o termoeléctricas existentes, y de esta manera poder ayudar a la gran planta generadora de energía eléctrica del país.

Una manera de estructurar este tipo de tarifas, es hacer un estudio socioeconómico de las regiones, donde se vaya a aplicar este tipo de tarifa, basándose en el nivel de vida de dichas regiones, pero siempre tratando de estimular la descentralización de la población de las grandes urbes.

IV.7 TARIFAS POR CONSUMO EN BLOQUES.

Las tarifas por consumo en bloques tienen un claro sentido económico, se justifica un primer bloque para tener en cuenta algunos cargos fijos.

En el sistema tarifario del país existen cinco tarifas por

consumo en bloques, de las cuales cuatro tarifas tratan de ayudar al consumidor con precios bajos en el primer bloque, incrementándose este precio en los bloques siguientes según sea la tarifa, -- hasta llegar a un precio en el cual éste ya no varía aunque el -- consumo crezca indefinidamente. Como se ve claramente, estas tarifas tratan de ayudar al consumidor de bajos recursos.

Las tarifas de estas características son: la tarifa 1, la tarifa 1-A, la tarifa 2 y la tarifa 9.

La otra tarifa por consumo en bloques es la tarifa 10, ésta tiene otras características, en ésta el precio del primer bloque es alto y disminuye en los bloques siguientes. Como puede -- verse, en esta tarifa los primeros kilowatthoras consumidos son caros, comparados con los subsecuentes. Sin embargo, esta tarifa ya no se aplica en el presente, porque ya no hay energía definida para reventa.

IV.8 SERVICIOS INTERRUMPIBLES.

En la administración de la demanda eléctrica, existen dos tipos básicos para el corte de carga:

- 1.- MEDIOS DIRECTOS, como el corte de carga por subestación, alimentador, consumidor o bien por cargas seleccionadas.

2.- MEDIOS INDIRECTOS, como el empleo de una estructura tarifaria diferenciada o tarifa horaria.

Pensamos que debido a la idiosincracia del mexicano el corte de carga directo (medios directos) no sería aceptado por lo tanto, el corte de carga indirecto (medios indirectos) de autorregulación voluntaria se considera el instrumento más justo para lograr la administración de la demanda eléctrica que la desconexión de cargas controlada por la empresa eléctrica.

IV.9 EVALUACION DE TARIFAS VIGENTES.

El objeto de la evaluación de las tarifas vigentes, es ver hasta que punto se esta subsidiando dichas tarifas. El sistema eléctrico nacional cuenta con 11 tarifas, algunas de las cuales tienen un mayor subsidio que otras, este estudio está basado de los datos obtenidos en diciembre de 1984 del Departamento de Estadística de la Gerencia de Estudios Económicos de la Comisión Federal de Electricidad, otros datos se obtuvieron del acuerdo para el aumento de tarifas de diciembre de 1985 de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y que entrarán en vigor en Febrero de 1986, el estudio se podrá realizar, analizando cada tarifa y tratando de apegarse lo más posible a la realidad, esto nos dará una idea del costo del kilowattthora por cada tarifa.

**CONCEPTOS BASICOS QUE INTERVIENEN EN LA APLICACION
DE LAS TARIFAS.**

CONCURRENCIA DE TARIFAS.

En términos de las disposiciones relativas al suministro de energía eléctrica en vigor, para proporcionar servicio eléctrico dentro de un mismo predio o local conforme dos o más tarifas, deberá existir una separación física efectiva de las instalaciones y de los puntos de entrega a satisfacción del suministrador.

Se convendrá con el usuario el tiempo necesario para efectuar las modificaciones y una vez efectuadas, se contratarán los servicios aplicando las diferentes tarifas.

CARGA TOTAL CONECTADA.

En la solicitud del servicio, debe anotarse el valor de la demanda total, será igual a la suma máxima de los aparatos y motores que participan en el consumo en forma simultánea, esto es, para dimensionar el equipo de medición y si procede el suministro en dicha zona, para el caso del servicio doméstico, se hacen las siguientes recomendaciones:

- a) Para casa habitación con cinco lámparas o menos se deben tomar en cuenta:

- Total de contactos = 625 watts.

IV - 20

- Salidas para alumbrado 40 watts cada una.
por lo tanto:

$$\begin{aligned} \text{Carga total conectada} &= 625 \text{ watts} + 40 \text{ watts} \times 5 = \\ &= 825 \text{ watts máxima.} \end{aligned}$$

la carga puede disminuir al variar el número de lámparas.

b) Casas habitación con más de cinco lámparas:

- Total de contactos = 1250 watts.
- Salidas para alumbrado 40 watts cada una
por lo tanto

$$\begin{aligned} \text{Carga total conectada} &= 1250 \text{ watts} + 40 \text{ watts} \times 6 \\ &= 1490 \text{ watts mínima.} \end{aligned}$$

La carga puede aumentar al variar el número de lámparas.

DEMANDA CONTRATADA.

La demanda contratada la fijará inicialmente el usuario, se le solicita al usuario el cuadro de cargas o planos según el caso para determinar la demanda a contratar.

TARIFAS 1 Y 1-A

No incluyen el concepto de demanda contratada.

TARIFA 2

El límite máximo es de 25 kw de demanda.

TARIFA 3

La fijará el usuario, esta no deberá ser menor del 60% de

IV - 21

la carga total conectada, ni menor de 25 kw o menor de la capacidad del mayor motor o aparato instalado y se determina por medio del cuadro de cargas.

TARIFAS 4, 6 Y 9

Es similar al de la tarifa 3

TARIFA 5

La demanda por contratar será del 100% de la carga total - conectada en ciudades muy importantes como el D. F., se recomienda que se tenga un sistema operado por computadora para mantener permanentemente actualizada la información sobre la carga conecta da, que en este caso corresponde a la demanda, se toman en cuenta 12 horas diarias para determinar la carga total conectada, en los servicios de semáforos se toman en cuenta las 24 horas.

TARIFA 7

La demanda por contratar se hará de acuerdo con la carga - de los aparatos instalados y debe ser del 100%.

Por tratarse de un servicio temporal, el servicio podrá -- contratarse a medición de consumo y demanda y el usuario deposita rá el doble que resulte de aplicar los cargos por demanda y energía a la demanda y consumos estimados, durante un mes o por medio de un cálculo de las cargas y el tiempo de utilización.

TARIFA 8.

La demanda por contratar será la que el usuario declare en base a lo siguiente:

IV - 22

- Su valor no será menor del 60% de la carga total conectada.
- No será menor de 20 kw.
- No será menor de la capacidad del mayor motor o aparato instalado.
- Si el 60% de la carga total conectada excede la capacidad de la subestación, sólo se tomará como demanda contratada la capacidad de la subestación a un factor de 85%.

TARIFA 12

No tiene límites de demanda por contratar, se determina de los planos y cuadros de cargas y se hará sobre las siguientes bases:

- No será menor de la capacidad del mayor motor o aparato instalado.
- En caso de que el 60% de la carga total conectada exceda la capacidad de la subestación, se tomará como demanda contratada la capacidad de la subestación a un factor de potencia de 85% .
- No será menor del 60% de la carga total conectada.

DEPOSITOS DE GARANTIA.

Es el importe que garantice suficientemente el valor de las facturaciones, que por circunstancias no pueda pagar el usuario, su valor se calcula de acuerdo a la tarifa aplicable.

MINIMO MENSUAL.

El mínimo mensual será el equivalente al que establecen -- las tarifas, y se aplica en caso de que en las facturaciones resulte inferior, al aplicar las diferentes cuotas establecidas en dichas tarifas.

Las tarifas 1, 1-A y 4, lo establecen en relación a un determinado consumo. En las tarifas 2 y 6 es igual al cargo fijo, las tarifas 3, 8, 10 y 12, lo fijan en función del cargo por kilowatts de demanda máxima. Para la tarifa 5 se establece en función de la demanda contratada, las tarifas 7 y 9 no establecen mínimo mensual.

DEMANDA MAXIMA MEDIDA.

Se determina mensualmente por medio de instrumentos de medición, que indiquen la demanda medida en kilowatts en un intervalo de 15 minutos, en el cual el consumo de energía eléctrica sea mayor que en cualquier otro intervalo de 15 minutos.

FACTOR DE POTENCIA.

En el período de facturación, si el factor de potencia promedio es menor del 85% atrasado, el suministrador tendrá derecho a cobrar al usuario la cantidad que resulte de multiplicar la facturación normal, por el cociente que se obtenga de dividir la cantidad de 85% entre el factor de potencia medio atrasado, observa-

do en el periodo de facturación o sea:

$$\text{CARGO POR BAJO FACTOR DE POTENCIA} = \frac{\text{FACTURACION NETA} - \text{FACTURACION NORMAL}}{\text{FACTURACION NETA}}$$

$$\text{FACTURACION NETA} = \frac{\text{FACTURACION NORMAL} \times 85\%}{\text{FACTOR DE POTENCIA REGISTRADO EN \%}}$$

LECTURAS Y FACTURACION.

En todos los servicios se tomarán las lecturas de los medidores dentro de las fechas normales, salvo en los casos de los servicios contratados en la tarifa 7, cuando cuenten con equipo de medición, las lecturas se tomarán al inicio y al final del contrato de suministro. Las cuotas mensuales de las tarifas se aplicarán por mes calendario. Cuando se tenga el caso de que el periodo de facturación no coincida con este mes y tengan que aplicarse tarifas de diferente monto, se determinará un consumo promedio diario y así aplicar la tarifa vigente. Tratándose de demanda máxima medida, las cuotas correspondientes se aplicarán proporcionalmente a los días del periodo de facturación vigentes en el mismo.

ESTIMACIONES DE CONSUMO Y DEMANDAS.

Se presentan tres casos en los cuales deben hacerse estimaciones:

a) POR AVERIAS EN EL EQUIPO DE MEDICION.

El consumo se estimará de acuerdo al promedio de los -- tres últimos registros, excepto en tarifa 1-A, que será conforme al consumo del mismo mes del año anterior. -- Cuando sea necesario estimar la demanda, se hará en base al promedio aritmético de los tres últimos factores de carga que haya registrado el servicio.

$$\text{DEMANDA MAXIMA (kW)} = \frac{\text{KWH}}{\text{FACTOR DE CARGA} \times \text{HORAS DE PERIODO}}$$

El factor de carga se define como sigue:

$$\text{FACTOR DE CARGA} = \frac{\text{KWH}}{\text{KW} \times \text{HORAS DEL PERIODO.}}$$

$$\text{FACTOR DE CARGA PROMEDIO} = \frac{\text{F1} + \text{F2} + \text{F3}}{3}$$

F1 = Factor de carga de 1 mes anterior.

F2 = Factor de carga de 2 meses anteriores.

F3 = Factor de carga de 3 meses anteriores.

En caso de que únicamente exista historia de consumo y demanda de uno o dos meses anteriores, ésta se utilizará para determinar el factor de carga promedio.

b) POR NO INSTALAR EQUIPO DE MEDICION.

Cuando por algún motivo el suministro se llegue a conectar en forma directa, se hará previamente a la conexión un convenio con el usuario sobre las bases de la estimación: como los servicios tienen características diferentes, no hay ninguna metodología a seguir, pero para ---

proporcionar una idea de la demanda máxima podría ser - del 40% de la carga total conectada y el factor de carga se podría obtener de algún usuario con el mismo giro esto es a lo que se refiere a servicios en alta ten- sión. Para servicios en baja tensión, se podrán instalar en forma directa por las siguientes circunstancias:

- Por falta de medidores.

- Por corresponder a servicios rurales muy alejados.

En estos casos no se tiene algún indicio para hacer la estimación cercana a la realidad, se recurrirá a facturar los servicios, tomando como base la aplicación de las tablas de horarios aprobados por la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial. Una vez instalados los medidores, se facturará con lecturas reales, pero no se ajustarán los consumos estimados.

c) POR NO TOMAR LECTURAS A LOS APARATOS DE MEDICION.

Se seguirán las mismas instrucciones que se anotan en el caso "a".

MEDICION DE LOS SERVICIOS.

- 1.- Es obligación de la Comisión Federal de Electricidad - instalar por su cuenta los equipos y aparatos necesarios para determinar el consumo de energía, la demanda o potencia máxima y el factor de potencia. Los métodos de medición deben corresponder con las normas vigentes aprobadas por las autoridades de la materia y -

ley del servicio de energía eléctrica.

- 2.- Será necesario a fin de incluir en las facturaciones - que se expiden a los usuarios, los cargos por consumo, demanda y/o factor de potencia, autorizadas por las ta rifas.
- 3.- Los servicios que se suministren conforme a las tari--
fas 12, 10, 8 y 3, tendrán prioridad en la instalación de los equipos de medición, a fin de determinar su con sumo. En todos los servicios de alta tensión se insta larán los medidores y sólo en caso de suma urgencia se conectará el servicio en forma directa, pero se acor--
dará con el usuario, la base de la estimación para ---
facturar, este acuerdo se hará en forma escrita.
- 4.- Medición de alta tensión a solicitud del usuario.
Cuando deba medirse en el lado de baja tensión, pero -
el usuario solicite se efectúe la medición en el lado de alta tensión, se podrá acceder a la solicitud siem-
pre y cuando el usuario cubra el costo del equipo de -
transformación.

TENSION DE SUMINISTRO.

Para los fines de las tarifas vigentes, se entenderá como-
suministro en baja tensión, todo aquel servicio abastecido a las-
tensiones que correspondan a los valores indicados por la norma -
oficial. Para efectos de contratación, se entenderá que los valo-
res en baja tensión disponibles serán de 220 volts entre fases y-

120 volts al neutro. Para fines prácticos la alta tensión se define con los valores disponibles de 4160 volts en adelante.

CARGO O BONIFICACION DEL 2% EN EL IMPORTE DE LA FACTURACION BASICA POR MEDICION EN EL LADO SECUNDARIO O PRIMARIO DEL TRANSFORMADOR.

Los servicios que se proporcionen en alta tensión, el suministrador podrá efectuar la medición de la energía eléctrica consumida y de la demanda máxima, bien sea por el lado del secundario o en el lado del primario de los transformadores del usuario. Si en los servicios con tarifa de alta tensión la medición se hiciera en el lado del secundario, las facturaciones se aumentarán en un 2%.

En los servicios con tarifa de baja tensión si la medición se hiciera en el lado primario del transformador del suministrador, se hará una bonificación del 2% al importe de la facturación básica.

TARIFAS VIGENTES EN 1986.

Sobre las cuotas por consumo de energía eléctrica a que se refiere cada una de las tarifas y los cargos que se establecen para cada una de las diversas tarifas, se aplicará mensualmente y en forma acumulativa un factor de ajuste de 1.035, factor que entrará en vigor a partir del primero de febrero de 1986, y durante la vigencia del acuerdo que autoriza el ajuste, modificación y reestructuración de las tarifas para el suministro y venta de ---

energía eléctrica, expedido por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público en 1986.

T A R I F A 1
SERVICIO DOMESTICO.

Esta tarifa es la que contiene mayor cantidad de usuarios, representa el 55.167% del total de éstos, con un 10.075% de energía vendida y un 11.842% de productos durante el año de 1984⁽¹⁾, - la relación precio/costó fue del orden de 0.39 al finalizar ----- 1985⁽¹⁾.

Esta tarifa es aplicable a todo servicio que destine la -- energía para uso exclusivamente doméstico, independientemente de la carga total conectada, es de aplicación individual a cada casa habitación, estos servicios sólo se suministrarán en baja tensión y no deberá aplicárseles ninguna otra tarifa. La estructura de - esta tarifa prevee seis niveles los cuales son:

- \$9.97 x Aⁿ por cada uno de los primeros 25 kWh.
- \$13.41 x Aⁿ por cada uno de los siguientes 25 kWh.
- \$16.69 x Aⁿ por cada uno de los siguientes 25 kWh.
- \$18.87 x Aⁿ por cada uno de los siguientes 25 kWh.
- \$20.86 x Aⁿ por cada uno de los siguientes 100 kWh.
- \$22.55 x Aⁿ por cada uno de los siguientes kWh adicio--
nales.

(1) Departamento de Estadística de la Gerencia de Estudios Económicos de la Comisión Federal de Electricidad.

MINIMO MENSUAL.

Este será de \$ $9.97 \times A^n \times 8$

DEPOSITO DE GARANTIA.

Este será el que resulte de aplicar el primer bloque de energía según los casos siguientes:

- a) Para servicios suministrados con un hilo de corriente- éste será de $9.97 \times A^n \times 80$.
- b) Para servicios suministrados con dos hilos de corriente, éste será de \$ $9.97 \times A^n \times 400$.
- c) Para servicios suministrados con tres hilos de corriente, éste será de \$ $9.97 \times A^n \times 500$.

Donde:

A = Factor de ajuste establecido en el mencionado ---- acuerdo.

n = Número del mes a partir de febrero de 1986, en el cual se va a facturar.

T A R I F A 1-A.

SERVICIO DOMESTICO PARA LOCALIDADES CON CLIMA MUY CALIDO.

Esta tarifa representa el 31.978% del total de usuarios, con un 10.173% de energía vendida y un 11.693% de productos durante el año de 1984¹, la relación precio/costo fue de 0.48 hasta octubre de 1985¹.

(1) Departamento de Estadística de la Gerencia de Estudios Económicos de la Comisión Federal de Electricidad.

Esta tarifa es aplicable a todo servicio que destine la energía para uso exclusivamente doméstico.

PERIODOS DE APLICACION.

Esta tarifa comprende dos periodos de aplicación, los cuales son:

- a) Cuotas mensuales para la temporada de clima muy cálido.
- b) Cuotas mensuales fuera de la temporada de clima muy cálido.

Estas cuotas serán fijadas por el suministrador, de acuerdo con las observaciones termométricas registradas por la Secretaría de Agricultura y Recursos Hidráulicos.

Las cuotas del inciso "a", se aplicarán en el periodo que comprende los seis meses consecutivos más cálidos del año y las cuotas del inciso "b", se aplicarán en los meses restantes del año.

LUGARES DONDE REGIRA LA TARIFA.

Esta tarifa regirá en todas aquellas localidades con clima muy cálido, considerándose como tales aquellas cuyas temperatura mensual durante dos meses consecutivos o más sea de 25° C. o mayor.

- a) CUOTAS MENSUALES APLICABLES PARA LA TEMPORADA DE CLIMA MUY CALIDO.

- \$ 9.97 x Aⁿ por cada uno de los primeros 50 kWh

- \$13.41 x Aⁿ por cada uno de los siguientes 50 kWh

IV - 32

- \$16.69 x Aⁿ por cada uno de los siguientes 150 kWh.
- \$18.87 x Aⁿ por cada uno de los siguientes 350 kWh.
- \$20.86 x Aⁿ por cada uno de los kWh. adicionales.

b) CUOTAS MENSUALES APLICABLES FUERA DE LA TEMPORADA DE CLIMA MUY CALIDO.

Se aplicarán las mismas cuotas de la tarifa 1.

MINIMO MENSUAL.

El mínimo mensual será de: \$ 9.97 x Aⁿ x 8 para los dos periodos.

DEPOSITO DE GARANTIA.

Será igual al de la tarifa 1.

T A R I F A 2.

SERVICIO GENERAL HASTA 25 KW DE DEMANDA.

Esta tarifa representa el 11.087% del total de usuarios, con un 7.170% de energía vendida y un 11.433% de productos durante el año de 1984¹, la relación precio/costo fue de 0.65 en ---- 1985¹.

Esta tarifa es aplicable a cualquier servicio hasta 25 -- kW, suministrados en baja tensión. La estructura de esta tarifa prevee tres niveles los cuales son:

- \$18.71 x Aⁿ por cada uno de los primeros 50 kWh.
- \$23.40 x Aⁿ por cada uno de los siguientes 50 kWh.

(1) Departamento de Estadística de la Gerencia de Estudios Económicos de la Comisión Federal de Electricidad.

IV - 33

\$26.16 x Aⁿ por cada uno de los siguientes kwh. adicionales.

MINIMO MENSUAL.

Será igual al cargo fijo, cuando el usuario no haga uso del servicio se le facturará el cargo fijo que será de ----- \$248.29 x Aⁿ.

DEPOSITO DE GARANTIA.

Este será igual al que resulte de aplicar el primer bloque de energía eléctrica, según los casos siguientes:

- a) Para los servicios suministrados con un hilo de corriente, el depósito de garantía será de ----- \$18.71 x Aⁿ x 80.
- b) Para los servicios suministrados con dos hilos de corriente, éste será de \$18.71 x Aⁿ x 400.
- c) Para los servicios suministrados con tres hilos de corriente, éste será de \$18.71 x Aⁿ x 600.

T A R I F A 3.

SERVICIO GENERAL PARA MAS DE 25 KW DE DEMANDA.

Esta tarifa representa el 0.130% del total de usuarios, con un 2.565% de energía vendida y un 4.115% de productos durante el año de 1984¹, la relación precio/costo fue de 0.67 en ---- 1985¹.

(1) Departamento de Estadística de la Gerencia de Estudios Económicos de la Comisión Federal de Electricidad.

CUOTAS APLICABLES MENSUALES.

a) Cargo por demanda máxima.

\$ 2,664.77 x Aⁿ por cada kWh. de demanda máxima medida.

b) Cargo adicional por la energía consumida.

\$ 13.25 x Aⁿ por cada kWh. adicional.

MINIMO MENSUAL.

El mínimo mensual será de \$ 2,664.77 x Aⁿ x 8.

DEPOSITO DE GARANTIA.

El depósito de garantía será de \$ 2,664.77 x Aⁿ x 2 veces la demanda contratada.

T A R I F A 4.

SERVICIOS PARA MOLINOS DE NIXTAMAL Y TORTILLERIAS.

Esta tarifa representa el 0.392% del total de usuarios, - con un 0.407% de energía vendida y un 0.212% de productos durante el año de 1984¹, la relación precio/costo fue de 0.19² hasta- 1985¹.

1) Departamento de Estadística de la Gerencia de Estudios Económicos de la Comisión Federal de Electricidad.

2) Esta tarifa es la que representa la relación precio/costo más baja.

IV - 35

Esta tarifa sólo se aplicará en baja tensión y preveé un nivel, el cual es de \$ 9.20 x Aⁿ x kWh. consumidos.

MINIMO MENSUAL.

El mínimo mensual es de \$ 9.20 x Aⁿ x 40.

DEPOSITO DE GARANTIA.

El depósito de garantía será de cuatro veces el mínimo mensual.

T A R I F A 5.

SERVICIO PARA ALUMBRADO PUBLICO.

Esta tarifa representa el 0.261% del total de usuarios, con un 2.826% de energía vendida y un 2.387% de productos, durante el año de 1984¹, la relación precio/costo fue de 0.41 en 1985¹.

Estos servicios podrán contratarse en alta o en baja tensiones; si los servicios se suministran en alta tensión y son medidos en el lado secundario del transformador y del usuario, o los consumos son estimados se aplicará un cargo del 2%.

Normalmente en estos servicios no se instalan medidores para determinar dicho consumo y de acuerdo con las características en que se efectúe el suministro. La demanda por contratar -

1) Departamento de Estadísticas de la Gerencia de Estudios Económicos de la Comisión Federal de Electricidad.

corresponderá a un 100% de la carga conectada.

Esta tarifa preveé dos tensiones de suministro.

- a) Servicio suministrado en alta tensión, en este caso el cargo será de $\$11.85 \times A^n$ por cada kWh.
- b) Servicio suministrado en baja tensión, el cargo será de $\$ 11.85 \times A^n$ por cada kWh.

MINIMO MENSUAL.

- a) En el caso de alta tensión, el mínimo mensual será --- de: $11.85 \times A^n$ por cuatro horas diarias de la demanda contratada.
- b) En el caso de baja tensión el mínimo mensual será de:-- $14.12 \times A^n \times$ cuatro horas diarias de la demanda contra tada.

DEPOSITO EN GARANTIA.

El depósito de garantía será de cuatro veces el mínimo -- mensual según el caso.

T A R I F A 6

SERVICIO PARA BOMBEO DE AGUAS POTABLES O NEGRAS DE SERVICIO PUBLICO.

Esta tarifa representa el 0.114% del total de usuarios, - con un 3.025% de energía vendida y un 2.835% de productos, duran te el año de 1984¹. Esta tarifa no especifica la tensión que --

1) Pie de página ver hoja No. 30

IV - 37

pueda suministrar el servicio y se aplica exclusivamente al suministro de energía para bombeo de aguas potables o negras. Por lo tanto los servicios de naturaleza similar para el abastecimiento particular de casas, edificios de departamentos, multifamiliares, condominios, fuentes, industrias, etc.; deberán contratarse bajo la tarifa que corresponda.

CUOTAS APLICABLES MENSUALMENTE.

CARGO FIJO.

Este será de $2.709 \times A^n$; independientemente de la energía consumida.

CARGO POR ENERGIA CONSUMIDA.

Este será de $14.02 \times A^n$ por cada kWh.

MINIMO MENSUAL.

El mínimo mensual será igual al cargo fijo y se aplicará cuando el usuario no haga uso del servicio.

DEPOSITO DE GARANTIA.

El depósito de garantía será de $2790.73 \times A^n \times 4$.

T A R I F A 7

SERVICIO TEMPORAL.

Esta tarifa representa el 0.073% del total de usuarios, con un 0.027% de energía vendida y un 0.116% de productos, duran

IV - 38

te el año de 1984¹. De las 11 tarifas ésta es una de las más caras. Esta tarifa se distingue de las demás, no solo por las condiciones de su aplicación, sino por las siguientes particularidades.

