

47  
24



**Universidad Nacional Autónoma de México**

**FACULTAD DE INGENIERIA**

Estudio de Mercado de los Sistemas  
Computarizados de Administración  
de Energía

TESIS PROFESIONAL

Que para obtener el Título de:

**INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA**

P r e s e n t a

**RAFAEL FLORES GARCIA**

Director de Tesis:

**ING. JUAN CARREON GRANADOS**



México, D. F.

**FALLA DE ORIGEN**

1989



Universidad Nacional  
Autónoma de México



## **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.

## INDICE

I.	Introducción	I- 1
II.	Evolución de los precios de la energía	II- 1
	A. Antecedentes históricos del sector eléctrico en México	II- 1
	B. La Comisión Federal de Electricidad	II- 3
	C. Tarifas eléctricas	II- 5
	D. Evolución del precio medio del kWh	II- 6
III.	Descripción de los equipos eléctricos y sus aplicaciones	III- 1
	A. Clasificación general	III- 1
	B. Equipos eléctricos con factor de potencia diferente de la unidad	III- 2
	1. Equipos eléctricos inductivos	III- 2
	a. Transformadores	III- 3
	i. Clasificación por funcionamiento	III- 3
	ii. Pérdidas y eficiencia	III- 5
	iii. Usos	III- 6
	b. Motores	III- 7
	i. Máquinas de corriente directa	III- 8
	ii. Máquinas de corriente alterna	III-10
	2. Equipos eléctricos capacitivos	III-12
	C. Equipos eléctricos con factor de potencia unitario	III-14
	1. Lámpara incandescente	III-14
	2. Lámpara fluorescente	III-15
	3. Conductores	III-17
	a. Cables de energía	III-18
	b. Cables de comunicación	III-19
IV.	Sistemas computarizados de administración de energía	IV- 1

A.	Introducción	IV- 1
B.	Estrategias de administración de energía	IV- 1
C.	Funciones de los SCAE	IV- 1
	1. Adquisición de datos	IV- 2
	2. Control	IV- 2
	a. Técnicas de control discreto	IV- 3
	b. Técnicas de control analógico	IV- 4
	3. Generación de informes	IV- 5
D.	Clasificación de los SCAE	IV- 5
E.	Elementos de los SCAE	IV- 6
F.	Arquitectura de los SCAE	IV- 7
	1. Arquitectura de componentes discretos	IV- 7
	2. Arquitectura de procesamiento central	IV- 8
	3. Arquitectura de procesamiento distribuido	IV- 9
G.	Procedimiento de implantación de los SCAE	IV-11
V.	Mercado de los SCAE en México	V- 1
A.	Oferta de los SCAE	V- 1
	1. Introducción	V- 1
	2. Compañías y productos	V- 1
B.	Demanda de los SCAE	V-10
	1. Introducción	V-10
	2. Incidencia por clase de actividad	V-10
	3. Distribución nacional de consumo y usuarios	V-13
	4. Estimación de la demanda de los SCAE	V-19
	a. Reducción promedio mensual de la demanda	V-19
	b. Reducción promedio mensual por consumo	V-24
	c. Ahorros por reducción de consumo y demanda	V-24
	d. Posible demanda de los SCAE	V-25
	5. Resumen	V-25
VI.	Conclusiones	VI- 1

**ANEXO A.** Tipos de tarifas actuales

**ANEXO B.** Factor de potencia

B-1 Factores de potencia de los equipos

B-2 Medición

B-3 Recomendaciones para la medición

B-4 Beneficios de la corrección

B-5 Métodos de corrección

**ANEXO C.** Auditorías energéticas

C-1 ¿ Por qué hacer una auditoría energética ?

C-2 Tipos de auditoría energética

C-3 Elementos de una auditoría energética

C-4 Principios de una auditoría energética

C-5 Dirigiendo la auditoría

**BIBLIOGRAFIA**

## I. INTRODUCCION

Dado que el costo de la electricidad ha ido en aumento gradual al través del tiempo, los consumidores de energía eléctrica, grandes y pequeños, están buscando con más frecuencia el poder reducir sus pagos en los recibos de luz.

Para poder cumplir con este fin se han seguido diversas estrategias o técnicas para poder ahorrar energía. Estas técnicas comprenden tanto aspectos técnicos como humanos. Cabe aclarar que las posibilidades de ahorro pueden ser mayores o menores dependiendo de la planta industrial de la que se trate, así como también lo será su costo de inversión, por lo que, al establecer un programa de ahorro de energía, éste deberá ser realmente adaptado a ésta.

En la actualidad existen muchas formas y caminos para poder ahorrar energía, en nuestro país se les clasifica principalmente por el costo de la inversión original que se tiene que realizar, por lo que se les designa como de inversión mínima, media o grande. Si se toma en cuenta el grado de desarrollo del país, especialmente en la rama industrial, se puede uno percatar de que nos encontramos en las primeras etapas para poder implantar técnicas o programas muy sofisticados de ahorro de energía.

Ahora bien el término de ahorro de energía va muy relacionado con lo que se denomina conservación de la misma, ya que el objetivo no sólo es el de ahorrar sino también