- a) El horario de servicio será el que se convenga entre las partes, pero en ningún caso será menor de cuatro horas diarias, se recomienda que cuando se trate de servicios que utilicen equipo de arco eléctrico, su utilización se haga en las horas del máximo pico.
- b) Ningún contrato se celebrará por más de 30 días, con la única excepción siguiente: Los servicios que respondan a máquinas portátiles de pulir, encerar, lavar pisos, pintar, soldar, propiedad de personas o negociaciones dedicadas a éstos giros, podrán contratarse por períodos mayores.
- c) La facturación se formulará aplicando el cargo por demanda, el cargo por energía de acuerdo al consumo estimado.

CUOTAS APLICABLES MENSUALMENTE.

- a) Cargo por demanda, éste será de \$ 2252.48 x Aⁿ por cada kWh de demanda.
- b) Cargo adicional por energía consumida, éste será de -- \$ 56.32 x Aⁿ por cada kWh adicional.

1) Departamento de Estadística de la Gerencia de Estudios Económicos de la Comisión Federal de Electricidad.

T A R I F A 8SERVICIO GENERAL EN ALTA TENSION.

Esta tarifa representa el 0.343% del total de usuarios, - con un 32.162% de energía vendida y un 33.398% de productos durante el año de 1984¹. Esta tarifa se aplica a los servicios en alta tensión con demandas de más de 20 kW o más, para cualquier uso.

No hay límite superior de demanda para esta tarifa, pero cuando el usuario requiera suministro de energía para cargas muy elevadas, éstas podrán suministrarse sólo si hay instalaciones o podrá optarse por pagar los costos de obras de respaldo.

CUOTAS APLICABLES MENSUALMENTE.

- a) Cargo por demanda máxima, este será de \$ 1,877.06 x -- A^n por cada kWh de demanda máxima.
- b) Cargo adicional por energía consumida, éste será de -- \$ 9.39 x A^n por cada kWh adicionales.

MINIMO MENSUAL.

El mínimo mensual será de 1,877.06 x A^n x 10.

DEPOSITO DE GARANTIA.

El depósito de garantía será: el importe de aplicar dos-

1) Departamento de Estadística de la Gerencia de Estudios Económicos de la Comisión Federal de Electricidad.

IV - 40

veces el cargo por demanda máxima a la demanda contratada o sea, \$ 1,877.06 x Aⁿ x 2 por la demanda contratada.

T A R I F A 9

SERVICIO PARA BOMBEO DE AGUA PARA RIEGO AGRICOLA.

Esta tarifa representa el 0.449% del total de usuarios, - con un 7.014% de energía vendida y un 1.52% de productos durante el año de 1984¹.

CUOTAS APLICABLES MENSUALMENTE.

Esta tarifa prevé cuatro niveles, los cuales son:

- a.- \$ 7.21 x Aⁿ por cada uno de los primeros 5000 kWh.
- b.- \$ 8.62 x Aⁿ por cada uno de los siguientes 10,000 kWh.
- c.- \$ 9.51 x Aⁿ por cada uno de los siguientes 20,000 kWh.
- d.- \$ 10.56 x Aⁿ por cada uno de los kWh adicionales.

DEPOSITO DE GARANTIA.

El depósito de garantía será de \$ 337.00 x Aⁿ por cada -- kWh de demanda contratada.

T A R I F A 10

SERVICIO EN ALTA TENSION PARA REVENTA.

En esta tarifa se encontraban cuatro usuarios, que repre-

1) Departamento de Estadística de la Gerencia de Estudios Económicos de la Comisión Federal de Electricidad.

IV - 41

sentaban el 0.14% de energía vendida y un 0.177% de productos en el año de 1984¹.

CUOTAS APLICABLES MENSUALMENTE.

- a) Cargo por demanda máxima, éste será de \$ 238.98 x Aⁿ -- por cada kWh de demanda máxima.
- b) Cargos adicionales por energía consumida.
 - \$ 9.16 x Aⁿ por cada uno de los primeros 90 kWh por cada kw de demanda máxima medida.
 - \$ 8.09 x Aⁿ por cada uno de los siguientes 180 kWh -- por cada kw de demanda máxima medida.
 - \$ 7.04 x Aⁿ por cada kilowatt adicional a los anteriores.

MINIMO MENSUAL.

El mínimo mensual será de \$ 238.98 x Aⁿ x 10.

DEPOSITO DE GARANTIA.

El depósito de garantía será de \$ 238.98 x Aⁿ x 2 por demanda contratada.

T A R I F A 1 2

SERVICIO GENERAL PARA TENSIONES DE 66 KV. O SUPERIORES.

En esta tarifa se encuentran 186 usuarios, los cuales representan el 24.412% de energía vendida y un 20.267% de productos

1) Departamento de Estadística de la Gerencia de Estudios Económicos de la Comisión Federal de Electricidad.

durante el año de 1984¹.

Esta tarifa es aplicable a los servicios cualquiera que sea su uso, suministrados a tensiones de 66 kV. o superiores. El suministrador se reserva el derecho de suministrar demandas superiores a la carga total conectada, salvo que el consumidor haya solicitado formalmente a la C.F.E., con no menos de 24 meses de anticipación sus requerimientos de potencia y energía eléctrica, el consumidor deberá comunicar por escrito su programa anual de estas, para cada uno de los siguientes años indicando el mes probable de su utilización, deberán contar con equipo para eliminar el efecto de parpadeo en caso de que sea necesario.

C A P I T U L O Y

PROYECCIONES PARA MEJORAR LA DEMANDA ELECTRICA.

La Administración de la Demanda tiene por objetivo, mejorar la curva de demanda de un Sistema Eléctrico a fin de obtener beneficios económicos, tales como el mejor aprovechamiento de la capacidad de generación instalada y ahorros en costos de producción.

En un sistema con capacidad de reserva de generación adecuada, la modificación de la curva de carga, reduciendo el pico de demanda y traspasando parte del consumo de energía de las horas pico a las horas valle, permite diferir inversiones en obras dimensionadas, originalmente para satisfacer el valor pronosticado del pico de demanda no administrada.

En un sistema con restricciones de capacidad, la modificación de la curva de carga permite reducir el monto de las inversiones que se requieren a corto plazo, para obtener una reserva de potencia suficiente.

La reducción del pico de demanda permitiría también transferir el uso de energía, hacia periodos del día en los que puede aprovecharse la capacidad de otra manera ociosa, de unidades generadoras más eficientes y de menos costos de operación.

V.1 FUNDAMENTOS PARA EL MEJORAMIENTO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA.

Existen dos medios básicos para instrumentar un programa de administración de la demanda eléctrica:

- a) Medios directos, como el corte de carga por subestación o alimentador, o bien en forma discriminada por consumidor o por cargas seleccionadas.
- b) Medios indirectos, como el empleo de una estructura tarifaria diferenciada, que grave los consumos dentro de las horas pico del sistema y estimule los consumos durante las horas valle. Las tarifas diferenciadas, entre las que se encuentran las tarifas horarias reflejan en forma más exacta que las tarifas convencionales, los costos incurridos en la producción de energía en las horas pico y valle. Dichas tarifas que pueden estar basadas en costos marginales o en costos promedio por periodo (en el pico y fuera del pico), se han empleado durante varios años en países europeos, como Francia e Inglaterra y en 1978 se publicó en los Estados Unidos la Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA), que obliga a las comisiones reguladoras estatales a revisar el costo de las empresas eléctricas a considerar la aplicación de tarifas horarias.

V.2 IMPORTANCIA DE LA PREDICCIÓN EN LA INVESTIGACIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA.

Predecir el comportamiento de un proceso de suministro de un servicio, es estimar aquellas cosas que pueden ocurrir en el futuro y su efecto sobre el trabajo que el administrador y su equipo de trabajo van a realizar, y en consecuencia, sobre los objetivos que deben alcanzar. Esta predicción se puede hacer por medio de un análisis sistemático y formal y/o por medio de la aplicación cuidadosa del sentido común y del razonamiento.

Además, aunque la predicción se hace fundamentalmente antes del establecimiento de los objetivos, el administrador efectivo continuará aplicando los principios de la predicción en toda la investigación. De esta manera, se puede prever cualquier factor de un servicio nuevo o diferente y modificar su plan de acción.

La ausencia de una predicción económica causa tres tipos de retardos: de reconocimiento, de decisión y de efecto.

El primero se refiere al tiempo que pasa antes de que la información estadística de los elementos suficientes para juzgar acerca de la gravedad o de la urgencia de la situación, y de la necesidad de tomar medidas.

Una vez superado este primer retardo, se da otra demora antes de tomar una decisión. Esto depende de las circunstancias de tipo legal e institucional que rigen a nuestro país.

Por último, una vez adoptadas las medidas pertinentes pasará algún tiempo antes de que sus efectos se produzcan.

De todo lo anterior surge la ventaja extraordinaria de la predicción, es decir, de prever cambios antes de que se produzcan alteraciones, no sólo para evitar las enormes demoras que en algunos casos son consecuencia de los tres retardos comentados, sino evitar que ciertas perturbaciones lleguen a producirse.

V.2.1 LA PREDICCIÓN COMO OBJETIVO Y COMO MÉTODO EN LA INVESTIGACIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA.

El predecir la demanda de energía eléctrica, es una necesidad imperiosa como objetivo en los requerimientos de los suministradores de energía eléctrica, para así poder satisfacer las necesidades de los usuarios, puesto que se debe conocer la carga futura para evitar que esta demanda de energía eléctrica deje de ser satisfecha.

Evidentemente, cada vez que se hace una estimación del futuro, se corre el riesgo de hacerlo incorrectamente. Aún si se espera tener una información exacta y un estimativo casi infalible, el tiempo para su uso efectivo ya habrá pasado. Por lo tanto, se debe conseguir la mejor información disponible y sopesarla adecuadamente. En términos generales, mientras más breve sea el período de tiempo que debe ser predicho, por ejemplo una semana, un mes, un trimestre, la estimación tiene más probabilidades de -

ser exacta. Con períodos más largos, tales como uno, dos, cinco-años o más, hay mayor riesgo de que factores imprevistos intervengan en la alteración de la predicción (una gran catástrofe, un - cambio en la dirección organizacional mediante las fusiones u --- otras modificaciones). Por lo tanto, la predicción a largo plazo en la demanda eléctrica debe ser mucho más amplia en su alcance - que la predicción a corto plazo, y la programación relacionada, - debe permitir ajustes periódicos de las predicciones y las modificaciones de los planes para adaptarse a ellos.

La predicción utiliza procedimientos en que se aplican un-orden racional o una pauta sistemática a la consecución de un fin determinado, por lo cual se le considera como un método, el cual- utiliza dos corrientes en su metodología científica: proposicio-nes positivas y proposiciones normativas.

Las proposiciones, afirmaciones o teorías positivas versan básicamente sobre lo que es y éstas pretenden establecer leyes -- con el propósito fundamental de predecir acontecimiento futuros - en base a estimaciones. De esta forma los desacuerdos sobre pro-posiciones positivas, podrán propiamente solventarse mediante una llamada a la realidad.

Las proposiciones normativas se fundamentan en lo que de-- ben ser y tratan de explicar los fenómenos que se han producido, - de acuerdo a las experiencias anteriores. Por lo tanto, tales -- proposiciones están expuestas a la influencia de nuestras ideas - religiosas o filosóficas y políticas; por lo tanto dependen de --

nuestros juicios valorativos, acerca de lo que es correcto y de lo que es incorrecto.

De lo anterior se tiene que para la investigación de la demanda eléctrica, las ciencias aplicadas son los métodos de mayor utilidad para la finalidad predictiva del trabajo a desarrollar, lo cual implica que la predicción debe ser realista, y lo cual no asevera que lo anterior deba abarcar la totalidad de los fenómenos económicos observados, sino que en su estructura básica se acerque razonablemente a la realidad.

V.2.2. LAS PROYECCIONES DE LARGO PLAZO EN LA DEMANDA ELÉCTRICA.

En la actualidad los planes a mediano plazo y las proyecciones que le sirven de base, se difunden en la mayoría de los países de economía mixta, como es el caso del nuestro, aunque generalmente se trata de contar con previsiones de mayor plazo.

Las proyecciones de largo plazo permiten a la planeación de la demanda eléctrica una visión más amplia, ofreciéndole una perspectiva de mayor horizonte temporal que realza problemas fundamentales que no se vislumbran durante el término del plan. Se impone pues, una exploración hacia un futuro más distante. De este modo se logra también una mayor libertad de elección en los procesos a seguir.

Las proyecciones de largo plazo son necesarias en la deman

da eléctrica puesto que están muy relacionadas con el crecimiento de la población partiendo de los principios de que la población tiende a aumentar y que existen obstáculos que limitan el crecimiento en las instalaciones para el suministro eléctrico y por lo tanto esto implica que deben efectuarse una serie de proyecciones y estimaciones para poder satisfacer la demanda eléctrica creciente.

Existe un factor de relación entre el consumo racional de energía eléctrica y el desarrollo económico del país. Las proyecciones indican, aún considerando los tropiezos económicos recientes que México probablemente alcanzará un consumo energético per cápita a fines de siglo, muy semejante al que ahora tienen los países europeos industrializados como Italia o Alemania Federal.

Las proyecciones anteriores significan que existe la posibilidad de que el nivel de industrialización y seguramente el producto por habitante también serán semejantes, por lo cual está también implícito en ello un aumento considerable en el consumo de energía eléctrica.

El consumo en 1985 de la población en México era de 2.2 -- kilowatts por habitante, considerándose que puede alcanzar un nivel de entre 3.5 y 4.5 kilowatts en el año 2,000, dependiendo esto naturalmente de los recursos disponibles con que cuente la población, por lo cual existe la probabilidad de que la demanda global de energía eléctrica se habrá multiplicado por un factor de dos a tres veces al terminar el presente siglo.

Una vez analizado lo anterior y considerando el grado de inclusión de metas normativas, pueden distinguirse tres clases de previsiones a largo plazo:

- 1.- Previsiones puras explorando las posibilidades futuras como estas son inciertas, pueden formularse varias. - La condición fundamental es que sean viables.
- 2.- En algunos casos las previsiones incluyen una evaluación de las proyecciones realizadas, lo que conduce a hacer una selección entre ellas.
- 3.- En otros estudios se incluyen ciertas decisiones que deben adoptarse pudiendo hablarse de planes a largo -- plazo.

Por lo tanto, de lo anteriormente expuesto se concluye que la ventaja principal de las proyecciones a largo plazo, es la de presentar un campo mayor de opciones, con lo cual se tendrá una visión más amplia en el desarrollo futuro de la administración de la demanda de energía eléctrica.

V.2.3. LA PREDICCIÓN ECONOMICA A CORTO PLAZO EN LA DEMANDA ELECTRICA.

Los supuestos formulados sobre el futuro en la demanda --- eléctrica implican un grado de incertidumbre. Es la predicción económica precisamente la que tiende a reducir esta incertidumbre y por lo tanto perfecciona las decisiones, ya que se sabrá más sobre el resultado probable de la acción a seguir.

En general, la predicción de los acontecimientos futuros - tendrá una mayor posibilidad de éxito, cuanto menor sea el plazo - que abarque. Esto resulta bastante evidente, ya que muchos acontecimientos del año siguiente están de algún modo prefigurados -- por ciertos elementos que se dan en el año presente. Sin embargo existe la posibilidad de que el comportamiento normal de los agentes económicos cambien de modo radical de un año para el otro, lo cual implica que la predicción para un año o para plazos menores - no sea absolutamente certera, puesto que siempre hay un factor de incertidumbre que podrá modificar lo previsto.

Por lo tanto, la predicción económica a corto plazo en la - demanda eléctrica se lleva a cabo en las redes de distribución, - es decir, se utiliza para los proyectos en donde se tengan que -- utilizar una determinada área de utilización dentro de las ciudades o poblados, mediante las instalaciones de subestaciones eléctricas cuyos voltajes tienden a normalizarse en la actualidad.

V.3 DESCRIPCION DE LA CURVA DE DEMANDA ELECTRICA.

La curva de demanda de energía eléctrica.- Es la representación esquemática del uso de las instalaciones consumidoras de - energía eléctrica durante las veinticuatro horas del día.

Uno de los objetivos del análisis de la curva de demanda - de energía eléctrica, consiste en identificar las horas de máxi-- ma y mínima demanda en el sistema.

Un análisis de las curvas permite describirla de la siguiente manera:

A continuación se analizarán las curvas de demanda del lunes 10 de febrero al viernes 14 de febrero de 1986, proporcionadas por el Departamento Operación Sistema de Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S. A.

- a) De las 0 horas a las 4 horas se observa un valle.
- b) De las 4 horas a las 9 horas se tiene un incremento en la demanda.
- c) De las 9 horas a las 12 horas se observa un pico de demanda que no es el máximo.
- d) De las 12 horas a las 14 horas se tiene un decremento en la demanda.
- e) De las 14 horas a las 17 horas se observa un valle.
- f) De las 17 horas a las 18 horas se tiene un incremento en la demanda.
- g) De las 18 horas a las 21 horas se observa el pico de demanda máxima.
- h) De las 21 horas a las 24 horas se tiene un decremento en la demanda.

Los sábados y domingos presentan un aspecto algo diferente con respecto a los días laborables ordinarios.

Sin embargo, durante estos días la carga es siempre inferior a dichos días.

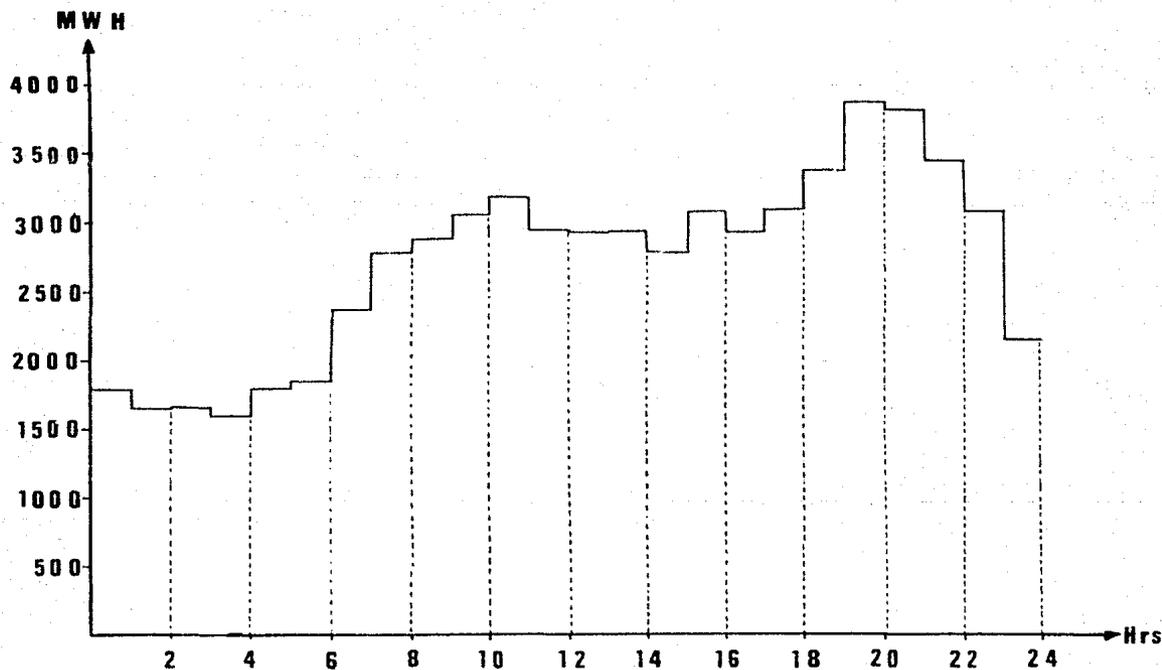
Después de observar la curva de demanda durante el período de un año, se observa que tiene muy poca variación y llega al consumo mínimo el día 25 de Diciembre.

La demanda máxima diaria.- Es la mayor potencia eléctrica requerida durante un período de 24 horas.

Demanda media diaria.- Es el promedio de la potencia ---- eléctrica requerida durante un período de 24 horas.

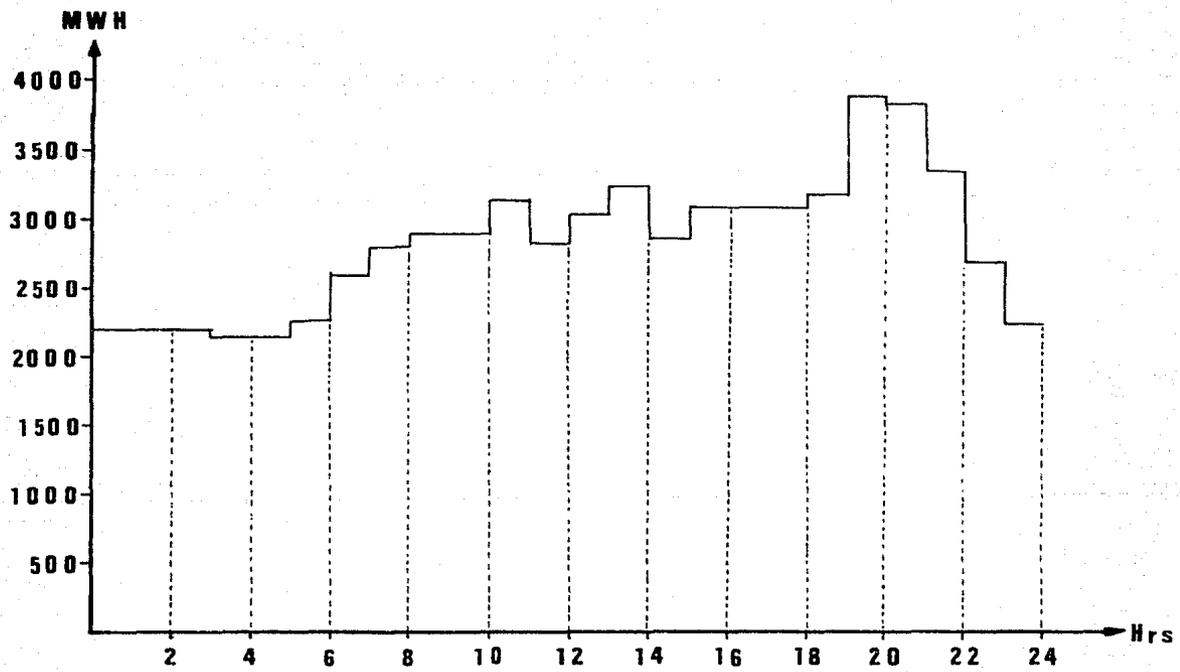
Demanda mínima diaria.- Es la mínima potencia eléctrica - requerida durante un período de 24 horas.

Del análisis anterior se concluye que debemos desalentar - el consumo de energía eléctrica en las horas de máxima demanda o demanda de pico, que son de las 9 a las 12 y de las 18 a las 21 - horas, transfiriendo a las horas de mínima demanda o demanda de - valle. Con esto se lograría achatar los picos de la curva de demanda de energía eléctrica y disminuir las inversiones en las instalaciones en generación, transformación, transmisión y distribución de energía eléctrica.



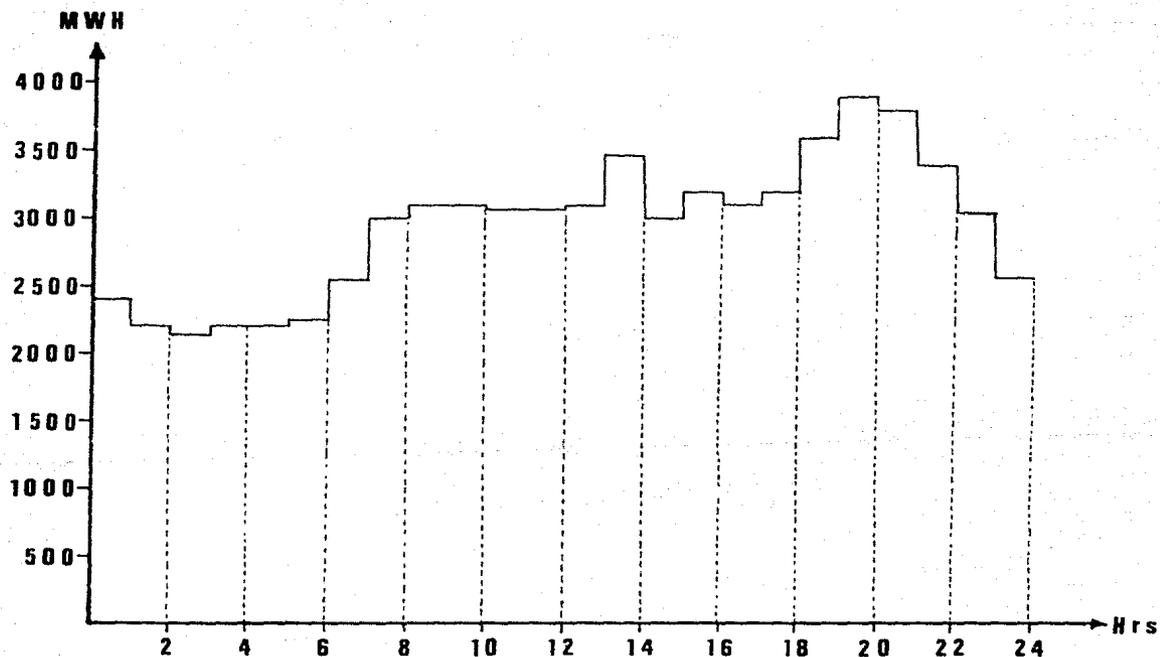
FECHA: LUNES 10 DE FEBRERO DE 1986

CURVA DE CONSUMO DIARIA DEL AREA CENTRAL



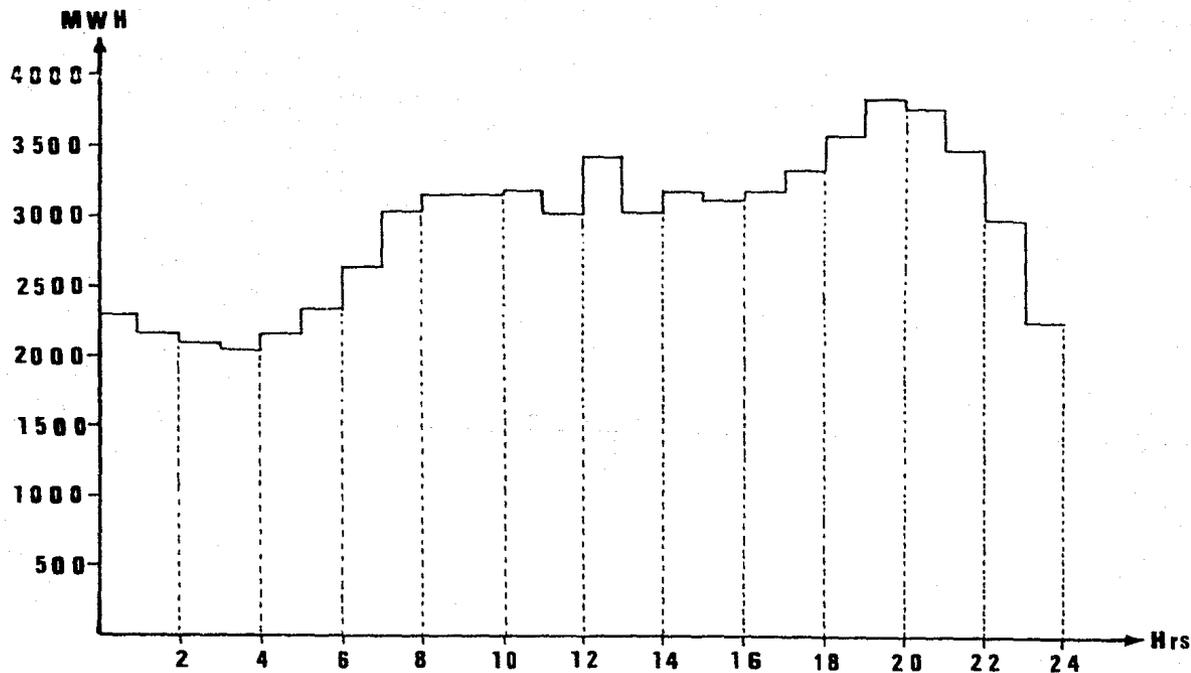
FECHA: MARTES 11 DE FEBRERO DE 1986

CURVA DE CONSUMO DIARIA DEL AREA CENTRAL



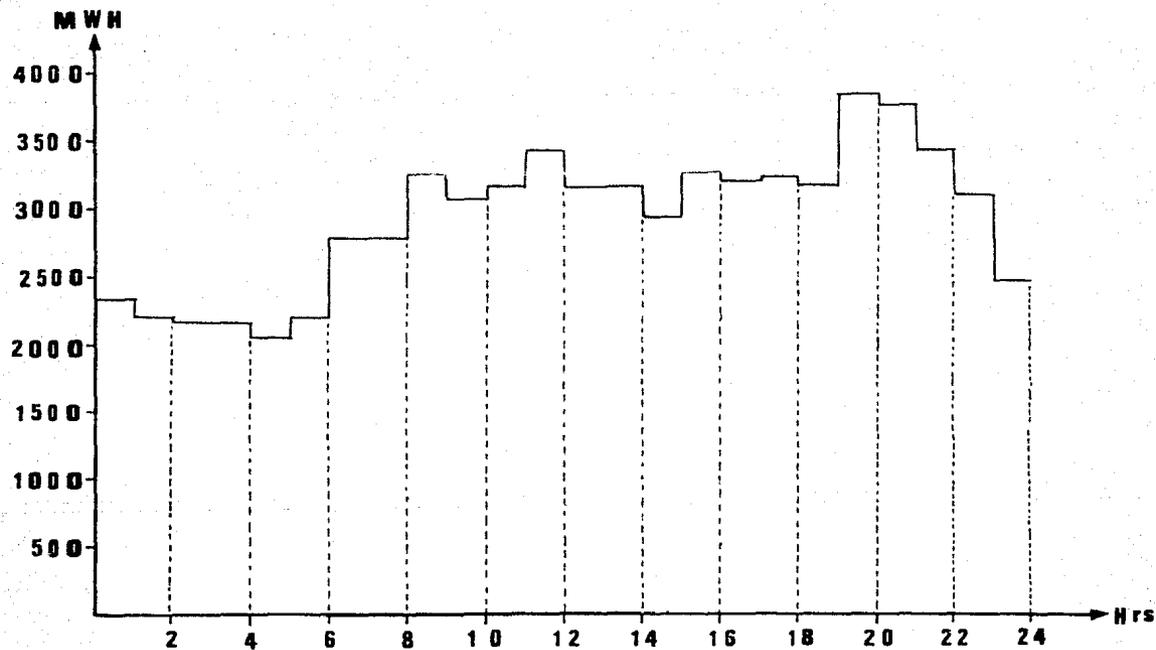
FECHA: MIERCOLES 12 DE FEBRERO DE 1986

CURVA DE CONSUMO DIARIA DEL AREA CENTRAL



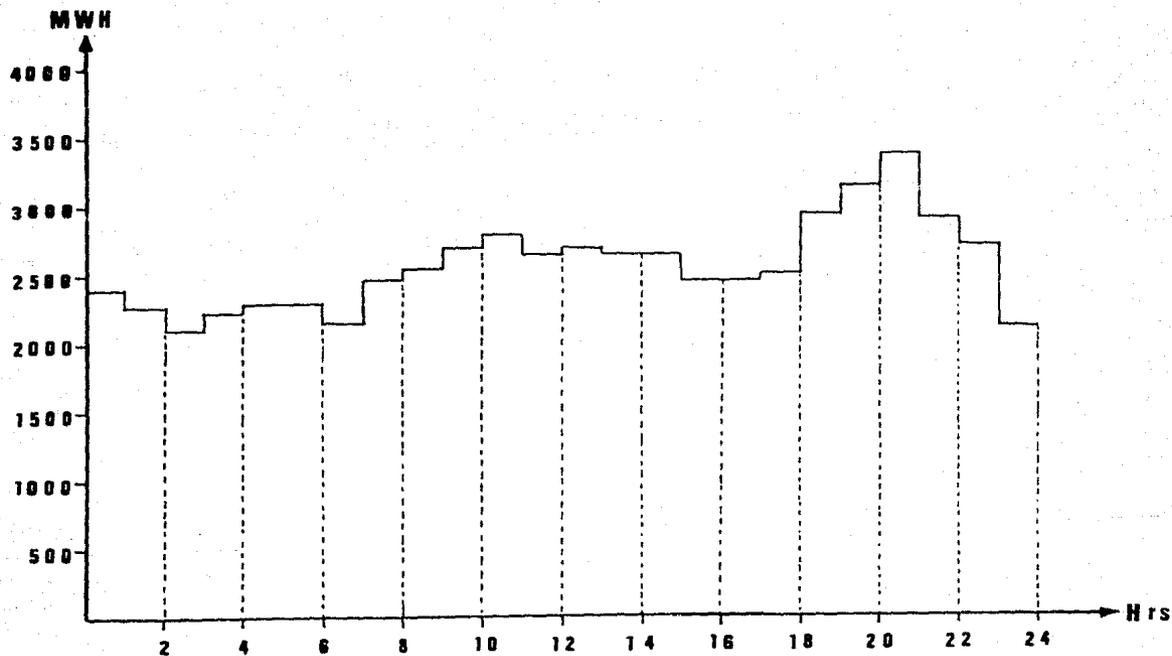
FECHA: JUEVES 13 DE FEBRERO DE 1986

CURVA DE CONSUMO DIARIA DEL AREA CENTRAL



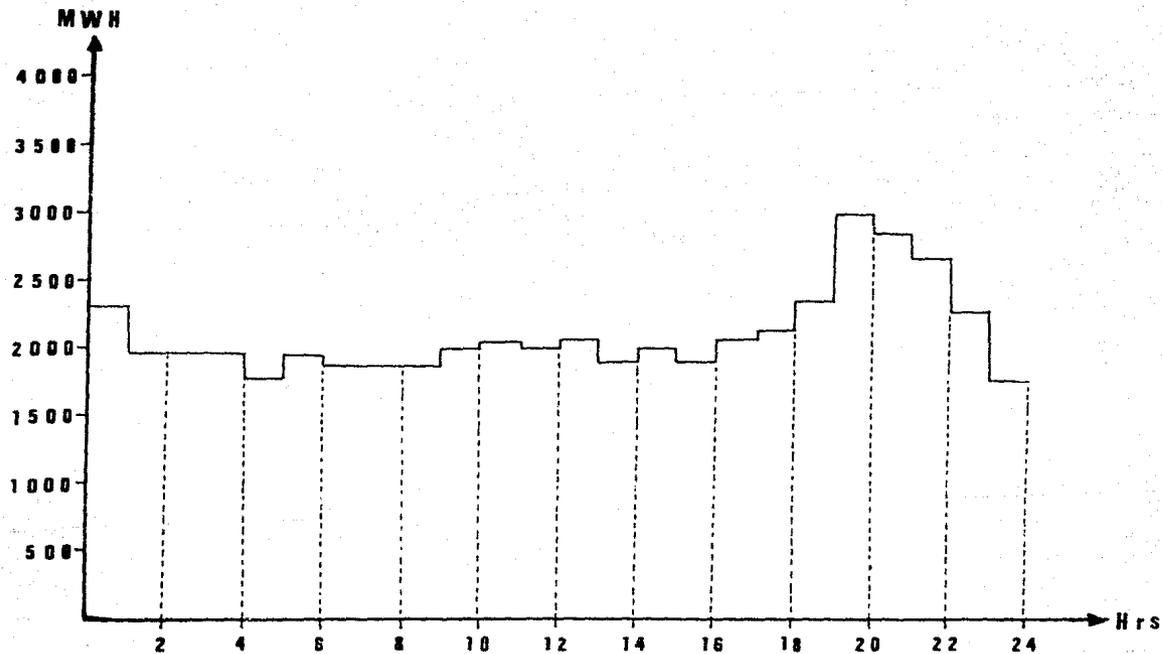
FECHA: VIERNES 14 DE FEBRERO DE 1986

CURVA DE CONSUMO DIARIA DEL AREA CENTRAL



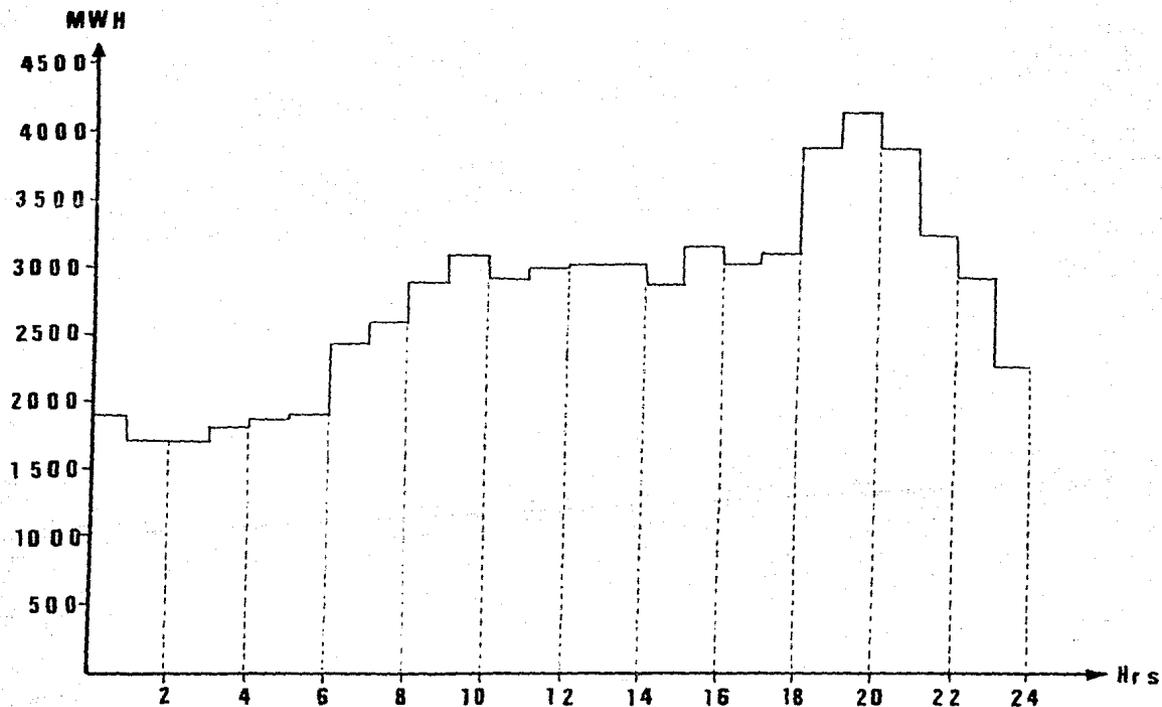
FECHA: SABADO 15 DE FEBRERO DE 1986

CURVA DE CONSUMO DIARIA DEL AREA CENTRAL



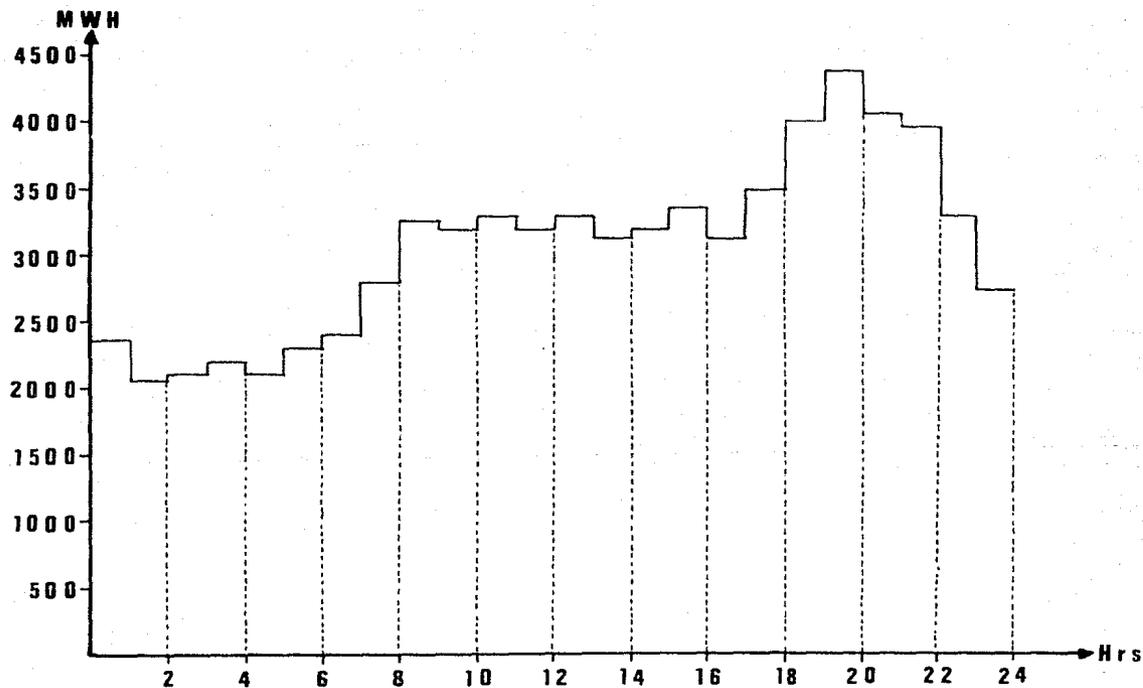
FECHA: DOMINGO 16 DE FEBRERO DE 1986

CURVA DE CONSUMO DIARIA DEL AREA CENTRAL



FECHA: LUNES 18 DE NOVIEMBRE DE 1985

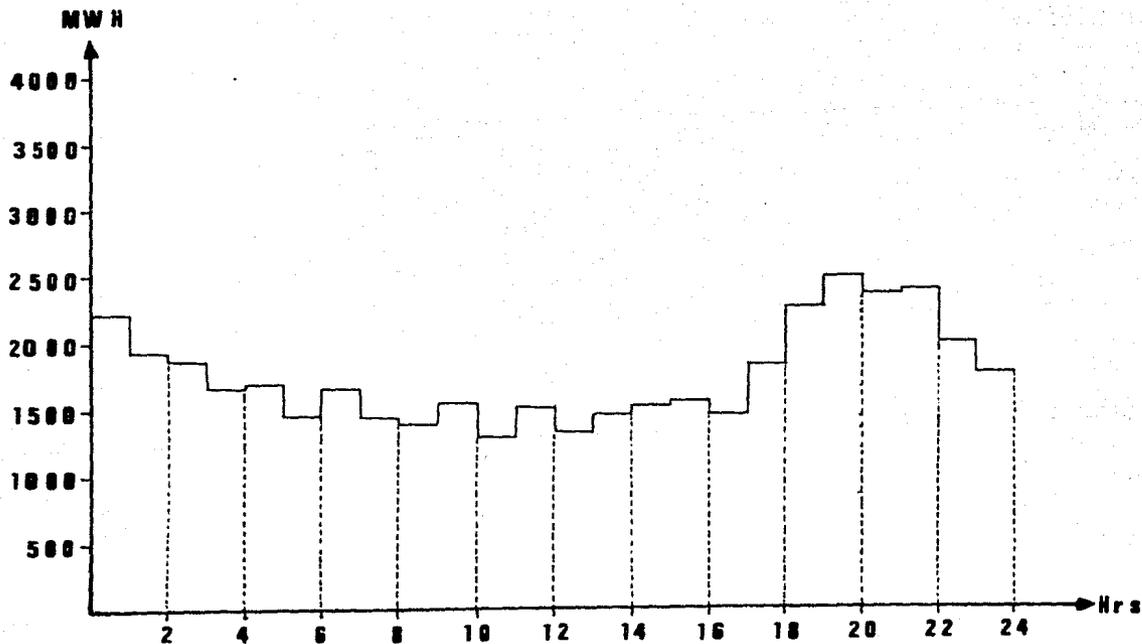
CURVA DE CONSUMO DIARIA DEL AREA CENTRAL



V - 20

FECHA: MIERCOLES 04 DE DICIEMBRE DE 1985

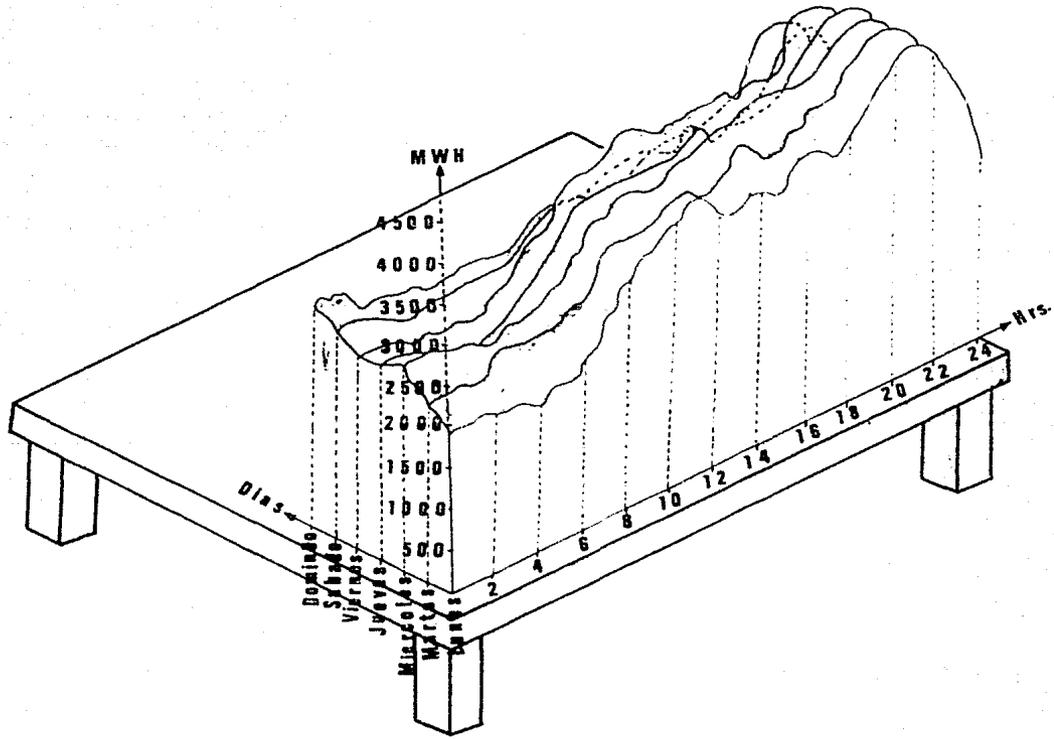
CURVA DE CONSUMO DIARIA DEL AREA CENTRAL



V - 21

FECHA: MIERCOLES 25 DE DICIEMBRE DE 1985

CURVA DE CONSUMO DIARIA DEL AREA CENTRAL



CORDILLERA PRODUCIDA POR LA DEMANDA SEMANAL VARIABLE.

Y.4 RECONOCIMIENTO DE LAS CONDICIONES CLIMATOLÓGICAS.

Debido a la gran variedad de climas existentes en nuestro país, consideramos conveniente que se debe diseñar una tarifa regional, la cual deberá ser aplicada regionalmente debido a la gran variedad de climas existentes en las diferentes regiones de nuestro territorio, ya que se cuenta con una demanda de energía eléctrica tan diversa, según esas variaciones de climas, lo cual ocasiona distintas formas de distribución de la curva de demanda de energía eléctrica y esto estimularía la desconcentración de la población de las grandes concentraciones urbanas.

Siguiendo el criterio de Wilhelm Koeppen, estudiaremos los diferentes climas de la República Mexicana, el criterio de Koeppen, se basa en la suma de las condiciones atmosféricas.

Ese mismo autor considera que existen agentes climatológicos, los cuales se llaman factores y elementos del clima. Los factores son las condiciones astronómicas, geográficas y meteorológicas que lo modifican, tales como la latitud geográfica, la altitud, la naturaleza de la superficie sobre la que descansa la atmósfera, influyendo por lo tanto que sea plana o inclinada, que esté cubierta de vegetales, nieve, hielo, etc.

Los elementos son la precipitación, el viento, la humedad atmosférica y los hidrometeoros (niebla, lluvia, granizo, etc.).

Analizando las cartas climatológicas de la República Mexicana, elaboradas por la Dirección de Geografía, Meteorología e --

Hidrología. (Secretaría de Recursos Hidráulicos), los climas se clasifican en:

Zonas Fundamentales

Tipos Fundamentales

- | | |
|---------------------------------------|-------------------------------------------------------------------|
| A. Clima tropical lluvioso | 1. Af clima de selva |
| | 2. Aw clima de sabana |
| B. Clima seco | 3. Bs clima de estepa |
| | 4. Bw clima de desierto |
| C. Clima templado moderado lluvioso | 5. Cw clima de invierno seco no riguroso. |
| | 6. Cs clima de verano seco caluroso. |
| | 7. Cf clima de temperie húmeda. |
| D. Clima boreal o nevado y de bosque. | 8. Df clima de invierno húmedo frío. |
| | 9. Dw clima de invierno seco frío. |
| E. Clima nevado | 10. Et clima de tundra sin árboles. |
| | 11. Ef clima de nieve perpetua sin vegetación. |
| | 12. Eb clima seco de alta montaña, de tundra o de nieve perpetua. |

1.- Af clima de selva.- Se caracteriza por una temperatura media de todos los meses del año que es superior a 18° C y tiene lluvias muy intensas durante todo el año. Se localiza en la porción istmica del estado de Veracruz y la porción oriental de la sierra de Puebla, hacia el oriente, entrando a Tabasco y al norte de Chiapas, para penetrar finalmente en la República de Guatemala, con altitudes no mayores de 1000 m y tiene vegetación de selva tropical con una precipitación-

media anual de 2,600 mm.

- 2.- Aw clima de sabana.- Se caracteriza por una temperatura media anual que es superior a 18° C y la lluvia se localiza en los meses de verano y es periódica, y el invierno es seco. Se localiza en la planicie costera del Golfo de México a partir de la sierra de San Martín, hasta las inmediaciones del paralelo 24°, la mayor parte de la península de Yucatán, excepto la pequeña faja costera del noroeste, el valle central de Chiapas y la vertiente marítima de esta serranía, la planicie costera del Pacífico desde el río Suchiate hasta cerca del paralelo 24° entrando al interior de la República Mexicana, ocupa amplia zona de la parte media y baja de la cuenca del río de Las Balsas. Con una superficie a 900 mm., excepto en el Golfo de México, las lluvias son superiores a 1,600 mm, en cambio en el Pacífico son de 1,400 mm, tiene una vegetación herbácea de tipo sabana.

- 3.- Bs clima de estepa.- Se caracteriza por una temperatura media anual superior a 18° C y una temperatura fría menor.

La primera se presenta en el noroeste de la Altiplanicie Septentrional, norte de la Sierra Madre Oriental y la mayor parte de la planicie costera tamaulipeca, vertiente oriental de la Sierra Madre Occidental, franja central del Nudo Mixteco, parte occidental de la Sierra Madre de Oaxaca y vertiente de la Sierra de San Lo

renzo, en la península de la Baja California, extremo-noroeste de la península de Yucatán y en las depresiones de las partes más bajas de las cuencas de los ríos de las Balsas, Santiago, San Pedro Mezquital.

Dentro de la zona fría se localiza en el noroeste de la Sierra Madre Oriental que va de Monterrey a Torreón, la porción alta de la sierra que va de Durango a San Luis Potosí, Querétaro, Hidalgo, los llanos de Apan, Valle de Puebla, Valsequillo, valle de Oaxaca y zona de San Carlos Yautepec con el mismo estado, y el declive occidental de la Sierra Madre Oriental. Con una precipitación media anual inferior a 750 mm., y una vegetación de plantas herbáceas y xerófilas.

- 4.- Bw clima de desierto.- Este clima se presenta en dos variantes:

La variante fría se localiza en Baja California en terrenos bajos desde el paralelo 24° hasta el 32° y la región noroeste de la Altiplanicie Septentrional, El Salado, las tierras bajas de la planicie costera del noroeste desde el paralelo 24° a la frontera con Estados Unidos, península de la Baja California del paralelo 28° hasta la región de los cabos y la parte noroeste.

Las áreas incluidas en este clima tienen muy pocas manifestaciones forestales y las plantas que se encuentran en estos lugares son xerófilas y se llega al ex--

tremo de falta de vegetación, como sucede en el desierto de Altar, en algunos lugares de la Altiplanicie Septentrional y al sur de Ciudad Juárez.

5.- Cw clima de invierno seco no riguroso.- Se caracteriza por una temperatura en donde el mes más frío es de -3° C y el más cálido de 18° C. Se localiza en las zonas densamente pobladas del país, llanuras del oeste -- centro y sureste de la Altiplanicie Meridional, la vertiente sureste de la Sierra de Zacatecas, Sierra Madre Oriental, el Bajío, Valle de Toluca, la cuenca de México, parte de los llanos de Apan, los de San Juan, la -- porción suroeste del estado de Puebla, la región Mixteca, (parte de Oaxaca, Puebla y Guerrero) la Sierra -- Madre de Oaxaca entre los 2000 y 3000 m, la Meseta Central de Chiapas, la sierra Atravesada; la Sierra Madre Occidental desde el paralelo 29° hasta la Cordillera -- Neovolcánica, la región noroeste del estado de Tamaulipas, sierra de Tamaulipas, el declive occidental de -- la Sierra Madre Oriental, parte central de la sierra de San Lorenzo, en la península de la Baja California. A este clima corresponde una vegetación de tipo pradera, -- caracterizada por plantas herbáceas y una altitud superior a 580 m, con precipitación media anual de 900 a -- 1000 mm.

6.- Cs clima de verano seco caluroso.- Se caracteriza por una temperatura del mes más frío de -3° C y el mes --- más cálido de 18° C. Se localiza en las sierras de --

Juárez, San Pedro Mártir, el noroeste de la península de la Baja California.

Tiene una vegetación herbácea de tipo pradera, con una precipitación media anual superior a 300 mm, con estación de lluvias en invierno.

- 7.- Cf clima de temperie húmeda.- Se caracteriza por una temperatura del mes más frío de -3° C y el mes más cálido de 18° C y las lluvias se presentan distribuidas durante todo el año. Se localiza en la parte sur de la Sierra Madre Oriental (en la región de la Huasteca veracruzana, Sierra Madre de Oaxaca). Tiene una vegetación en su mayor parte de coníferas.
- 8.- Df clima de invierno húmedo frío.- No se localiza en la República Mexicana.
- 9.- Dw clima de invierno seco-frío.- No se localiza en la República Mexicana.
- 10.- Et clima de tundra.- No se localiza en la República Mexicana.
- 11.- Ef clima de nieve perpetua.- Se caracteriza por una temperatura media anual inferior a 0° C y hielos persistentes por su altitud, se localiza en el Pico de Orizaba, Popocatépetl e Iztaccíhuatl, con una altitud superior a 4000 m, no existe vegetación alguna debido a su temperatura tan baja.
- 12.- Eb clima seco de alta montaña de tundra o de nieve perpetua.- Se caracteriza por una temperatura media anual del mes más caliente, es inferior a 10° C y el

mes más frío es inferior de 0° C, se localiza en las grandes montañas como son: El nevado de toluca, nevado de Colima, Cofre de Perote, la Malinche, Pico de Orizaba, Popocatepetl y el Iztaccíhuatl, con una altitud superior a 3000 m, y tiene una vegetación de tundra, formada de musgos, líquenes, plantas herbáceas en pequeñas cantidades estas últimas.

Debido a la creciente contaminación existentes en las grandes ciudades se deben dar incentivos tarifarios en las regiones menos pobladas, para poder tener una mejor distribución de las industrias y la población en general; dichos incentivos pueden alentar la descentralización de las grandes ciudades logrando con eso disminuir la población, lo cual abatiría la contaminación ya existente, y el estado de vida en general, y ésto repercutirá en la distribución ya antes mencionada.

Lo anterior se debe canalizar en las tarifas regionales anteriormente propuestas, dicho incentivo será el no aumentar, por lo menos en proporción fuerte las tarifas regionales que se apliquen fuera de las grandes urbes.

A continuación se hará una breve descripción de la contaminación de la zona metropolitana de la cuenca de México.

La zona metropolitana presenta el problema más grande de contaminación atmosférica en el país, por su elevada concentración demográfica y la localización en su territorio de gran número de establecimientos industriales y el uso intensivo y crecien-

te de vehículos.

Por su latitud (19° 30') y altitud (2,240 m), tiene un clima templado con una estación de lluvias de junio a septiembre y -- una estación de secas durante el resto del año. Las temperaturas oscilan entre 5.3° C (promedio T_{min.} en enero) y más de 26.5° C -- (promedio T_{max.} en abril y mayo). Los vientos dominantes soplan en general del noroeste y suroeste, y se presentan ocasionalmente vientos del suroeste en invierno, las cadenas montañosas que cierran la cuenca de México en los límites oriental, sur occidental, impiden que se establezca un drenaje efectivo de la atmósfera, lo cual ayudaría a la eliminación rápida de dichas impurezas.

La situación geográfica del área metropolitana propicia la formación de inversiones térmicas a nivel de superficie, por la -- presencia de masas de aire frío estacionarias sobre la cuenca de México. Durante esas inversiones, principalmente en invierno, -- los contaminantes se acumulan en una capa de aire poco profunda, -- lo que deteriora la calidad del aire. Durante el invierno la ventilación de la cuenca de México se ve favorecida por el calentamiento solar del suelo que provoca movimientos verticales del aire o por la existencia de diversas condiciones sinópticas que ocasionan vientos moderados y fuertes, o volcamientos del aire de altura con el de superficie.

La zona metropolitana cuenta con 17'000,000 de habitantes -- 3'000,000 vehículos, 30,000 industrias que generan una contamina--

ción del 85% de origen vehicular, del 10% de origen industrial y del 5% de otras fuentes de contaminación.

En seguida se analizan los resultados obtenidos por la red automática de monitoreo de la atmósfera en 1985. (Secretaría de Desarrollo Urbano y Ecología).

Zona Noreste.- Esta zona es más expuesta a las tolvane---ras, durante los meses de marzo, abril, mayo, agosto y septiembre siendo las partículas en suspensión totales el contaminante que más contribuyó a la contaminación del aire. En el mes de febrero la importancia de las partículas de suspensión totales es similar a la del ozono. En el mes de julio el producto sinérgico⁽¹⁾- bióxido de azufre (SO_2) X partículas en suspensión totales prevalece sobre los demás y en octubre es el bióxido de azufre (SO_2).- La calidad del aire en esta área fue muy variable, en el mes de febrero el 50% del tiempo fue buena y satisfactoria y el otro 50% se calificó como no satisfactoria y mala. El mes de marzo fue el más crítico, en el mes de abril se tuvieron ocho días muy malos.

Zona Noroeste.- En esta área se ubican las zonas indus---triales de Tlalnepantla, Naucalpan y Vallejo. Sin embargo, la ca- lidad del aire durante el periodo considerado fue en su mayor por- centaje buena y satisfactoria. Esta situación se debe al patrón- de los vientos dominantes de la cuenca de México, que soplan en - una gran proporción del norte, lo cual provoca que los contaminan

(1) SINERGIA. Concurso activo y concertado de varios órganos para realizar una función.

tes generados en estas zonas industriales sean arrastrados hacia el sur de la cuenca de México. En el período se tuvieron dos --- días de calidad muy mala en febrero y tres días en septiembre.

El contaminante que dominó fue monóxido de carbono, seguido del bióxido de nitrógeno.

Zona Centro.- La calidad del aire se mantuvo en general - entre buena y satisfactoria durante el período de enero a octubre de 1985.

Los valores reportados como no satisfactorios se encuen--- tran sobre todo en febrero, marzo y abril. En un día de junio y dos de julio, la calidad del aire fue muy mala. El deterioro de la calidad del aire se debió al ozono generado de enero a mayo -- por las reacciones fotoquímicas de hidrocarburos y óxidos de ni--- trógeno provenientes de los vehículos automotores, así como las - partículas suspendidas totales incrementadas por la época de tol- vaneras; de junio a octubre la causa de dicho deterioro fue el -- bióxido de azufre.

Zona Sureste.- La calidad del aire en esta zona fue en ge- neral buena y satisfactoria, sin embargo, en el mes de marzo se - tuvieron seis días malos y dos días pésimos; en abril ocho días - pésimos.

En este sector se encuentran zonas erosionadas por la ---- agricultura y la extracción de minerales, por lo que la calidad - del aire se vió afectada por las partículas en suspensión total,-

en los meses de febrero, marzo, abril, mayo y agosto. Por encontrarse hacia el sur de la cuenca de México, es igualmente afectada por el ozono acarreado del centro de la ciudad.

Zona Suroeste.- Esta zona muestra durante el período una situación no satisfactoria en alto porcentaje, con excepción del mes de mayo, que registró el mayor porcentaje de condiciones buenas. En el mes de octubre se tuvo un día muy malo. En este sector el principal contaminante que provocó deterioro en la calidad del aire fue el ozono, debido a su acarreo por los vientos del centro hacia el sur de la cuenca de México.

El aire puro es una mezcla gaseosa compuesta en un 78% de nitrógeno, un 21% de oxígeno y un 1% de numerosos compuestos como son el argón, el bióxido de carbono y el ozono.

Existe una situación semejante en ciudades como son: Guadalupe, Monterrey, Puebla, etc.



**V.5 COMENTARIO DE LOS EFECTOS DEL USO RACIONAL DE LA --
ENERGIA.**

Para bienestar y comodidad de la población de las zonas -- afectadas por los diferentes climas que tenemos en la República - Mexicana que en algunos casos son extremosamente fríos o cálidos, el acondicionamiento del ambiente requiere el uso excesivo de la energía, de la cual con más frecuencia se utiliza la energía eléctrica, sin embargo, puede reducirse dicho consumo de energía en - parte si se utilizan métodos racionales, entre los que cabe men- cionar los siguientes:

- a) La orientación de la construcción con respecto a los -- cuatro rumbos cardinales.
- b) La utilización de los colores.

El primer método consiste en la orientación de la construcción, con respecto a los cuatro rumbos cardinales y el segundo en la utilización de los colores para pintar las habitaciones: con - colores oscuros, ya que éstos absorben energía y contribuyen a - elevar la temperatura del ambiente, o bien, con colores claros -- éstos reflejan la energía para que sea más templado el ambiente.

A continuación se dan sugerencias de como utilizar estos - métodos de acuerdo a las zonas climatológicas del país.

- i) Zona de clima tropical lluvioso.- Esta zona se carac-- teriza por una temperatura en todos los meses del año,-

superior a 18° C. y una precipitación media anual de - 750 mm y altitud de 1000 m.

En esta zona hay una insolación profunda por la mañana, calor agradable en verano y un enfriamiento intenso en el invierno. Se necesita en esta estación del año, -- grandes ventanales en la casa-habitación.

ii) Zona de clima seco.- Esta zona se caracteriza por una precipitación anual inferior a 700 mm , dentro de la - zona intertropical y 400 mm en la zona templada, con lluvias en verano y a 200 mm en las porciones templadas con lluvias en invierno.

En la zona intertropical hay una insolación profunda, -- por la mañana calor agradable en verano, por lo cual - se necesitan ventanales pequeños para disminuir un poco el calor y las habitaciones pintadas de colores claros, ya que éstos reflejan la energía y esto contribuye para que el ambiente sea más templado.

Zona templada.- Esta zona es adecuada para la habitación de la población, debido a que no tiene mayores variaciones de climas.

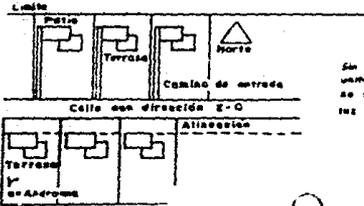
En la zona fría la insolación es débil y sopla un viento frío en el invierno, en esta zona se necesitan ventanas pequeñas para no permitir que se enfrién las habitaciones y pintar los exteriores de las edificaciones.

nes de colores oscuros, porque éstos absorben energía y contribuyen a elevar la temperatura del ambiente interior.

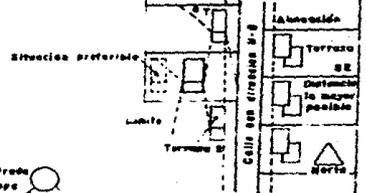
- (ii) Zona templada lluviosa.- Esta zona se caracteriza por una temperatura media del mes más calido, que es superior a 18° C. y el mes más frío excede a 0° C y una precipitación media anual superior a 400 mm , si ésta se presenta en verano y 200 mm si la precipitación -- ocurre en el invierno.

En las construcciones se debe tener una buena orientación y correcta colocación de los muros y las ventanas para la asimilación correcta de los rayos solares y -- que en algunos casos protejan contra una insolación -- sofocante, lo cual es decisivo para el hogar. Por lo general es deseable que en otoño e invierno y a primeras horas de la mañana penetre el sol en todas las habitaciones. No es deseable la entrada del sol al mediodía, ni por la tarde en los meses de verano por la intensa insolación, y esto propiciaría un calor sofocante.

SITUACION Y ORIENTACION



NORTE
 Sin el viento frío en invierno, (inestabilidad atmosférica, tormentas frías, pocas nubes), se necesitan grandes ventaneros para luz diurna difusa.



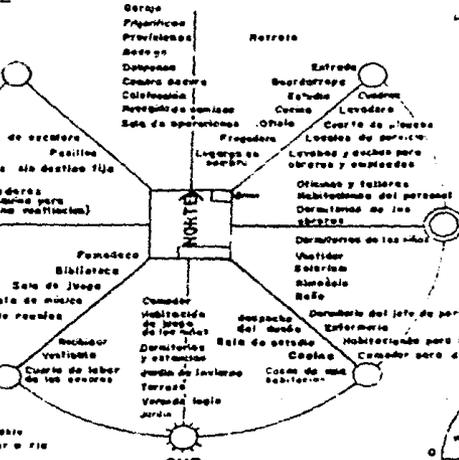
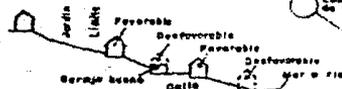
1 Situaciones convenientes para los edificios en calles con dirección E-O.

2 Situaciones convenientes para los edificios en calles con dirección N-S. Los solares de la acera de la figura (a la derecha de la figura) son los más productivos.

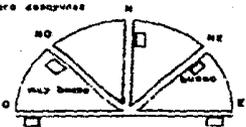
OESTE (lado de la lluvia) profunda insulación por la tarde, salidas intensivo y deshumidificante en verano, plantaciones de árboles:

ESTE insulación profunda por la mañana, calor agradable en verano, entranamiento intenso en invierno, se necesitan ventaneros débiles

3 Orientación conveniente de las habitaciones



[fachada principal de la casa] se vertical al medio día en verano, intensa insulación interior en invierno, marcadas como protección, cierre de gran noche



5 Situación conveniente del edificio según la dirección de la calle

C A P I T U L O V I .

CRITERIOS ECONOMICOS.

Independientemente de quien haya de formular los análisis económicos o de quien tome las decisiones definitivas, acerca de las inversiones, el desempeño acertado de estas funciones, es factor vital para el progreso económico de nuestro país, así como para el bienestar económico y aún para la supervivencia de las empresas particulares. Las decisiones tomadas en las empresas suministradoras de energía eléctrica, deben referirse a inversiones que necesariamente deban ser el fruto de planes y que hayan de llevarse a cabo muchos años antes de que se perciban los rendimientos previstos. Además de eso, la escala de inversiones en bienes de investigación científica y tecnológica, así como bienes de capital que se requieren para una expansión económica, se acrecenta y amplía a medida que se desarrollan las nuevas tecnologías. Por lo tanto, el conocimiento de los principios y de las técnicas que subrayan los análisis económicos revisten extraordinaria importancia.

De todo lo expuesto y de los requerimientos actuales en que se encuentra nuestro país, se plantea, respecto al proyecto de administración de la demanda de energía eléctrica, la creación de planes de inversiones futuras que repercutirán en beneficios, ya

VI - 2

sea en un ahorro en el presupuesto del estado al diferirse algunos costos de inversión o el aprovechamiento de las nuevas instalaciones, en regiones donde no se tienen suficientes servicios en el suministro de energía eléctrica, con lo cual se puede lograr un funcionamiento más eficiente al poder tener más disponibilidad, en -- cuanto a equipo se refiere.

Para el proyecto de administración de la demanda de energía eléctrica, se ha recopilado información económica de trabajos, así como una evaluación económica que describe los avances de un proyecto piloto, hecho por la Compañía de Luz y Fuerza del Centro, -- S. A., el cual fue suspendido, pero en vista de las circunstancias actuales del país, es indispensable su implantación, además de que este avance en el proyecto piloto hace más factible la realización de la administración de la demanda de energía eléctrica.

VI.1 ELEMENTOS ESENCIALES PARA LAS EVALUACIONES ECONOMICAS COMPARATIVAS.

OFERTA Y DEMANDA.

Los requerimientos que demanda el servicio eléctrico son -- independientemente de su tamaño y complejidad los siguientes:

- a) Continuidad
- b) Calidad
- c) Economía

a) Continuidad.

Básicamente este concepto implica que el suministro de energía eléctrica, sea continuo para todos los usuarios independientemente de su importancia. En condiciones de operación crítica, esto es cuando la demanda es superior a la capacidad, si se pretendiera conservar esa continuidad, el sistema eléctrico fallaría. En tales condiciones la empresa suministradora toma alguna decisión como reducir la frecuencia y voltaje o bien ocasionando interrupciones en el servicio para que el sistema se conserve.

b) Calidad.

La calidad del servicio eléctrica se refiere a la variación permisible de frecuencia y voltaje. En nuestro país la variación permisible en voltaje es de $\pm 10\%$ y de frecuencia de ± 1 ciclo por segundo.

c) Economía.

Para satisfacer este requerimiento, es indispensable que los anteriores hayan quedado satisfechos o estén muy próximos de su realización. En un sistema saturado no se puede hablar de economía de producción. Peor es el caso cuando la capacidad de generación es insuficiente, esto es, que la demanda es mayor que la capacidad disponible y que se requiere para igualar ambos términos sacrificar ya sea la continuidad o la calidad.

El desarrollo de fuentes de energía es esencial para el mejoramiento del nivel de vida de las personas y el desenvolvimiento

Industrial de los países. Obtener un suministro esencialmente ingotable, distribuir la energía eléctrica a donde se requiera, es un problema que actualmente afronta el mundo.

Las estadísticas en nuestro país, indican que en el periodo comprendido entre 1960 y 1982 la demanda creció más rápidamente que la oferta (capacidad instalada), lo que ocasionó una sobre explotación en el equipo, que no se llevará a cabo un programa de mantenimiento correctivo de emergencia y urgencia.

De 1982 a 1986 la tasa de crecimiento en la demanda ha bajado, lo que trae como consecuencia un desahogo relativo en las instalaciones.

Si se implantara un programa de administración de la demanda eléctrica, los requerimientos de continuidad, calidad y economía se buscarían y lo más importante, se podría establecer un equilibrio entre la demanda y la oferta (capacidad instalada) y con las mismas instalaciones de generación, transformación, transmisión y distribución, habría un desahogo en la operación para satisfacer la demanda y habría que estudiar si hubiera incluso capacidad de reserva.

ANALISIS DEL PUNTO DE EQUILIBRIO.

Los proyectos de las empresas suministradoras de energía eléctrica, se desarrollan para lograr con ellos algunos beneficios sociales y no para fines de lucro, pero se deben analizar sus re--

VI - 4

Industrial de los países. Obtener un suministro esencialmente ingotable, distribuir la energía eléctrica a donde se requiera, es un problema que actualmente afronta el mundo.

Las estadísticas en nuestro país, indican que en el período comprendido entre 1960 y 1982 la demanda creció más rápidamente que la oferta (capacidad instalada), lo que ocasionó una sobre - explotación en el equipo, que no se llevará a cabo un programa de mantenimiento correctivo de emergencia y urgencia.

De 1982 a 1986 la tasa de crecimiento en la demanda ha bajado, lo que trae como consecuencia un desahogo relativo en las instalaciones.

Si se implantara un programa de administración de la demanda eléctrica, los requerimientos de continuidad, calidad y economía se buscarían y lo más importante, se podría establecer un equilibrio entre la demanda y la oferta (capacidad instalada) y con las mismas instalaciones de generación, transformación, transmisión y distribución, habría un desahogo en la operación para satisfacier la demanda y habría que estudiar si hubiera incluso capacidad de reserva.

ANALISIS DEL PUNTO DE EQUILIBRIO.

Los proyectos de las empresas suministradoras de energía eléctrica, se desarrollan para lograr con ellos algunos beneficios sociales y no para fines de lucro, pero se deben analizar sus re--

laciones costo-ingreso-utilidad.

Los modelos más conocidos de determinación del punto de equilibrio, relacionan los costos fijos y variables con los ingresos para fines de planeación de las utilidades.

En la figura VI.1 se indican las propiedades de un diagrama típico de punto de equilibrio. El eje de las ordenadas muestra los ingresos y los costos en unidades monetarias. El eje de las abscisas, indica los kWh producidos durante dos meses.

La línea horizontal de la figura representa los costos fijos F , que son constantes en todo el intervalo de producción. La línea inclinada que se inicia en la intersección de la línea de costos fijos y el eje de las ordenadas representa los costos variables V , más los costos fijos (costos totales C). La línea inclinada que parte del origen son los ingresos R . El punto de equilibrio B , se produce en la intersección de las líneas de costo total y de ingresos.

La distancia vertical entre la línea de ingresos y la línea de costos totales indica una utilidad a la derecha de B .

En la comercialización de la energía eléctrica, durante cuando menos las últimas cuatro décadas, se han mantenido precios de venta de la energía que llevan implícitos subsidios de diferentes magnitudes, los cuales dependen de la tarifa aplicable. Lo anterior quiere decir, que se ha estado operando a la izquierda del punto de equilibrio B . Por otra parte la variación con respec

to a las ventas, tanto de los costos como de los ingresos, no tiene un comportamiento lineal y en realidad no se ha buscado un método para determinar el punto de equilibrio en la comercialización del servicio eléctrico.

Sin embargo, como se ha mencionado en diferentes secciones de esta tesis, es conveniente tener información actualizada que permita conocer la magnitud de los beneficios negativos o pérdidas debidos a los subsidios, y hacerlos explícitos en los documentos de facturación del servicio eléctrico, para que sea de conocimiento general que clases de usuarios resultan beneficiados y puedan entenderse las razones que obligan operar el sistema de esta manera.

Dado que el servicio se proporciona con sentido social conviene tener identificado el instante en que pueda alcanzarse un punto de equilibrio para evitar que se caiga en una utópica situación de recibir utilidades no deseadas.

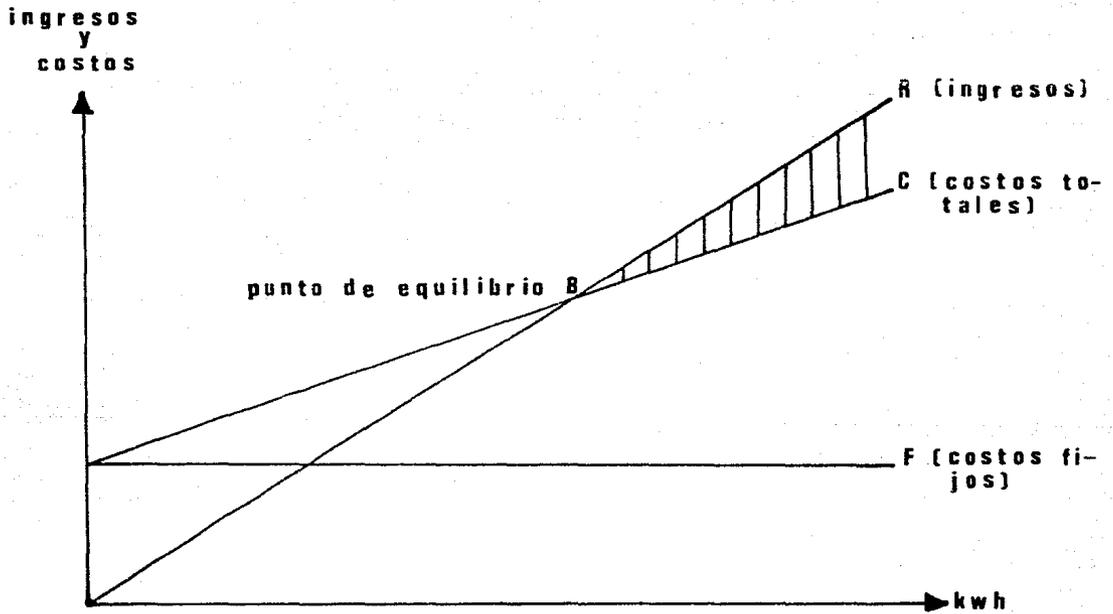


FIGURA VI.1 GRAFICA DEL PUNTO DE EQUILIBRIO.

VI.2 CRITERIOS ECONOMICOS DE OPERACION DEL SISTEMA DE POTENCIA.

En el proyecto de administración de la demanda eléctrica, pueden existir situaciones en donde los resultados económicos se originan por cambios en las condiciones de operación existentes.

A veces éstos involucran el nivel de operaciones; en otros, puede estar implicado un cambio temporal en procedimientos pero es posible que haya efectos asociados que sean a más largo plazo. Dichas situaciones constituyen virtualmente una clase aparte de estudios económicos, dado que involucran costos fijos e incrementales, mismos que hay que reconocer y tratar en forma apropiada.

Los costos fijos son aquellos que seguirán iguales, ya sea que se adopte o no un cambio dado en operaciones o política. Sin embargo, cuando se usa el término costos fijos se quiere decir, fijos únicamente con respecto a la proposición o cambio en particular bajo consideración, y a la extensión de tiempo involucrado. Un costo no afectado por cierto cambio en las operaciones podría alterarse en forma notable por algún otro cambio.

Los costos incrementales son aquellos que se originan como resultado de un cambio en operaciones o política. Representan en consecuencia, los aumentos o disminuciones reales en costo resultantes del cambio. Son éstos los que se deben considerar al determinar el costo verdadero de llevar a cabo las operaciones adicionales. Al igual que los costos fijos, son aplicables única

mente al cambio específico del cual resultan. Su monto puede ser positivo o negativo, y al igual que los costos fijos, se deben de terminar por medio de hechos.

Factor de capacidad, Factor de carga y Factor de diversi-- dad

En general, la electricidad se puede medir con dos parámetros: capacidad y energía. La capacidad se mide en términos de kilowatts instalados. La planta generadora de energía eléctrica en una región, deberá producir no sólo la suficiente energía eléctrica para satisfacer la tasa máxima de demanda eléctrica, sino también una tasa de oferta por lo menos igual a la tasa máxima de demanda eléctrica.

A la demanda de energía eléctrica también se le denomina carga, y una gráfica de cargas instantáneas durante un período de terminado, se denomina curva de cargas (como las mostradas en el capítulo V); la figura VI.2 es un ejemplo de lo anterior.

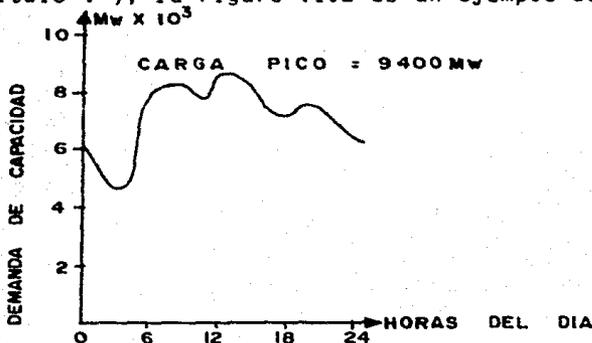


Figura VI.2 Curva de cargas.

VI - 10

Si se ordenan los eventos que producen las cargas instantáneas en orden descendente de magnitud, se crea una curva de duración de cargas. Los dibujos de las figuras VI.3 y VI.4 son ejemplos de curvas de duración de cargas anuales y mensuales. Sobre la curva de duración anual de carga, se observan las capacidades acumuladas de producción termoeléctricas e hidroeléctricas y se muestra cómo podrían ser utilizadas para satisfacer la carga, si éstas fueran las únicas abastecedoras en la región.

Utilizando las figuras VI.2, VI.3 y VI.4, es posible dar las siguientes definiciones cuando se analiza y se mide la utilización de la capacidad instalada y los costos fijos e incrementales que resultan del grado de su utilización; generalmente se emplean tres términos. El primero de ellos es el factor de capacidad. Este se define como la relación siguiente:

$$\text{Factor de Capacidad} = \frac{\text{demanda real promedio}}{\text{capacidad disponible.}}$$

$$= \frac{\text{Carga promedio de la planta en kW}}{\text{Capacidad disponible}} \times 100$$

$$= \frac{\text{Generación anual en kWh}}{(\text{Capacidad instalada en kW}) (8760 \frac{\text{horas}}{\text{año}})} \times 100$$

VI - 11

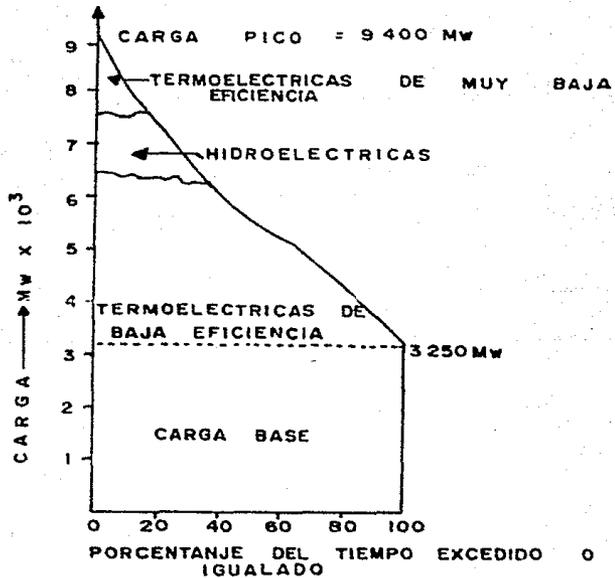


Figura VI.3 Curva de duración de cargas anuales.

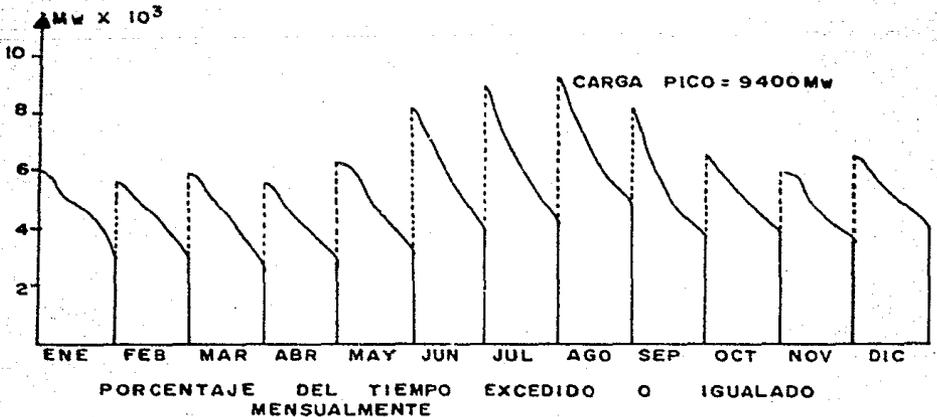


Figura VI.4 Curvas de duración de cargas mensuales.

VI - 12

Siempre que se tiene una capacidad de servicio eléctrico, el factor de capacidad en el cual se utiliza el equipo, tiene un efecto vital sobre la economía del proyecto, puesto que el uso efectivo de la capacidad, por lo general significa uso efectivo del capital.

El segundo término que se usa para medir la utilización de la capacidad, es el factor de carga. Este se define como la relación siguiente:

$$\begin{aligned}\text{Factor de carga} &= \frac{\text{demanda real promedio}}{\text{demanda máxima.}} \\ &= \frac{\text{carga promedio en kW}}{\text{carga pico en kW}} \times 100 \\ &= \frac{\text{energía eléctrica anual en kWh}}{(\text{carga máxima en kW}) \left(8760 \frac{\text{horas}}{\text{año}}\right)} \times 100\end{aligned}$$

Al usar los factores de carga o de capacidad con frecuencia, es necesario especificar la duración de la demanda máxima o la carga a capacidad máxima, dado que los sistemas pueden ser capaces de soportar sobrecargas por periodos cortos. Así, las compañías de luz y fuerza frecuentemente usan la demanda máxima de 15 minutos como base para determinar el factor de carga de sus clientes individuales.

El número de horas durante las cuales una planta generadora eléctrica, debe trabajar es una variable que depende de la optimización de las operaciones del sistema total dada la "mezcla de plantas del sistema". Generalmente, en los proyectos de planeación se obtendrán diferentes mezclas con diferentes criterios-

de optimización o funciones objetivos y con diferentes restricciones, en donde el más común de los objetivos es la minimización de costos totales del sistema.

Gracias a la tecnología actual, la demanda de electricidad en una región se puede satisfacer utilizando plantas hidroeléctricas, termoeléctricas, nucleares, geotérmicas y turbinas de gas. - La tabla VI.1 presenta los costos relativos de esos tipos de plantas.

Como ya se dijo en un capítulo anterior, existen plantas generadoras de electricidad que operan con carga base y otras con carga pico. Normalmente, la planta base trabaja con o casi capacidad máxima las 24 horas del día. Esto quiere decir que su factor de capacidad o planta es prácticamente 100%, puesto que su producción promedio es casi igual a su capacidad máxima. De la misma manera, la planta pico trabaja para satisfacer la demanda pico. Según sea el sistema, este tipo de planta puede trabajar de cero a quizá 18 o 20 horas por día. Por lo general las plantas pico tienen factores de planta que oscilan entre un 10 y un 45%.

TIPO DE PLANTA GENERADORA	C O S T O S			
	FIJOS		VARIABLES	
	Instalación	Operación y mantenimiento	Combustible	Operación y mantenimiento
1) TERMOELECTRICA (base)	alto	alto	bajo	alto
2) NUCLEAR	alto	alto	bajo	alto
3) HIDROELECTRICA convencional	alto	bajo	muy bajo	variable
4) TERMOELECTRICA (pico)	alto	alto	alto	alto
5) TURBINA DE GAS	bajo	bajo	alto	alto

Tabla VI.1 Costos relativos de diferentes tipos de plantas

VI - 15

El tercer y último término es el factor de diversidad, el cual mide una condición que es de mucha importancia para las compañías de luz y fuerza. Su importancia se puede explicar con un ejemplo sencillo. Supóngase que una compañía de servicios públicos tiene únicamente dos clientes. Uno de ellos es una casa que usa la energía para alumbrado. El otro es una fábrica pequeña -- que la usa para operar su maquinaria de las 8 A.M. a las 5 P.M. -- Dado que la casa usa la energía únicamente para alumbrado, es muy poco probable que alguna vez estuviesen prendidas todas las luces durante el día de las 8 a las 5. De igual forma, la fábrica no usaría cantidad alguna apreciable de energía eléctrica durante la noche, o sea, precisamente cuando estarían prendidas las luces de la casa. Si la carga total conectada en la casa es de 3kw. y la de la fábrica es de 8 kw., la carga total posible que puede llegar a tener la línea es la suma de las dos cargas, o sea, 11 kw. Sin embargo, debido a la diversidad de la carga, la demanda máxima es en realidad de 9 kw. Se ve, por consiguiente, que la demanda máxima puede ser considerablemente menor que la demanda máxima posible, debido a que dos o más clientes tienen diferentes características de demanda eléctrica.

Por lo tanto, el factor de diversidad se define como la relación siguiente:

$$\text{Factor de Diversidad} = \frac{\text{suma de las demandas máximas de los clientes individuales.}}{\text{demanda máxima que se haya - tenido en la realidad.}}$$

Así, un factor de diversidad de cuatro indicaría que la compañía de luz eléctrica necesitaría tener un equipo de generación de tan sólo una cuarta parte de la capacidad de la suma de las demandas máximas de los clientes individuales.

Fijación de precios sobre la base de costos incrementales.

El empleo de costos incrementales para la fijación de tarifas en las compañías suministradoras de energía eléctrica, es algo natural, ya que una de las características de éstas requieren grandes inversiones de capital y que éstos se utilizan para hacer instalaciones de larga duración. En consecuencia, los costos fijos con frecuencia ascienden a un 70% del costo unitario total. En estas condiciones no se puede ignorar la capacidad ociosa y, por lo tanto las compañías de luz y fuerza emplean técnicas basadas en la fijación de precios con base en costos incrementales, para lograr una mejor utilización de sus instalaciones.

La figura VI.5 muestra una curva de carga diaria característica de una compañía de luz y fuerza. La mayoría de las empresas suministradoras de energía eléctrica no solamente tienen variaciones diarias en la demanda eléctrica, sino también semanales y estacionales. Es evidente que esta compañía suministradora debe tener una capacidad instalada suficiente para satisfacer la demanda máxima, que se presenta como a las 6 P.M. Dado que para tener esta capacidad se requiere una inversión de capital, se puede pensar en la curva de carga como si representara la efectividad en la utilización del capital. La situación se muestra en la

figura VI.6, en la cual el área asciurada representa capacidad -- no utilizada , por consiguiente capital invertido no utilizado.

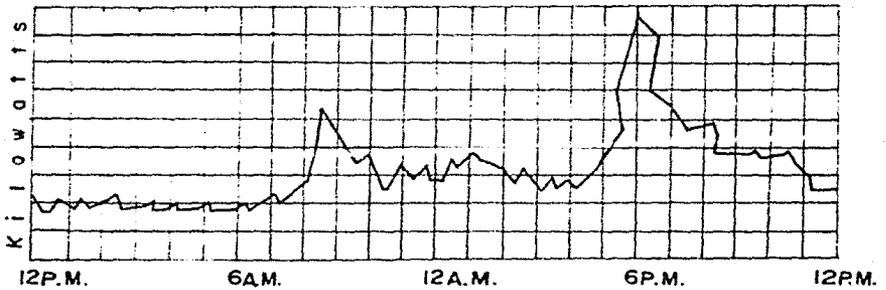


Figura VI.5 Curva de carga diaria de una compañía de luz y fuerza para el 5 de enero.

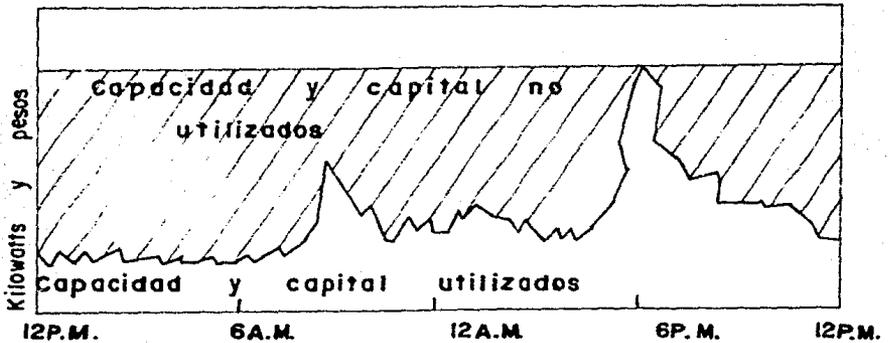


Figura VI.6 Relación entre una curva de carga diaria y la utilización de la capacidad y el capital.

El costo total de proporcionar un servicio eléctrico se -- compone de tres partes:

- 1) Costos proporcionales a la capacidad de la planta generadora, determinados por las demandas de los clientes.
- 2) Costos proporcionales al servicio consumido por los --- usuarios.
- 3) Costos proporcionales al número de usuarios.

Sobre esta base, el costo del servicio a un usuario por un período dado debe estar formado por el siguiente modelo:

$$\text{Costo del servicio} = Ax + By + C$$

en donde Ax = cargo por demanda eléctrica para una demanda de x - durante el período.

By = cargo por energía eléctrica por y unidades de servi- cio durante el período.

C = costo para el usuario en el período.

A veces se emplea una tarifa formada por dos partes como - se explicó en el capítulo IV. Ejemplos de lo anterior se pueden- ver en el capítulo mencionado.

Sin embargo, lo más común es una estructura tarifaria por- bloque, en la cual lo que debe pagar un usuario por el servicio - se determina por la cantidad de energía eléctrica que consume. - Ejemplos de esto se presentan en el capítulo IV.

Para poder establecer dicha tarifa, la compañía suministra- dora tuvo que determinar los costos fijos e incrementales para la

generación y distribución de energía eléctrica.

Las empresas suministradoras de energía eléctrica siguen - dos procedimientos para tratar de reducir sus puntos de demanda - máxima, y por lo tanto sus inversiones de capital y costos fijos. Uno de ellos consiste en ofrecer tarifas muy bajas para el servicio comprado fuera de horas de demanda máxima, y es el objetivo - que se persigue a lo largo de éste trabajo.

Un segundo procedimiento para controlar las demandas máxi- mas, es una estructura tarifaria, en la cual la cantidad de ener- gía eléctrica que tiene que comprar un usuario a una tarifa dada, antes de poder comprar a una tarifa menor, está determinada por - su demanda máxima. Esta tarifa fomenta que se tenga un mayor con- sumo, pero también que el cliente mantenga baja su demanda máxi- ma.

Se pueden establecer diferentes tarifas para fomentar el - consumo de servicios eléctricos por grupos de usuarios con carac- terísticas de demanda eléctrica, convenientes que no usarían los servicios a tarifas normales. Es obvio que las empresas suminis- tradoras de energía eléctrica, deben conocer muy bien sus costos- incrementales, ya que esto es esencial para que se establezcan ta- rifas que correspondan a éstos costos.

Costo del servicio con tarifas por bloques de demanda.

Cuando la energía eléctrica se compra de acuerdo a tarifas por bloques de demanda eléctrica, hay que tener en cuenta el efec-

VI - 20

to de la demanda eléctrica al computar el costo de la energía --- eléctrica consumida, no sólo por el equipo propuesto, sino tam--- bién posiblemente por el equipo existente.

Uso del costo incremental para mejorar la utilización de la capacidad.

Debido a la muy alta relación entre sus costos fijos y variables y a la necesidad de satisfacer cualesquiera de las demandas que soliciten los usuarios, las empresas suministradoras de energía eléctrica reconocen la importancia de los costos fijos e incrementales en el problema de mejorar la utilización de su capacidad.

Los principales medios que usan las empresas suministradoras de energía eléctrica para mejorar la utilización de su capacidad son las siguientes:

- 1) Tarifas por bloque. Se ofrecen cantidades mayores a -- precios menores.
- 2) Tarifas para horas fuera de la demanda máxima. Se ofrecen precios menores para los servicios comprados durante dichos periodos.
- 3) Cláusulas de castigo para desalentar la compra durante horas de demanda máxima.

Costos sumergidos.

Por último, el tercer tipo de costo que con frecuencia se-

debe tomar en consideración en estudios económicos, es el de costo sumergido. Los costos sumergidos difieren de otros que se toman en consideración en estudios económicos, en el sentido de que son costos del pasado y no del futuro. Prácticamente todos los estudios económicos se refieren a costos futuros y éste es un hecho que de inmediato debe indicar que los costos sumergidos no tienen lugar dentro de los costos futuros.

El costo sumergido se puede definir de varias maneras: Es el saldo no recuperado de una inversión. Es un costo ya pagado o comprometido, que no tiene nada que ver con la decisión que se toma con respecto al futuro. Es el capital ya invertido que por alguna razón no se puede recuperar.

VI.3 TOMA DE DECISIONES.

La toma de decisiones es uno de los elementos principales en el análisis económico del proyecto de administración de la demanda eléctrica. En lo anterior, los analistas del proyecto administrativo deben entender el problema de toma de decisiones y las herramientas para obtener comparaciones realistas, entre las diferentes alternativas, con lo cual se deben esperar mejores resultados.

El contenido de la teoría de decisiones, se subdivide en las decisiones que se toman en condiciones de certeza, riesgo e incertidumbre.

La toma de una decisión ocurre en condiciones de certeza-- si cada curso de acción posible conduce invariablemente hacia un resultado específico; ocurre en condiciones de riesgo, si cada al ternativa posible conduce hacia una gama conocida de resultados - específicos con probabilidades conocidas; finalmente, se halla en condiciones de incertidumbre cuando las probabilidades de los va- rios resultados específicos son totalmente desconocidos o carecen de sentido.

Una decisión es la conclusión de un proceso de análisis -- por parte del analista que decide.

El analista debe tomar la decisión que más le ayudará a -- conseguir las metas que especificó de antemano. Su actuación to- ma la forma concreta de una cierta utilización de sus recursos li mitados. De ahí la importancia de tener los objetivos claramente especificados y jerarquizados.

Por otra parte, existen algunos factores que afectan el lo gro de los objetivos especificados y que se encuentran fuera del- control del analista que decide. Para designar a esos factores - se puede emplear la expresión de los estados de la naturaleza.

Para lo anterior en el proyecto administrativo, se debe -- tener una mentalidad técnica en la toma de decisiones, el cual re querirá de los siguientes nueve elementos:

- 1) Reconocimiento del problema.
- 2) Definición de las metas u objetivos.

- 3) Recopilación de información
- 4) Identificación de las alternativas factibles.
- 5) Elección del criterio para juzgar las alternativas.
- 6) Construcción del modelo de interrelaciones.
- 7) Predicción de los resultados para cada alternativa.
- 8) Elección de la mejor alternativa para lograr el objetivo.
- 9) Auditoría de los resultados.

VI.3.1 FORMULACION DE LAS DECISIONES ECONOMICAS.

El proyecto administrativo en el logro de sus objetivos -- hace frente a recursos limitados para poder operar con alta eficiencia, en donde se hace necesario la toma de decisiones.

En lo anterior, el análisis de la decisión económica considera cuatro etapas esenciales en la formulación de las decisiones económicas:

- 1) La etapa creativa.
- 2) La etapa de definición.
- 3) La etapa de transformación.
- 4) La etapa de decisión.

La etapa creativa.

Cuando en el proyecto administrativo las oportunidades co-

nocidas no pueden ofrecer suficientes expectativas de emplear --- con rentabilidad los recursos limitados, se buscarán otras oportu nidades más prometedoras. El enfoque de que existen mejores oportu nidades que las que se conocen, acompañando con iniciativa, con duce a la exploración, investigación, búsqueda y actividades simi lares dirigidas a encontrar mejores oportunidades. Estas activi dades dieron origen a el interés de realizar la investigación de la demanda de energía eléctrica, para luego determinar su valor en comparación con las ya conocidas.

Dentro de la etapa creativa del proyecto administrativo, - se tiene una apertura económica a través de una barrera de limita ciones físicas y económicas, así como la búsqueda y nuevas combi naciones de hechos, ya que la investigación es un esfuerzo dirigi do a propósito para el descubrimiento de nuevos hechos, como es - el caso de la administración de la demanda de energía eléctrica - en nuestro país, bajo la premisa de que ésto contribuirá de algu na manera al bienestar de la gente.

Un tercer término, es evitar factores que limitan el éxito de la investigación. Una vez que estos factores limitantes se -- han identificado, pueden examinarse cada uno para establecer si - uno o varios pueden alterarse según sea conveniente, o eliminar-- los para permitir alcanzar el objetivo.

La etapa de definición.

En la etapa de definición del proyecto administrativo, se deben definir las alternativas que se originan en la etapa de ---

creación o que se seleccionan para compararlas de alguna otra manera. La meta debe ser delinear cada alternativa con base en sus actividades principales y subordinadas. El propósito de esto es asegurarse de que todos los factores asociados con cada alternativa sean considerados en la evaluación. Deben inducirse tanto los factores cuantitativos como los cualitativos. Aunque las cosas cualitativas no pueden expresarse numéricamente, son a menudo de gran importancia y deben listarse por separado para consideración en la evaluación final.

Como pueden existir varios posibles cursos de acción disponibles en el proyecto administrativo, deben hacerse una selección adecuada entre las posibles alternativas a seguir en las actividades, ya que generalmente existen limitaciones de recursos y tiempo en la investigación.

La etapa de transformación.

En el proyecto administrativo, las alternativas pueden compararse directamente si se convierten a una unidad de medida común. El denominador común aplicable en las comparaciones económicas, es el valor expresado en términos monetarios. La mayoría de las otras medidas que aparecen en varias actividades, tales como tiempo, distancia y cantidad, pueden a menudo convertirse a términos monetarios.

La primera fase de la etapa de transformación, es convertir los productos e insumos futuros enumerados en la etapa de definición entre ingresos y desembolsos en fechas determinadas.

VI - 26

La segunda fase de la etapa de transformación, consiste en poner el flujo de dinero futuro estimado para todas las alternativas, en una base comparable, considerando el valor del dinero a través del tiempo.

La consideración de inexactitudes inherentes en la estimación de productos e insumos futuros, es parte de la etapa de transformación y no deberá desestimarse.

Con frecuencia la etapa de transformación requiere de formulación de un modelo de decisión económica para ayudar a quien toma la decisión.

La fase final de la etapa de transformación es comunicar los aspectos esenciales del estudio de la investigación junto con una enumeración de irreducibles para que puedan ser considerados por aquellos responsables de la toma de decisiones.

La etapa de decisión.

Al completar la etapa de transformación en el proyecto administrativo, la cantidad y calidad de los productos y los insumos de cada alternativa, forma la base para la comparación y la decisión. La cantidad de insumos debe deducirse de la cantidad de productos para obtener la cantidad de ganancia o la forma de satisfacer la demanda eléctrica. Luego, se complementa cada una de estas medidas con las consideraciones cualitativas que se hayan enumerado.

VI - 27

Las decisiones sobre alternativas en el proyecto administrativo, deben tomarse con base en sus diferencias. Todos los factores idénticos pueden cancelarse.

Si se conocen todos los hechos acerca de las alternativas en términos cuantitativos exactos, el mérito de cada una puede expresarse en términos de un solo número.

Cuando las alternativas no pueden delinearse en su totalidad en términos cuantitativos exactos, la elección debe hacerse con base en el juicio de una o más personas. Una importante finalidad del análisis económico, es ordenar los hechos de tal forma que se pueda usar la razón en forma extensa para alcanzar una decisión. De esta manera puede reservarse el juicio para partes de situaciones donde el conocimiento de hechos está ausente.

Después de que una situación se ha analizado cuidadosamente y se evalúan los resultados posibles tan preciso como sea posible, debe tomarse una decisión.

Después que se considera toda la información que pudo conseguirse y que atañe a una situación, puede esperarse que permanezcan algunas áreas de incertidumbre. Si debe tomarse una decisión, estas áreas inciertas deben tratarse al considerar y evaluar lo intangible. Este tipo de evaluación es la parte final al llegar a una decisión sobre el futuro de la investigación.

VI.3.2 MODELOS DE DECISION DE EQUILIBRIO Y COSTO MINIMO.

Quando en la formulación de las decisiones económicas existen dos o más alternativas que sean función de la misma variable, es conveniente encontrar el valor de la variable que llevará a la obtención de un costo igual para las alternativas analizadas. Este valor de la variable es conocida como el punto crítico, el cual se analizó en el inciso VI.1.

Si el costo de una sola alternativa es función de una variable que puede tomar diferentes valores, será útil determinar aquel valor de la variable para el cual es mínimo el costo de la alternativa. Dicho valor de la variable se conoce como el punto de costo mínimo. Con base en los puntos de costo mínimo se pueden comparar muchas alternativas que dependan de la misma variable mediante modelos matemáticos.

Modelos en el análisis de equilibrio.

Quando el costo de dos alternativas se vea afectado por una alternativa común, es posible que exista un valor de la variable para el cual las dos alternativas tengan igual costo.

Los costos de cada alternativa pueden expresarse como funciones de la variable independiente común, y serán de la forma

$$TC_1 = f_1(x) \quad \text{y} \quad TC_2 = f_2(x)$$

en donde:

TC_1 = un costo total por período de tiempo, por proyecto o

por pieza aplicable a la alternativa 1.

TC_2 = un costo total por periodo de tiempo, por proyecto o por pieza aplicable a la alternativa 2.

x = variable independiente común que afecta las alternativas 1 y 2. Se determina el valor de x para el cual las dos alternativas incurren en costos iguales, igualando las dos funciones de costo, -----
 $TC_1 = TC_2$.

Por lo tanto, $f_1(x) = f_2(x)$; ecuación que se puede resolver para x . Con el valor resultante de x se llega a un costo igual para las alternativas consideradas y es, por lo tanto, el punto crítico.

Cuando se tienen más de dos alternativas, la secuencia a seguir en el análisis es en forma análoga, por ejemplo para tres alternativas se tiene:

$$TC_1 = f_1(x), TC_2(x) \text{ y } TC_3(x)$$

en donde:

TC_1 = un costo total por periodo de tiempo, por proyecto o por pieza aplicable a la alternativa 1.

TC_2 = un costo total por periodo de tiempo, por proyecto o por pieza aplicable a la alternativa 2.

TC_3 = un costo total por periodo de tiempo, por proyecto o por pieza aplicable a la alternativa 3.

x = variable independiente común que afecta las alternativas 1, 2 y 3. Se determina el valor de x para el cual las tres alternativas incurren en costos igua--

les tomadas de dos en dos, es decir, $TC_1 = TC_2$, ----
 $TC_1 = TC_3$ y $TC_2 = TC_3$.

Por lo tanto: $f_1(x) = f_2(x)$, $f_1(x) = f_3(x)$ y $f_2(x) = f_3(x)$;
 ecuaciones que se pueden resolver para \underline{x} .

Análisis de costo mínimo.

Una alternativa en el proyecto administrativo puede tener dos o más componentes de costo que sean afectados diferentemente por una variable común. Ciertos componentes de costo pueden variar directamente con un incremento en el valor de la variable, mientras que otros lo pueden hacer inversamente. Cuando el costo total de una alternativa es función de componentes de costo crecientes y decrecientes, es muy posible que exista un valor de la variable común, con el que se obtenga un costo mínimo para la alternativa. Para lo anterior se aplica el siguiente modelo matemático:

$$CT = Ax + \frac{B}{x} + C$$

donde CT = costo total de la actividad

x = variable de decisión común

A, B y C = constantes

Derivando con respecto a \underline{x} e igualando a cero se tiene:

$$\frac{dCT}{dx} = A - \frac{B}{x^2}$$

$$A - \frac{B}{x^2} = 0$$

$$\frac{B}{x^2} = A$$

$$x^2 = \frac{B}{A}$$

$$x = \sqrt{\frac{B}{A}}$$

Derivando por segunda ocasión con respecto a x :

$$\frac{d^2CT}{dx^2} = \frac{2B}{x^3}$$

Como $\frac{d^2CT}{dx^2} > 0$, el valor encontrado para x será un mínimo-

y en consecuencia, se le designa como el punto de costo mínimo.

Por lo tanto el costo mínimo será:

$$\begin{aligned} CT &= A \sqrt{\frac{B}{A}} + B / \sqrt{\frac{B}{A}} + C \\ &= \sqrt{\frac{A^2 B}{A}} + \sqrt{\frac{AB^2}{B}} + C \\ &= 2 \sqrt{AB} + C \end{aligned}$$

VI.3.3 METODOS PARA COMPARAR ALTERNATIVAS.

Con los conceptos ya vertidos se tienen los siguientes criterios para las comparaciones económicas del proyecto de administración de la demanda eléctrica:

- 1) Las decisiones se originan de las alternativas; es deseable que las alternativas sean definidas con claridad

y que se ponderen las ventajas y desventajas de todas ellas.

- 2) Las decisiones deberán estar basadas en las consecuencias esperadas de las diversas alternativas. Todas esas consecuencias ocurrirán en el futuro.
- 3) Antes de establecer los procedimientos para la formulación del proyecto administrativo y para la evaluación del mismo, es necesario reconocer de quién va a ser el punto de vista que se va a adoptar.
- 4) Al comparar alternativas, es conveniente hacer que las consecuencias sean proporcionales unas con otras, hasta donde sea posible. Esto es, las consecuencias deberán ser expresadas en cifras, y las mismas unidades deberán ser aplicadas a todas las cifras. En las decisiones económicas, las unidades monetarias son las únicas que satisfacen la especificación anterior.
- 5) Sólo será relevante comparar las diferencias entre alternativas.
- 6) Hasta donde sea posible, las decisiones separables deberán tomarse por separado.
- 7) Será deseable contar con un criterio, o quizá varios, para la toma de decisiones.
- 8) El criterio primario que deberá aplicarse a una elección entre alternativas posibles de inversiones en activos físicos, deberá seleccionarse con el fin de hacer el mejor uso de los recursos.

- 9) Aún las estimaciones más cuidadosas de las consecuencias monetarias al elegir entre distintas alternativas, casi siempre resultarán inexactas. Suele ser útil para el que toma las decisiones, hacer uso de criterios secundarios, que en alguna forma reflejan la falta de certidumbre asociada a todas las estimaciones posibles para el futuro.
- 10) En las decisiones entre alternativas de inversión, se debe dar importancia a cualquier diferencia esperada en consecuencias, independientemente de si se expresan o no en términos monetarios.
- 11) Con frecuencia existen efectos laterales que tienden a ser pasados por alto cuando se toman decisiones individuales. Para considerar en forma adecuada los efectos laterales, puede ser necesario examinar las interrelaciones entre varias decisiones antes de tomar cualquier decisión individual.

En la evaluación de alternativas económicas se hace necesario la utilización de modelos matemáticos, basados en fórmulas de interés compuesto o tasa de recuperación. Para lo anterior se utiliza la siguiente nomenclatura en el cálculo de la tasa de recuperación de los modelos matemáticos:

P: Representa la suma presente de dinero. En la escala de tiempo ocurre en el punto cero, es decir, al principio del período inicial.

- F: Representa la suma de dinero a una fecha específica futura. En la escala de tiempo, ocurre en el punto n , es decir, al terminar el último período.
- A: Representa el importe de cada pago, en una serie uniforme de pagos que se efectúan al final de cada período.
- G: Representa el valor con que se incrementa cada período el flujo individual de una serie de cantidades que ocurren en los períodos 2, 3, 4,n.
- i: Designa a la tasa de interés generada al final de cada período.
- n: Representa el número de períodos de interés considerados.

El interés i , es la tasa de recuperación, o la recuperación en sí, correspondiente a la inversión del proyecto administrativo. La reinversión de intereses, y el pago de intereses sobre esos intereses origina el proceso de interés compuesto. Se observa que este proceso refleja el concepto inherente del "valor del dinero con el tiempo", es decir, el hecho de que cada peso "crece" con el tiempo.

Para la evaluación de las alternativas económicas se tendrán los siguientes modelos matemáticos:

- 1) Factor de un pago único con interés compuesto:

$$F = P(1 + i)^n$$

$$= P(F/P, i\%, n)$$

2) Factor de actualización de un pago único:

$$P = F \frac{1}{(1+i)^n}$$

$$= F (P/F, i\%, n)$$

3) Factor de interés compuesto de una serie uniforme de pagos:

$$F = A \frac{(1+i)^n - 1}{i}$$

$$= A (F/A, i\%, n)$$

4) Factor del fondo de amortización:

$$A = F \frac{i}{(1+i)^n - 1}$$

$$= F(A/F, i\%, n)$$

5) Factor de recuperación del capital:

$$A = P \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

$$= P(A/P, i\%, n)$$

6) Factor de actualización de una serie uniforme de pagos:

$$P = A \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n}$$

$$= A(P/A, i\%, n)$$

7) Gradiente de incremento aritmético:

$$a) F = G \frac{(1+i)^n - 1}{i^2} - \frac{n}{i}$$

$$= G(F/G, i\%, n)$$

$$b) A = G \frac{1}{i} - \frac{n}{(1+i)^n - 1}$$

$$= G(A/G, i\%, n)$$

$$c) P = G \frac{(1+i)^n - 1}{i^2(1+i)^n} - \frac{n}{i(1+i)^n}$$

$$= G(P/G, i\%, n)$$

8) Gradiente de incremento geométrico:

para: $j = i$ $j = 0$

$$A_1 \frac{1 - (1+j)^n (1+i)^{-n}}{i-j} = A_1 \frac{1 - (F/P, j\%, n) (P/F, i\%, n)}{i-j}$$

$$= A_1 (P/A_1, i\%, j\%, n)$$

para: $i = j$

$$A_1 \frac{n}{1+i}$$

Algunas relaciones entre las fórmulas son:

$$(F/P, i\%, n) = \frac{1}{(P/F, i\%, n)}$$

$$(F/A, i\%, n) = \frac{1}{(A/F, i\%, n)}$$

$$(A/P, i\%, n) = \frac{1}{(P/A, i\%, n)}$$

$$(F/A, i\%, n) = \sum_{j=1}^n (P/F, i\%, n)$$

$$(F/A, i\%, n) = \sum_{j=0}^{n-1} (F/P, i\%, n)$$

$$(F/A, i\%, n) = (P/A, i\%, n) (F/P, i\%, n)$$

$$(P/G, i\%, n) = (A/G, i\%, n) (P/A, i\%, n)$$

$$(F/G, i\%, n) = (A/G, i\%, n) (F/A, i\%, n)$$

$$(A/G, i\%, n) = (P/G, i\%, n) (A/P, i\%, n)$$

$$(A/P, i\%, n) = i\% + (A/F, i\%, n)$$

Observaciones de los modelos matemáticos.

- 1) Para el cálculo numérico de los valores que se obtienen, se puede optar por:
 - a) Cálculo directo a partir de la expresión algebraica.
 - b) Empleo de "tablas" en las que se indica el factor resultante en cada uno de los modelos, para distintos valores de i y de n.
 - c) Utilización de "calculadoras electrónicas" de las específicamente denominadas "financieras".

- 2) Frecuentemente, en el planteamiento de algunos problemas de análisis económico, se conoce la suma P que será solida citada como préstamo o invertida inicialmente para el -- proyecto administrativo, así como la futura corriente de pagos A que su amortización o recuperación origine, o la cantidad futura F acumulada al final de un cierto horizonte económico, y lo que se busca es calcular la tasa de recuperación i de la inversión, o el número n de períodos necesarios para la misma.

En estas condiciones y para el caso específico de "pago único", si la incógnita es la tasa de recuperación, el problema se reduce a despejar i de la expresión:

$$F = P(1 + i)^n$$

de donde $i = \sqrt[n]{\frac{F}{P}} - 1$

En los demás casos (y aún en el caso de "pago único", cuando la incógnita es n), el problema es más complejo como para ser resuelto despejando directamente los valores de i o de n de las expresiones algebraicas, y el método más razonable en estas condiciones resulta ser el de interpolación entre valores tabulados, o el empleo de calculadoras electrónicas financieras.

Tipos de intereses.

En las fórmulas dadas anteriormente, se aceptó inicialmente que todos los pagos ocurren en forma discreta, es decir, en cada período se consideran agrupados en un sólo pago ocurriendo éste al final del período. Como consecuencia, a los intereses correspondientes se les aplican las mismas consideraciones.

Ciertos pagos en realidad se concentran en un punto específico del tiempo, como es el caso del pago para la compra de un equipo o del ingreso que se obtiene de la venta de energía eléctrica (valor de recuperación), los cuales se ubican en el escala de tiempo, al inicio y al final del primero y último períodos respectivamente, lo cual sí refleja la realidad, pero otros efectivos de caja ocurren en forma más o menos continúa en el transcurso de un período, como sucede por ejemplo, con las erogaciones semanales para el pago de mano de obra, o mensuales o bimestrales, para cubrir los gastos por concepto de materiales, impuestos, operación en general, etcétera, y suponerlos todos ellos concentrados o representados al final de un período, por ejemplo anual, es evidente que configura una situación muy diferente de la real. Existen casos -

en que ni la inversión inicial, por ejemplo, es puntual ya que se distribuye a lo largo de uno o varios periodos, como es el caso de la construcción de una planta generadora de energía eléctrica en la que los pagos para sufragar los gastos de la misma, se distribuyen a todo lo largo del periodo que dura la construcción --- (y que continúa).

El criterio del "interés continuo" proviene de la suposición de que los costos y los beneficios se generan en cada día, en cada hora y en cada minuto de la operación.

La verdad es que uno y otro criterio, representan e implican un conjunto de suposiciones y consideraciones, ya que en general en el ámbito real, el flujo de efectivo, ni obedece totalmente a un modelo discreto, ni se comporta como un líquido que fluye continuamente. Ambos métodos proporcionan resultados aproximados y sin embargo, los rangos de error que implican no son de tal magnitud que invaliden alguno de los criterios.

Muchas transacciones estipulan que el cálculo de intereses se haga en periodos uniformes menores de un año. Sin embargo, -- aún en estos casos, es costumbre indicar la tasa de interés de -- esa inversión en base anual, aunque los periodos de pago o ----- cálculo de los intereses sean menores de un año. Así por ejemplo si una tasa de interés es de 60% cada seis meses, se acostumbra -- referirse a ella como una tasa de 60% anual, solo que el interés -- calculado de esta manera se le designa como "tasa nominal de inte -- rés" para diferenciarla de la tasa real o efectiva que es algo ma

por que el 60%.

A esta tasa real de interés, con base anual se le denomina "tasa de interés efectiva". Para periodos menores de un año se le denomina "tasa real", y se denomina "tasa efectiva" exclusivamente para indicar la tasa real correspondiente a un año.

Por lo tanto lo anteriormente expresado se representará -- por medio de las siguientes fórmulas:

$$\text{Tasa efectiva de interés} = (1 + i')^M - 1$$

donde i' es la tasa real por periodo y M es el número de periodos que hay en un año, correspondiente a la tasa real i' .

Cuando se tiene como dato la tasa nominal de interés ----- anual r , la expresión toma la forma:

$$\text{Tasa efectiva de interés} = \left(1 + \frac{r}{M}\right)^M - 1$$

En el caso de interés continuo se tiene:

$$\text{Tasa efectiva de interés} = e^r - 1$$

En lo anterior se consideró que los intereses son ----- computados y pagados al final de cada periodo de interés. Cuando el pago de los intereses se hace por adelantado, es decir, al inicio del periodo. Se dice que este pago constituye un "descuento".

Si un capital P inicial, es invertido y acumula una cantidad F al final de un cierto periodo, entonces $F - P$ representa -- los intereses:

VI - 41

Sobre P si los intereses son pagados al final del período.
Sobre F si los intereses son descontados al inicio del período.

en estas condiciones:

$$\text{Tasa de interés: } i = \frac{F - P}{P} = \frac{F}{P} - 1$$

$$\text{Tasa de descuento: } d = \frac{F - P}{F} = 1 - \frac{P}{F}$$

de las expresiones anteriores se deduce que: $i = \frac{d}{1-d}$

Para el caso de la tasa de descuento se tiene;

$$F = P \frac{1}{(1-d)^n}$$

y para n períodos

$$P = F(1-d)^n$$

Con los conceptos desarrollados ya se pueden analizar los métodos para la comparación económica de las alternativas del proyecto de administración de la demanda eléctrica.

Se expondrán los tres métodos más comunmente empleados en el campo industrial y mediante los cuales resulta muy práctico -- comparar alternativas de inversión que presenten distintas series de ingresos y egresos a lo largo del horizonte económico de comparación.

Los métodos a que se hace referencia son:

- 1) Método del costo anual equivalente, con tasa mínima --- atractiva de recuperación, establecida y aplicada como-

tasa de interés.

- 2) Método del valor presente, con tasa mínima atractiva de recuperación establecida y aplicada como tasa de interés.
- 3) Método de la tasa de recuperación, en donde se calcula directamente la tasa de recuperación probable de cada una de las inversiones propuestas y se comparan con la tasa mínima atractiva de recuperación establecida.

Los diversos criterios y métodos para la comparación económica de alternativas de inversión son "equivalentes", es decir, - que aplicados cada uno de ellos al análisis de todas las posibles alternativas de acción en una situación decisional, conducen al mismo resultado en cuanto a la alternativa que finalmente deba seleccionarse. Sin embargo, la distinta estructura de los modelos matemáticos que cada criterio emplea, así como las características y diferencias substanciales de procedimiento que cada método sugiere, implican el tener que llevar a cabo en cada caso y para cada criterio, una correcta y adecuada interpretación de los resultados meramente numéricos que se obtengan. Se llegará también a la conclusión de que cada método presenta ventajas y desventajas al ser empleado como elemento de juicio en cada caso particular, debido a que en cada método se da distinto peso a los diferentes factores de costo o ingreso, lo cual origina que para determinados tipos de problemas y circunstancias, los resultados numéricos que se obtienen al aplicar un cierto método, resulten más objetivos y fáciles de interpretar que los que se pudiesen ob

tener al aplicar otro método.

Una de las principales diferencias que presentan los métodos de comparación de alternativas mencionadas, radica en el hecho de que por un lado, en los métodos de costo anual y del valor presente, para las transformaciones que de acuerdo a estos métodos deben hacerse del flujo de efectivo real, que cada alternativa de inversión presente dentro de un cierto horizonte económico, se impacta ya una cierta tasa de recuperación (normalmente la tasa interna mínima atractiva de recuperación del analista, en el momento del análisis), lo cual implica que al interpretar los resultados numéricos que se obtengan, deberá tomarse en cuenta que dicha tasa ya se incluyó como costo propiamente dicho, del capital a emplear en la inversión propuesta. En cambio, en el método de la tasa de recuperación, para cada alternativa de inversión -- propuesta, se calcula directamente de la tasa de recuperación que se espera obtener de la inversión, en función del flujo de ingresos y egresos que dicha alternativa presenta, comparándose dicha tasa esperada con la tasa interna mínima atractiva de recuperación, procediéndose entonces a calificar la alternativa de inversión analizada como atractiva o no, pero sin olvidar tomar en cuenta también, el factor de riesgo que dicha alternativa implica.

Los criterios del costo anual del valor presente y de la tasa de recuperación, así como las sistematizaciones derivadas de los mismos, deberán diseñarse especialmente en este proyecto de administración de la demanda eléctrica como análisis de proyectos

de inversión en el campo macroeconómico. Tal es el caso del llamado criterio de la relación beneficio/costo, el cual se analizará en el inciso VI.4.

Dado que al comparar alternativas, lo que interesa son sus diferencias relativas y debido al hecho de que las diversas alternativas que se toman en cuenta son para un mismo fin, y si se --- acepta someterlas a análisis y a comparación, es porque se considera que en principio, cualquiera de ellas resolverá el análisis del proyecto administrativo, solo que se pretende seleccionar la que resulte más económica; es por ésto que normalmente y en términos generales, todas las alternativas que intervienen en la comparación, representan el mismo beneficio. Por lo anterior, casi -- siempre al establecer las diferencias entre ellas, se hace en base a los costos o egresos en general y en ocasiones el único ingreso considerado, es el valor de recuperación al final de la vida económica.

Exceptuando el caso anterior, y cuando los ingresos o beneficios monetarios en general, difieren en las alternativas en estudio en cuanto al momento de su ocurrencia, distribución de montos o en cuanto a su seriación, deben tomarse en cuenta junto con los egresos e incluirse en el flujo de efectivo total; de otra manera el análisis resultaría incompleto y erróneo.

En estas condiciones, todo análisis económico se inicia -- con la estimación de los ingresos y egresos totales que cada alternativa implica, tanto en monto como en fecha de ocurrencia ---

(lo que se llama establecer el "flujo de efectivo" o "flujo de caja"). La etapa anterior está íntimamente ligada a la determinación del período dentro del cual cada alternativa deba ser estudiada, es decir, su horizonte económico.

Una vez establecidos los elementos anteriores, puede suceder que a primera vista una de las alternativas se muestre obviamente como la más económica, lo cual haga innecesario cualquier análisis posterior.

Ahora bien, rara vez ocurre lo anterior. Normalmente las alternativas presentan flujos de caja tales que muestren costos iniciales relativamente bajos y erogaciones altas a lo largo del horizonte económico, o bien, erogaciones altas iniciales que originan beneficios futuros y reducción de costos futuros. El análisis en estos casos se reduce a investigar si estas inversiones mayores iniciales se compensan y justifican con los beneficios y ahorros que originan.

1) Método del costo anual (o beneficio anual).

Este método consiste fundamentalmente, en traducir el flujo de efectivo de cada una de las alternativas por comparar, en una serie uniforme anual equivalente, lo que permitirá poder comparar, ya homogeneizadas, alternativas que en la realidad presentan flujos de efectivo totalmente diferentes entre sí. Según este criterio la mejor alternativa es aquella que minimiza el costo anual actualizado.

El "costo o beneficio anual" resultante, es simplemente un modelo de costo o beneficio en base a una tasa mínima atractiva de recuperación; es solo la representación de lo que en la realidad se estima sucederá de seguir -- cada una de las alternativas propuestas, solo que trans formando los flujos de efectivo, en series uniformes -- equivalentes.

El método puede emplearse para comparar las alternativas -- en base al costo que implican o al beneficio que aportan, razón por la cual el método también se conoce como del "beneficio anual". La alternativa con el costo --- anual equivalente más bajo o con el beneficio anual --- equivalente más alto, según sea el caso, será la que de ba seleccionarse, en la comparación de las alternativas.

Se tiene la siguiente nomenclatura para la aplicación del método:

- P: Monto de la inversión inicial total; costo total inicial del equipo; costo ya instalado y funcionando.
- V.R. o L: Valor de recuperación del activo al final de un periodo dado; normalmente al final de su vida económica.
- n: Horizonte económico del análisis; vida económica del ac tivo, expresada normalmente en años.
- I.U.: Serie uniforme de ingresos al final de cada periodo
- CA.: Costo anual uniforme equivalente.
- BA.: Beneficio anual uniforme equivalente.

Para la aplicación del método, se seguirán dos criterios:

- a) El de la recuperación del capital.
- b) El del fondo de amortización.

a) Criterio del fondo para la recuperación del capital.

Distribuyendo P y L en anualidades a lo largo de n períodos y a una tasa i igual a la tasa interna mínima -- atractiva de recuperación -- se tiene:

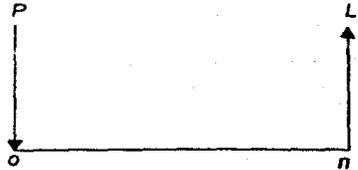


Figura VI.7

$$CA = P(A/P, i\%, n) - L(A/F, i\%, n) \dots\dots\dots 1$$

pero se sabe que:

$$(A/F, i\%, n) = (A/P, i\%, n) - i \dots\dots\dots 2$$

substituyendo la ecuación 2 en la 1:

$$CA = P(A/P, i\%, n) - L[(A/P, i\%, n) - i]$$

por lo tanto se tiene:

$$CA = (P - L) (A/P, i\%, n) + Li$$

Los dos sumandos de la expresión anterior representan: -
 la recuperación de la fracción $(P - L)$ con sus intereses correspondientes, más los intereses correspondientes a -
 la porción faltante L , la cual será recuperada al final.

b) Criterio del fondo de amortización.

Partiendo de la fórmula 1, se puede substituir ahora el valor de $(A/P, i\%, n)$, sabiendo que:

$$(A/P, i\%, n) = F(A/F, i\%, n) + i \dots\dots 3$$

por lo cual:

$$CA = P[F(A/F, i\%, n) + i] - L(A/F, i\%, n)$$

quedando:

$$CA = (P - L) (A/F, i\%, n) + Pi$$

En donde los dos sumandos se pueden interpretar como: - el importe anual del fondo de amortización que reintegrará la porción $(P - L)$ del capital sin incluir los intereses más el interés anual de la inversión inicial -- total.

2) Método del valor presente.

El método consiste fundamentalmente en "traducir" los flujos de efectivo a las diferencias futuras entre alternativas, a una sola cantidad equivalente expresada en el momento presente, o en un mismo "punto" de la escala de tiempo.

Lo más frecuente, es que las cantidades que constituyen un flujo de efectivo, se lleven al punto cero o momento actual, sin embargo, en ocasiones pudiera ser más conveniente, por representatividad, por facilidad de comparación con otras alternativas, etcétera, expresar concentrada la corriente de efectivo en otro punto cualquiera del tiempo distinto del punto cero.

Para indicar que una cantidad o una serie de ingresos y/o egresos, se expresa en el punto cero, se dice que ésta se "actualiza".

Como ejemplo de los conceptos vertidos se tienen tres proyectos de inversión para el consumo de energía eléctrica de usuarios, en donde se tienen cifras ideales que no corresponden a la realidad, sin embargo, sirven de analogía para verificar tal realidad.

El proyecto I constituye la construcción de una nueva planta generadora de energía eléctrica con una inversión de ----- \$100,000,000,000.00 ya instalada con un valor de rescate de ----- \$ 40,000,000,000.00 al término de 30 años, cuando se necesite cambiar el equipo instalado; los gastos de operación anual se estiman de \$500,000,000.00 durante los primeros 15 años y de ----- \$1,000,000,000.00 durante los 15 últimos. El proyecto II consta de la ampliación de una planta generadora de energía eléctrica para el suministro de los usuarios con una inversión de ----- \$35,000,000,000.00, con \$15,000,000,000.00 de recuperación del -- equipo al cabo de 30 años; gastos de operación de ----- \$20,000,000,000.00 durante los primeros 15 años y de ----- \$27,500,000,000.00 durante los últimos 15 a valor presente. El - proyecto III consta de los costos en el estudio de administrar la demanda eléctrica; se considera una inversión inicial de ----- \$2,800,000,000.00 de la instalación del equipo de medición para - la lectura de consumo y demanda del levantamiento estadístico para 20,000 consumidores de energía eléctrica, con un valor de recu

VI - 50

peración del equipo de \$2,000,000,000.00, así como gastos de operación anual de las actividades por \$3,500,000,000.00 en los primeros 15 años y de \$8,000,000,000.00 durante los siguientes 15. - Se tiene una tasa mínima atractiva de 40%.

Por lo tanto se tiene por el método del costo anual:

PROYECTO I:

$$\begin{aligned} &= (100,000,000,000 - 40,000,000,000) (A/P, 40\%, 30) \\ &+ (40,000,000,000) (0.4) + (500,000,000) (P/A, 40\%, 15) \\ &+ (1,000,000,000) (P/A, 40\%, 15) (P/F, 40\%, 15) (A/P, 40\%, 30) \\ &= (60,000,000,000) (0.40002) + 16,000,000,000 \\ &+ (500,000,000) (2.484) \\ &+ (1,000,000,000) (2.484) (0.0064) (0.4002) \\ &= \$ 40,504,610,620.00 \end{aligned}$$

PROYECTO II:

$$\begin{aligned} &= (35,000,000,000 - 15,000,000,000) (A/P, 40\%, 30) \\ &+ (15,000,000,000) (0.4) + (20,000,000,000) (P/A, 40\%, 15) \\ &+ (27,500,000,000) (P/A, 40\%, 15) (P/F, 40\%, 15) (A/P, 40\%, 15) \\ &= (20,000,000,000) (0.40002) + 6,000,000,000 \\ &+ (20,000,000,000) (2.484) \\ &+ (27,500,000,000) (2.484) (0.0064) (0.40002) \\ &= \$ 34,048,276,000.00 \end{aligned}$$

PROYECTO III:

$$\begin{aligned}
 CA_{III} &= (2,800,000,000 - 2,000,000,000) (A/P, 40\%, 30) \\
 &\quad + (2,000,000,000) (0.4) + (3,500,000,000) (P/A, 40\%, 15) \\
 &\quad + (8,000,000,000) (P/A, 40\%, 15) (P/F, 40\%, 15) (A/P, 40\%, 30) \\
 &= (800,000,000) (0.40002) + 800,000,000 \\
 &\quad + (3,500,000,000) (2.484) \\
 &\quad + (8,000,000,000) (2.484) (0.0064) (0.4002) \\
 &= \$ 4,648,664,700.00
 \end{aligned}$$

Es obvio que el menor costo es el correspondiente al proyecto III, que es la razón en la elaboración de este trabajo de investigación. Los resultados se basan en estudios que están en las secciones finales de este capítulo.

Como $CA_{III} < CA_{II} < CA_I$, se tendrá un beneficio anual de:

$$\begin{aligned}
 BA &= CA_{II} - CA_I \\
 &= \$ 34,048,276,000.00 - \$ 4,648,664,700 \\
 &= \$ 29,399,611,300.00
 \end{aligned}$$

El beneficio anterior viene a ser el ahorro por diferir un proyecto de inversión, el cual puede asignarse a proyectos en don de no existan servicios para los usuarios.

Por el método del valor presente se tiene:

PROYECTO I:

$$\begin{aligned}
 VP_I &= 100,000,000,000 - (40,000,000,000) (P/F, 40\%, 30) \\
 &\quad + (500,000,000,000) (P/F, 40\%, 15) \\
 &\quad + (1,000,000,000) (P/F, 40\%, 15) (P/F, 40\%, 15) \\
 &= 1,000,000,000 - (40,000,000,000) (0.0001) \\
 &\quad + (500,000,000) (0.0064) \\
 &\quad + (1,000,000,000) (0.0064) (0.0064) \\
 &= \$ 99,999,240,960.00
 \end{aligned}$$

PROYECTO II:

$$\begin{aligned}
 VP_{II} &= 35,000,000,000 - (15,000,000,000) (P/F, 40\%, 30) \\
 &\quad + (20,000,000,000) (P/F, 40\%, 15) \\
 &\quad \quad (27,500,000,000) (P/F, 40\%, 15) (P/F, 40\%, 15) \\
 &= 35,000,000,000 - (15,000,000,000) (0.0001) \\
 &\quad + (20,000,000,000) (0.0064) \\
 &\quad + (27,500,000,000) (0.0064) (0.0064) \\
 &= \$ 35,127,626,400.00
 \end{aligned}$$

PROYECTO III:

$$\begin{aligned}
 VP_{III} &= 2,800,000,000 - (2,000,000,000) (P/F, 40\%, 30) \\
 &\quad + (3,500,000,000) (P/F, 40\%, 15) \\
 &\quad + (8,000,000,000) (P/F, 40\%, 15) (P/F, 40\%, 15) \\
 &= 2,800,000,000 - (2,000,000,000) (0.0001) \\
 &\quad + (3,500,000,000) (0.0064) \\
 &\quad + (8,000,000,000) (0.0064) (0.0064) \\
 &= \$ 2,822,232,768.00
 \end{aligned}$$

Se observa que $VP_{III} < VP_{II} < VP_I$, que es análogo al resultado por el método del costo anual.

3) Método de la tasa de recuperación.

Este método de comparación de alternativas, consiste en calcular directamente la tasa de recuperación que se espera obtener de cada una de las alternativas de inversión propuestas, lo que se analiza a partir del flujo de ingresos y de egresos que en cada una de ellas se prevee, y seleccionando aquella que ofrezca la tasa de recuperación más alta, pero teniendo en cuenta la tasa interna mínima atractiva de recuperación para quien debe decidir.

El procedimiento a implementar para lograr lo anterior, se basa en el hecho de que en el proceso de una inversión, los ingresos brutos provenientes de la misma tienen como finalidad:

- a) Recuperar todas las erogaciones, costos directos e indirectos que la inversión implique.
- b) Proporcionar una recuperación o utilidad,

Ahora bien, al establecer la ecuación:

$$\text{Costos} = \text{Ingresos}$$

la variable que hace que se verifique la ecuación anterior, es precisamente: la tasa de recuperación o tasa de interés i y desde este punto de vista, se puede decir que:

" La tasa de recuperación i es el interés que hace que los costos (o erogaciones totales) sean equivalentes-

a los ingresos ".

Dado que una inversión implicará ingresos y egresos siempre se podrá calcular algún valor de i , sin embargo, solo si el importe total de los ingresos es mayor que el de los egresos, el valor de esa tasa de interés será mayor que cero.

Para establecer la ecuación entre costos e ingresos, ambos deberán estar expresados en el mismo "tiempo", lo cual puede lograrse transportando todo el flujo de efectivo al punto cero por ejemplo, para obtener el valor presente o traduciéndolo a una serie uniforme equivalente.

Así por ejemplo, para el caso general y traduciendo el flujo de efectivo a una serie de anualidades uniforme equivalente:

La ecuación:

Costos = Ingresos

quedaría:

$$P(A/P, i\%, n) + E.U. = I.U. + L(A/F, i\%, n)$$

$$P(A/P, i\%, n) - L(A/F, i\%, n) +$$

$$E.U. = I.U.$$

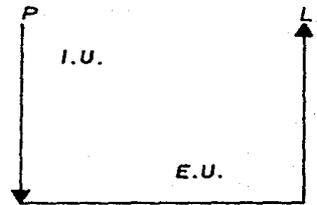


Figura VI.8

dado que:

$$(A/F, i\%, n) = (A/P, i\%, n) - 1$$

se tiene:

$$(P - L) (A/P, i\%, n) + Li + E.U. = I.U.$$

o

VI - 55

$$(P - L) (A/P, i\%, n) + Li + E.U. - I.U. = 0$$

en la cual, la tasa i que verifica la ecuación se determina por iteraciones.

De igual manera, solo que transportando el flujo de efectivo al punto a al fin de igualar valores presentes se llegaría a:

$$\pm P \pm F(P/F, i\%, j) \pm A(P/A, i\%, n) = 0$$

en donde el signo se aplicará dependiendo de si se trata de una erogación o de un ingreso.

Por ejemplo si en el proyecto II del ejemplo anterior, se espera recibir un ingreso de \$ 7,500,000,000.00 anuales con erogaciones de \$ 3,000,000,000.00 durante 30 años, se pide calcular la tasa de recuperación de la inversión.

Se tiene:

$$P = \$35,000,000,000.00$$

$$L = \$ 15,000,000,000.00$$

$$I.U. = \$ 7,500,000,000.00/\text{año}$$

$$E.U. = \$ 3,000,000,000.00/\text{año}$$

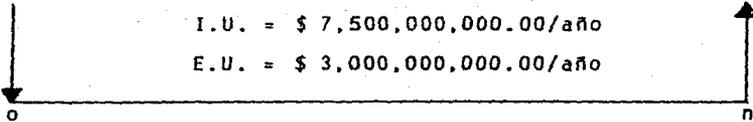


Figura VI.9

Se establece la ecuación:

$$\text{Costos} = \text{Ingresos}$$

de acuerdo con la expresión desarrollada:

$$(P - L) (A/P, i\%, n) + Li + E.U. = I.U.$$

se tiene:

$$(35,000,000,000.00 - 15,000,000,000.00) (A/P, i\%, 30) + 3,000,000,000.00 = 7,500,000,000.00$$

VI - 56

$$\text{Como (A/P, i\%, n)} \longrightarrow = \frac{1}{30}$$

$$i \longrightarrow 0$$

$$(20,000,000,000.00) \left(\frac{1}{30}\right) + (15,000,000,000.00) (0.0)$$

$$+ 3,000,000,000.00 = 7,500,000,000.00$$

$$\$ 3,666,666,666.00 < \$ 7,500,000,000.00$$

Lo anterior quiere decir que considerando una tasa de interés de 0%, los costos anuales son menores que los beneficios anuales por una diferencia de \$ 3,840,000,000.00, lo que significa que a una tasa de 0% la inversión se recupera, más una utilidad adicional de \$ 3,840,000,000.00 anuales.

Esta diferencia de \$ 3,840,000,000.00, respecto a la inversión inicial representa un porcentaje de:

$$35,000,000,000.00 \text{ ——— } 100$$

$$3,840,000,000.00 \text{ ——— } i$$

$$i = \frac{3,840,000,000.00}{35,000,000,000.00} \times 100$$

$$= 10.97\%$$

Se hace un segundo intento considerando $i = 12\%$:

$$(20,000,000,000.00) (A/P, 12\%, 30) + (15,000,000,000.00) (0.12)$$

$$+ 3,000,000,000.00 = 7,500,000,000.00$$

$$(20,000,000,000.00) (0.12414) + (15,000,000,000.00) (0.12)$$

$$+ 3,000,000,000.00 = 7,500,000,000.00$$

$$\$ 7,282,800,000.00 < \$ 7,500,000,000.00$$

VI - 57

Por lo tanto a una tasa de interés del 12% CA < BA por ---
 \$ 217,200,000.00.

Se le hace un tercer intento considerando $i = 13\%$:

$$(20,000,000,000.00) (A/P, 13\%, 30) + (15,000,000,000.00) (0.13)$$

$$3,000,000,000.00 = 7,500,000,000.00$$

$$(20,000,000,000.00) (0.13341) + (15,000,000,000.00) (0.13)$$

$$3,000,000,000.00 = 7,500,000,000.00$$

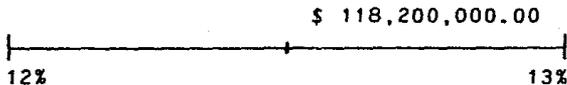
$$\$ 7,618,200,000.00 > \$ 7,500,000,000.00$$

Por lo tanto a una tasa de interés del 13% CA > BA por ----
 \$ 118,200,000.00

es decir, impactando una tasa de interés del 13% (como costo del -
 dinero con el tiempo), los costos exceden a los ingresos, la inver-
 sión no se alcanza a recuperar por \$ 118,200,000.00 anuales.

Interpolando:

\$ 217,200,000.00



x

$$i = 12\% + x$$

$$= 12\% + \frac{217,200,000.00}{217,200,000.00 + 118,200,000.00} \times 1.0$$

$$= 12.65\%$$

VI.4 RELACION BENEFICIO/COSTO.

El análisis de la relación costos y ganancias, es un instrumento para desarrollar en forma sistemática una información útil acerca de los efectos deseables o indeseables del proyecto de administración de la demanda de energía eléctrica. Trata de determinar si los beneficios sociales a obtener compensan los costos sociales.

Es un instrumento para determinar, si la redistribución específica de los recursos actuales incrementa el valor de los servicios producidos, y por lo tanto (desde el punto de vista de la eficiencia), el bienestar general de la sociedad.

Hay un criterio económico (llamado el criterio Hicks-Kaldor, o de inmejorabilidad Pareto potencial) que indica que un aumento en el bienestar general se producirá, si los que están en mejor situación como consecuencia de un cambio pudieran en principio compensar plenamente a los que resulten perjudicados, lográndose después de estos cambios una mejoría en el bienestar. Es sobre este criterio de la eficiencia económica, en la que se basa la relación beneficio/costo. Es decir, si una redistribución de los recursos conduce a un aumento neto en los servicios producidos, es evidente que si algunas personas resultan perjudicadas (es decir, que el valor de los bienes y servicios que dichas personas obtienen se vea reducido), el hecho de que haya un aumento neto en el valor de la producción permitirá que los que han salido ganando compensarán a los que han perdido.

Desde el punto de vista del analista de la ganancia-costo, el criterio básico a satisfacer, es el de que el valor de los servicios aumente. Por lo tanto, es necesario que el analista determine, cuáles y cuántos bienes y servicios se producirán como resultado directo del proyecto, y luego los valore apropiadamente, siendo esos resultados los beneficios del proyecto. Para producir esos beneficios, es necesario transferir recursos de otros usos productivos de la economía.

Desde el punto de vista de la eficiencia, significa que si se lleva a cabo el proyecto, el valor neto de los bienes y servicios producidos en la economía aumentaría, y aunque puedan resultar perjudicados algunos usuarios, existe la posibilidad de que todo mundo resulte beneficiado si las ganancias del proyecto se redistribuyen en forma adecuada.

El análisis de la ganancia-costo no es cuestión simplemente de sumar todos los efectos del proyecto, etiquetando todos los que parecen buenos como ganancias y todos los que parecen malos como costo. Esto puede traducirse en la inclusión de cosas que no deben ser incluidas y en ocasiones, en especificar inadecuadamente algunos, en tal forma que los costos lleguen a convertirse en ganancias o viceversa. Tampoco consiste en un simple registro de las transacciones financieras del proyecto. Los beneficios no se traducen siempre en ingresos, ni tampoco pueden todas las salidas de dinero considerarse como costo social.

CRITERIO ALTERNATIVO DE BENEFICIO-COSTO.

Hay un criterio para aceptar o rechazar los proyectos administrativos, este criterio alternativo y su regla asociada de decisión (que tienen en cuenta los efectos de eficiencia), es:

<u>CRITERIO</u>	<u>NORMA DE DECISION</u>
La razón del beneficio-costo B/C (razón del valor presente de las ganancias y los -- costos).	Aceptar si $B/C > 1$; Rechazar si $B/C < 1$

Este criterio es aceptable para las tarifas no subsidiadas-- para el caso de tarifas subsidiadas este criterio no es válido.

El análisis beneficio-costo es sencillo, sigue el mismo enfoque sistemático que se usa para escoger entre alternativas de inversión económica, incluyendo los pasos siguientes:

- 1) Definir el conjunto de alternativas factibles y mutuamente exclusivas del sector público que se deseen comparar.
- 2) Definir el horizonte de planificación que se va a usar -- en el estudio beneficio-costo.
- 3) Expresar en términos monetarios los perfiles costos-ahorros y beneficio-cargo para cada alternativa.
- 4) Especificar la tasa de interés que se va a usar.
- 5) Especificar las medidas de eficiencia que se van a usar.
- 6) Comparar las alternativas empleando las medidas de la --

eficiencia.

7) Efectuar análisis complementarios.

8) Escoger las alternativas que se prefiera.

Estos pasos se examinan desde el punto de vista de un análisis beneficio-costos.

Esto supone especificar todos los efectos buenos y malos -- que el proyecto tendrá en el público o en el usuario. Se incluyen en éstos los efectos directos sobre las personas físicas o morales, además se deben relacionar todos los aspectos de desarrollo, operación, mantenimiento y recuperación final relacionados con el proyecto.

Definir el horizonte de planificación es esencial para definir el período que se va a escoger para el proyecto. Puede haber varios años, durante los cuales no se consideren beneficios o costos, si el horizonte de planificación es más largo que la vida del proyecto. La cuantificación de todos los costos y ahorros se aplica a los gastos e ingresos públicos que se reciben, y se relacionan con el proyecto, el ingreso puede provenir de derechos, cuotas u otros cargos del público usuario. Pueden existir valores residuales o de recuperación si el proyecto seguirá en operación al final del horizonte de planificación, estos valores se tratan como ahorros o costos negativos en dicho tiempo.

Durante el horizonte de planificación, cada beneficio o cargo, se deben cuantificar monetariamente. Los efectos positivos -- (beneficios) de una inversión de la empresa suministradora, se ---

aplican a las consecuencias deseables en el usuario. Los cargos son los efectos negativos en el usuario.

Se debe establecer una medida de base, como beneficios y -- costos anuales equivalentes o valores presentes de beneficios y -- costos, escogiéndose la medida de eficiencia. En el análisis beneficio-costo, se usa la razón beneficio/costo (B/C). Si -----

B_{jt} = beneficios públicos asociados con el proyecto j durante el - año t , $t = 1, 2, 3, \dots, n$

C_{jt} = costos de la empresa suministradora asociados con el proyecto j durante el año t , $t = 0, 1, 2, \dots, n$

e

i = tasa apropiada de interés

entonces el criterio beneficio/costo se puede expresar matemáticamente, usando una medida base del valor presente, como

$$B/C_j(i) = \frac{\sum_{t=1}^n B_{jt} (1+i)^{-t}}{\sum_{t=0}^n C_{jt} (1+i)^{-t}}$$

Si se comparan dos o más alternativas del proyecto usando una razón beneficio/costo, el análisis se debe hacer sobre una base incremental. Es decir, primero se ordenan las alternativas del costo más bajo al más alto (valor presente, valor anual equivalente, etc.). Luego se dividen los beneficios incrementales de la segunda alternativa, menos los de la primera, $\Delta B_{2-1}(i)$, entre los costos incrementales de la segunda menos los de la primera,-----

$\Delta C_{2-1}(i)$. Es decir

$$\Delta_{B/C} C_{2-1}(i) = \frac{\Delta B_{2-1}(i)}{\Delta C_{2-1}(i)} = \frac{\sum_{t=1}^n (B_{2t} - B_{1t})(1+i)^{-t}}{\sum_{t=0}^n (C_{2t} - C_{1t})(1+i)^{-t}}$$

obsérvese que si la primera alternativa es "no hacer nada", la razón incremental B/C, representa también la razón B/C de la segunda alternativa. Mientras $B/C_{2-1}(i)$ de 1.0, la alternativa 2 es preferible a la alternativa 1. En otro caso, la alternativa 1, se -- prefiere a la alternativa 2. La que se escoja entre éstas se compara sobre una base incremental con la siguiente alternativa más costosa. Estas comparaciones por parejas continuarán hasta que se hayan agotado todas las alternativas y sólo quede la que dé el mejor resultado para el proyecto.

Con respecto al proyecto de administración de la demanda -- que pudiera realizarse, mediante el establecimiento de tarifas horarias se describe en el resto de este capítulo.

VI.5 EXPRESIONES PARA EL CALCULO DEL AHORRO POR DIFERIR UN PROGRAMA DE INVERSIONES.

Consideremos la curva C (figura VI.10) de crecimiento de la capacidad de generación del sistema eléctrico nacional, y la curva C' si con anterioridad a t=0, se hubiera implantado un programa de administración de la demanda que permita diferir la inversión en - nuevas instalaciones, reduciendo el pico de demanda del sistema. -

En la figura VI.10 C_I es la capacidad de generación (MW) instalada inicialmente, y R es la reducción en P/u esperada de la capacidad instalada al aplicar un programa de administración de la demanda eléctrica.

De acuerdo al estudio "Evaluación de un proyecto nacional de administración de la demanda eléctrica en México", desarrollado por la Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S. A., el costo total-descontado del programa global de inversiones del sistema eléctrico nacional (cuya vida económica se considera infinita para todo fin práctico) en obras de generación, transformación, transmisión y distribución, sería:

$$\begin{aligned}
 CPG &= C_I P_u \sum_{i=1}^{\infty} \frac{(1+c)^i - (1+c)^{i-1}}{(1+d)^i} \\
 &= C_I P_u \frac{c}{1+c} \sum_{i=1}^{\infty} \left(\frac{1+c}{1+d}\right)^i \quad \text{--- (1)}
 \end{aligned}$$

definiendo $a = \frac{1+c}{1+d}$, si $a < 1$

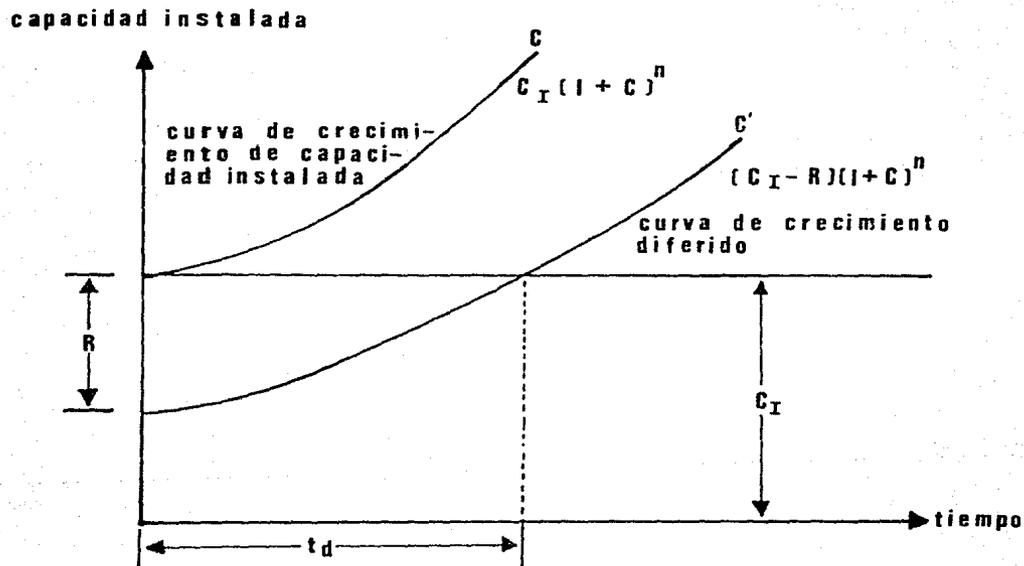
$$CPG = C_I P_u \frac{ca}{(1+c)(1-a)} \quad \text{--- (1')}$$

donde: CPG = Costo descontado (al inicio del año 1) del programa global de inversiones (\$).

P_u = Precio unitario de las nuevas instalaciones (\$/kw demanda de pico).

c = Crecimiento anual de la demanda del sistema (P/u).

d = Tasa anual de descuento de las inversiones (P/u).



VI - 65

Figura VI. 10 CURVAS DE CRECIMIENTO DE LA CAPACIDAD INSTALADA EN EL SISTEMA.

Se puede observar de la figura VI.10, que mientras mayor -- sea la reducción del pico (R), mayor será el tiempo t_d en el que -- se pueda diferir el programa de inversiones (que es el objetivo de este estudio).

t_d es el tiempo que tardará la demanda del sistema con un -- programa de administración de la demanda eléctrica, en igualar la -- demanda actual del sistema sin administración de demanda.

es decir: $C_I = C_I (1 - R) (1 + C)^{t_d}$

de donde: $t_d = - \frac{\ln (1 - R)}{\ln (1 + C)}$ años - - - - - (2)

Nótese que la expresión del lado derecho de la ecuación (1) solo converge cuando

$$d > c$$

Este parece ser el caso del sistema eléctrico mexicano, cuyo crecimiento histórico en demanda ha sido del orden del 8% anual, mientras que la tasa de descuento o costo ponderado del capital para el sector eléctrico había sido hasta fines de la década de los setentas de alrededor del 12% anual, aunque en los últimos seis -- años de esa década ha sido objeto de un crecimiento explosivo.

Al diferir la inversión de instalaciones de generación, -- transformación, transmisión y distribución en un tiempo t_d , se logrará un ahorro en costos financieros equivalentes al valor de -- oportunidad derivado del empleo durante el periodo t_d del monto de la inversión, para otros fines productivos a una tasa de rendimiento d . dicho de otra forma, diferir una inversión en un tiempo t_d trae como consecuencia un ahorro en costos financieros equivalente

al valor presente de los intereses (a una tasa d), que se habrían pagado por el financiamiento de la inversión durante el tiempo t .

De lo anterior y considerando el programa global de inversiones, como una inversión única que se realizará al inicio del año 1 con un costo CPG (costo descontado del programa global de inversiones), el ahorro en costos financieros en un programa de administración de la demanda estaría dado por:

$$A = CPG \left(1 - \frac{1}{(1 + d)^{td}} \right) \quad (3)$$

VI.6 CALCULO DE LOS AHORROS EN COSTOS DE CAPITAL CON UN PROGRAMA DE ADMINISTRACION DE LA DEMANDA ELECTRICA.

El objetivo de un programa de administración de la demanda eléctrica, consiste en reducir el pico de demanda, más no el consumo de energía procurando mantener los ingresos de la empresa suministradora constantes, por lo tanto si se reduce en forma proporcional las demandas, cuyos valores sean superiores a la carga promedio y se aumentan las cargas inferiores a la carga promedio, la energía en el área bajo la curva original y modificada debe ser la misma.

Debido a que no se sabe de antemano el monto de la reducción del pico de demanda, el estudio de los ahorros en costos de capital es forzosamente un estudio paramétrico.

De acuerdo con la expresión (1) que se presenta en el punto

VI.5 una gráfica de ahorros por diferir el programa global de inversiones, para diversos valores de la tasa de crecimiento de la demanda del sistema eléctrico nacional y de la posible reducción del pico de demanda, se puede observar en la figura VI.11.

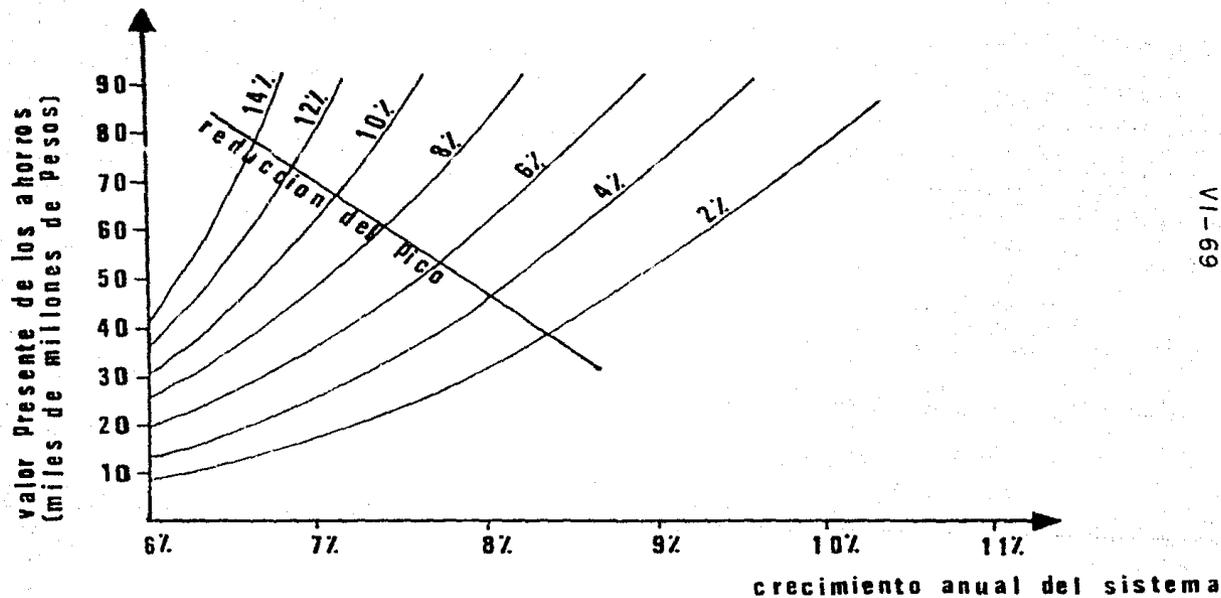
La escala de ahorros (a valor presente), que se considera más probable a priori, para un crecimiento promedio de la demanda del orden de 8% y reducciones del pico entre 4 y 14%, va de 20 mil a 60 mil millones de pesos mexicanos constantes de 1980 (datos tomados del estudio de la Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S. A. titulado "Evaluación de un proyecto nacional de administración de la demanda eléctrica en México"). se puede observar que en la expresión (3) para el cálculo de los ahorros, no existe ningún término en donde se tome en cuenta la inflación. Teóricamente los ahorros se lograrían en el término de la vida del sector eléctrico, pero en la práctica más del 90% de los ahorros se lograría en solo 35 años.

El periodo m (años) que tardarían los ahorros A' por administración de la demanda en llegar a ser una fracción f del ahorro total A (calculado según la ecuación (3)) se pueden calcular como sigue:

$$\text{sea } a = \frac{1+c}{1+d} < 1$$

igualando A' con fA

$$\sum_{i=1}^m a^i = f \sum_{i=1}^{\infty} a^i$$



69-1A

FIGURA VI.11 AHORROS POR DIFERIR EL PROGRAMA DE INVERSIONES DEL SECTOR ELECTRICO.

$$0 \frac{a^{m-1} - a}{a - 1} = f \frac{a}{1 - a}$$

$$\text{y finalmente } m = \frac{\ln(1 - f)}{\ln a} + 2$$

Con $C = 0.08$ (8%) y $d = 0.16$ (16%), valor este último más - indicativo del costo de capital actual que el 12% histórico, m resulta:

$$a = \frac{1 + 0.08}{1 + 0.16} = \frac{1.08}{1.16}$$

$$m = \frac{\ln(1 - 0.9)}{\ln\left(\frac{1.08}{1.16}\right)} + 2$$

$$m \approx 34 \text{ años}$$

Como se observa, los beneficios previstos derivados de un programa de administración de la demanda son sumamente importantes. Dichos beneficios se lograrían a través de disminuciones anuales de los costos financieros, y su efecto se transmitiría a través de toda la vida económica del sector eléctrico.

VI.7 ETAPAS DE UN PROYECTO SECTORIAL DE ADMINISTRACION DE LA DEMANDA.

Las principales etapas de un proyecto sectorial de administración de la demanda son:

a) Estudio de carga.

- b) Diseño de tarifas horarias experimentales.
 - c) Aplicación de tarifas horarias (fase experimental).
 - d) Análisis de resultados.
 - e) Depuración e implementación de tarifas horarias.
- a) **ESTUDIO DE CARGA.**- Los resultados que se derivan de un estudio de carga son los factores de carga y diversidad por grupo de usuarios y totales del sistema que se es ta investigando y el resultado principal es la determina ción de las formas de las curvas de demanda de los diver sos grupos de usuarios.
- b) **DISEÑO DE TARIFAS HORARIAS EXPERIMENTALES.**- Esta etapa consiste en diseñar una estructura tarifaria del tipo ex perimental, tomando como base los resultados que se ob-- tuvieron en el estudio de carga. Estas tarifas se apli-- carán a las muestras que correspondan a aquellos grupos-- de usuarios que en orden de importancia y característi-- cas de su carga representan la mayor aportación para la-- reducción del pico de demanda del sistema. Como conse-- cuencia de cobrar a mayor precio el kWh en las horas de-- pico máximo y a menor precio en las horas de valle, du-- rante un período apropiado, se observarán las modifica-- ciones en los patrones de consumo.
- c) **APLICACION DE TARIFAS HORARIAS (FASE EXPERIMENTAL).**- Es ta etapa consiste en la aplicación de tarifas horarias - experimentales a una muestra de usuarios y la recopila--

ción de datos de consumo y facturación durante el periodo de la prueba. Para la aplicación de dichas tarifas, se deberá contar con el consentimiento y/o aprobación -- por parte de los usuarios. Los usuarios enviarán una -- carta de aceptación a la empresa suministradora, en donde manifiesten estar de acuerdo en formar parte de una -- muestra de un estudio de investigación de la demanda --- eléctrica.

- d) **ANALISIS DE RESULTADOS.**- Mediante el análisis de los -- resultados, se puede determinar que grupos de usuarios -- son sensibles a las tarifas horarias.

- e) **DEPURACION E IMPLEMENTACION DE TARIFAS HORARIAS.**- De -- acuerdo a los resultados que se obtuvieron en las fases -- anteriores, esto nos permitirá depurar la estructura tarifaria para lograr el máximo beneficio en su aplicación práctica, sin que esto afecte gravemente a ningún grupo de usuarios.

VI.8 ESTUDIO DE CARGA.

La principal aplicación de los estudios de carga, es en los estudios del costo del servicio eléctrico y en la administración de la demanda. El diseñador de tarifas necesita conocer la composición de la demanda del sistema, las demandas por grupo y sus diversidades.

Medios técnicos para realizar un estudio de carga.- Se --- describirán brevemente algunos de los medios técnicos modernos disponibles comercialmente.

- 1.- Sistemas de registro de datos de consumo en cinta magnética.- Este sistema funciona como sigue: al wathorímetro se le adapta un iniciador de pulsos mecánico o electrónico que emite un pulso o señal por cada vuelta del disco del medidor. Las señales se registran mediante una grabadora adjunta al wathorímetro, en una cinta magnética tipo casete de dos pistas. Una de las pistas se emplea para registrar pulsos de tiempo que -- marcan el inicio y final de los intervalos (generalmente son de 15 minutos) y la otra para registrar los pulsos emitidos por el iniciador de pulsos (el número de pulsos es proporcional a los kWh medidos).

El casete de cinta magnética tiene capacidad para registrar por varios meses los datos de consumo, pero mensualmente se retiran las cintas de la grabadora y se -- reemplazan con cintas borradas. Las cintas retiradas -- se envían a un centro de procesamiento, donde se traducen a un formato compatible con la computadora de procesamiento de datos.

Los sistemas modernos de traducción, tienen capacidad -- para traducir y realizar simultáneamente otras tareas, -- tales como la generación de gráficas de carga por grupo de usuarios y global del sistema, formar archivos y pro

ducir reportes.

En los sistemas de registro en cinta magnética, el principal problema que se presenta es la sincronización de -- las lecturas.

- 2.- Registro de datos en cartuchos con memoria de estado sólido.- Este sistema se basa en la tecnología del estado sólido. El desarrollo de este sistema es similar en su estructura a los sistemas de registro de datos de -- consumo en cinta magnética. La cinta magnética se reem-- plaza por un cartucho que puede usarse varias veces con memoria permanente y puede almacenar datos de consumo - en intervalos de 15 minutos.

Los dos sistemas descritos anteriormente requieren la - intervención de personal para retirar y restituir periódicamente el casete o cartucho de la grabadora acoplada al medidor de cada usuario.

- 3.- Transmisión de datos de consumo a través de la red de - distribución.- Un sistema típico figura VI.12, funciona como sigue: cada 30 minutos la minicomputadora del - centro de despacho de datos (CDD) emite una señal para - interrogar a los medidores de investigación de carga. - La señal se transmite a través de una línea telefónica - o hilo piloto a las diversas subestaciones. En las subestaciones las señales son recibidas por la unidad de -

comunicaciones de la subestación (UCS). De allí la orden se retransmite a los medidores, mediante una señal de onda portadora de alta frecuencia que se inyecta a los alimentadores de 23 KV. La señal contiene un código que incluye la dirección del medidor que se desea leer y de la función a realizar (iniciar la lectura). Acoplado a cada medidor, un emisor-receptor (llamado transponder) recibe la señal y ejecuta la orden interrogando a un acumulador de pulsos que contiene por separado el número de pulsos correspondientes a los consumos en 2 intervalos de 15 minutos. El transponder transmite de vuelta hacia el CDD una señal que contiene los códigos del medidor, de la función y la cantidad medida. En el CDD se decodifica la información y se verifica para evitar errores, antes de incorporar la lectura al archivo de datos del estudio de carga.

Los sistemas bidireccionales (emisor-receptor) permiten implantar también algunas medidas tendientes a la administración de la demanda eléctrica directa, como la desconexión y reconexión a control remoto de cargas individuales o grupos de cargas (no se recomienda en este estudio). En este caso el transponder A figura VI.12, recibe la señal de desconexión generada en el CDD y la transmite al interruptor auxiliar que desconecta la carga. El interruptor auxiliar puede contener un timer para reconectar la carga automáticamente.

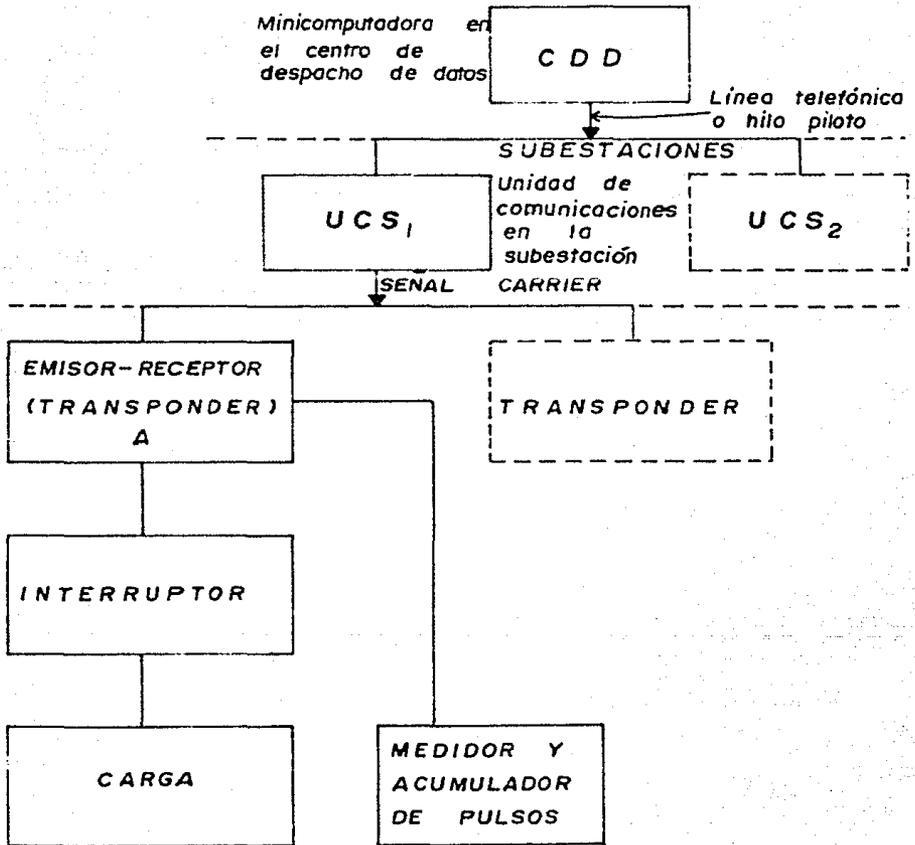


FIGURA VI. 12 Sistema bidireccional de adquisición de datos de consumo

Por último mediante un sistema bidireccional, puede realizarse a control remoto algunas funciones relacionadas con la automatización de la distribución, como son la supervisión del estado (abierto-cerrado) de interruptores y la conexión o desconexión de capacitores de corrección de factor de potencia.

Las ventajas de un sistema bidireccional son:

- a) La lectura prácticamente simultánea de todos los medidores de investigación de carga. Con esto se resuelve el problema de sincronización de las lecturas.
- b) No se requiere la labor de reemplazo de cintas magnéticas como en el sistema de registro en casete.
- c) El precio de un sistema bidireccional es comparable al precio de un sistema de registro en casete, pero el sistema bidireccional permite implantar funciones adicionales, que pueden ser deseables en el futuro, como la desconexión selectiva de cargas y la automatización de la distribución.

Sin embargo, si se pretende llevar adelante un programa de administración de la demanda eléctrica empleando tarifas horarias, un sistema bidireccional permitiría contar con la infraestructura necesaria para la toma de lecturas a control remoto de los datos de consumo (en horas de pico y fuera de pico) necesarios para la aplicación de las tarifas horarias.

Selección de la muestra de usuarios para el estudio de carga.

Las tarifas que inciden en mayor medida sobre los ingresos de la Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S. A., son (datos de 1984):

<u>T A R I F A S</u>	<u>CONSUMO (kwh) EN % DEL TOTAL</u>	<u>VENTAS (\$) EN % DEL TOTAL</u>
1 Servicio doméstico	17.61	19.89
2 Servicio general hasta 25 kw de demanda.	8.17	12.38
3 Servicio general para más de 25 kw de demanda.	6.80	10.10
8 Servicio general en alta tensión	41.15	38.99
12 Servicio general para tensiones de 66 KV o superiores.	12.26	9.17
	85.99	90.53

Los estudios de carga se deben centrar en los usuarios de mayor importancia. El diseño de las muestras de usuarios, se hará a través de los métodos expuestos en el capítulo III "Estadística aplicada a la investigación de la demanda eléctrica".

CONCLUSIONES .

Este trabajo presenta una descripción de los objetivos de un programa de administración de la demanda eléctrica y de los medios para instrumentarlo.

La implantación de un programa de administración de la demanda eléctrica, en el sistema eléctrico nacional mexicano, traería como consecuencia repercusiones económicas favorables a nuestro país. Se concluye que dicho programa es conveniente que se inicie orientado hacia la implantación de tarifas horarias, que consideramos es el instrumento más adecuado para lograr la administración de la demanda eléctrica.

En la Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S. A., se inició un proyecto piloto de administración de la demanda eléctrica el cual se encuentra parado actualmente en la etapa preliminar de investigación de las características de las cargas eléctricas de los diversos grupos de usuarios, es conveniente que se continúe con este proyecto piloto por todos los beneficios sociales y económicos que se han mencionado en esta tesis.

BIBLIOGRAFIA.

ACUERDO QUE AUTORIZA EL AJUSTE, MODIFICACION Y REESTRUCTURACION -
DE LAS TARIFAS PARA EL SUMINISTRO Y VENTA DE ENERGIA ELECTRICA.
SECRETARIA DE HACIENDA Y CREDITO PUBLICO.
1986.

ANALISIS DE COSTOS MARGINALES Y DISEÑO DE TARIFAS DE ELECTRICIDAD
Y AGUA.
BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO.
1983.

ANALISIS DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA.
WILLIAM D. STEVENSON.
MC. GRAW - HILL.
1975.

ANALISIS ECONOMICO EN INGENIERIA.
DONALD G. NEWMAN.
MC. GRAW - HILL.
1985.

ARTE DE PROYECTAR EN ARQUITECTURA.
ERNEST NEUFERT.
GUSTAVO GILI, S. A.
1983.

CENTRALES ELECTRICAS.
SANTO POTESSE E.
GUSTAVO GILI, S. A.
1971.

CENTRALES HIDROELECTRICAS.
ZOPPETTI.
GUSTAVO GILI, S. A.
1974.

CLIMATOLOGIA DE MEXICO.
INSTITUTO PANAMERICANO DE GEOGRAFIA E HISTORIA.

CUOTAS Y CARGOS DE LAS TARIFAS.
COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD.
1985.

DESCRIPCION DE UN PROYECTO PILOTO DE ADMINISTRACION DE LA DEMANDA
ELECTRICA.
INGRS. GUILLERMO LOPEZ PORTILLO, JORGE DURAN, ROBERTO COLSA Y ----
CESAR SERNA.
COMPANIA DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO, S. A.
1980.

ECONOMIA Y ADMINISTRACION
EUGENE F. BRIGHAM Y JAMES L. PAPPAS.
INTERAMERICANA, S. A. DE C. V.
1978.

EL ANALISIS CUANTITATIVO EN LAS DECISIONES ADMINISTRATIVAS.
LEONARD W. HEIN.
DIANA.
ABRIL 1971.

EL ENFOQUE DE SISTEMAS.
VICTOR GEREZ GREISER Y LUIS P. MANUEL GRIJALVA L.
LINUSA
1976.

ELEMENTOS DE MUESTREO Y CORRELACION.
FERNANDO HOLGUIN Q. Y LAUREANO HAYASHI M.
TEXTOS UNIVERSITARIOS U.N.A.M.
1977.

ENERGETICOS Y DESARROLLO TECNOLOGICO.
MANUEL POLO ENCINAS.
LIMUSA 1979.

ESTADISTICA BASICA PARA PLANIFICACION.
ARTURO NUÑEZ DEL PRADO BENAVENTE.
SIGLO VEINTIUNO EDITORES.
1981.

EVALUACION ECONOMICA DE UN PROYECTO NACIONAL DE ADMINISTRACION DE
LA DEMANDA ELECTRICA.
INGS. GUILLERMO LOPEZ PORTILLO, JORGE DURAN Y CESAR SERNA.
COMPANIA DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO, S. A.
1979.

GEOGRAFIA MODERNA DE MEXICO.
ING. JORGE TAMAYO.
TRILLAS.
NOVENA EDICION.

INFORME SOBRE EL ESTADO DEL MEDIO AMBIENTE EN MEXICO.
SECRETARIA DE DESARROLLO URBANO Y ECOLOGIA.
MARZO 1986.

INGENIERIA ECONOMICA.
E. PAUL DE GARMO Y JOHN R. CANADA.
C.E.C.S.A.
1973.

INICIACION AL METODO DEL CAMINO CRITICO.
AGUSTIN MONTAÑO.
TRILLAS.
AGOSTO 1972.

INSTALACIONES ELECTRICAS.
CASTELFRANCHI GIUSEPPE.
GUSTAVO GILI, S. A.
1976.

INSTRUCTIVO PARA LA INTERPRETACION Y APLICACION DE LAS TARIFAS --
GENERALES.
COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD (GERENCIA DE DISTRIBUCION).
DICIEMBRE 1985.

INTRODUCCION A LA PREDICCION ECONOMICA.
FEDERICO JULIO HERSHEL.
FONDO DE CULTURA ECONOMICA.
1978.

INTRODUCCION A LA TEORIA DE LAS DECISIONES CON APLICACIONES A LA--
ADMINISTRACION.
JEAN PAUL RHEAULT.
LIMUSA.
1973.

LA ESTRUCTURA DE LAS ENCUESTAS POR MUESTREO.
DES RAJ.
FONDO DE CULTURA ECONOMICA.
1979.

LOAD RESEARCH AND LOAD MANAGEMENT IN ELECTRIC UTILITY AND INDUS--
TRIAL SYSTEMS.
DR. W. E. MEKOLITES.
PROFESIONAL DEVELOPMENT SERVICES.
MARZO 1978.

MANUAL DEL CONSULTOR EN PLANEACION.
RAMON DE LA PEÑA MANRIQUE.
LIMUSA
1984.

METODOS CUANTITATIVOS PARA LA TOMA DE DECISIONES EN ADMINISTRA---
CION.
CHARLES A. GALLAGHER Y HUGH J. WATSON.
MC. GRAW - HILL.
1980.

MUESTREO DE ENCUESTAS.
LESLIE KISH.
TRILLAS.
1972.

PRINCIPIOS DE INGENIERIA ECONOMICA.
EUGENE L. GRANT, W. GRANT IRESON Y RICHARD S. LEAVENWORTH.
C.E.C.S.A.
1976.

REDES ELECTRICAS.
ING. JACINTO VIQUEIRA LANDA.
REPRESENTACIONES Y SERVICIOS DE INGENIERIA, S. A.
1970.

TARIFAS GENERALES AUTORIZADAS.
COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD.
1984

TECNICAS DE ANALISIS ECONOMICO PARA ADMINISTRADORES E INGENIEROS.
JOHN R. CANADA.
DIANA.
ABRIL 1977.

**TECNICAS DE MUESTREO.
WILLIAM G. COCHRAN.
C.E.C.S.A.
1977.**

**TEORIAS DEL MUESTREO.
DES RAJ.
FONDO DE CULTURA ECONOMICA.
1980.**

**TOMA DE DECISIONES EN ADMINISTRACION MEDIANTE METODOS ESTADISTICOS.
WILLIAM A. SPURR Y CHARLES P. BONINI.
LINUSA.
1978.**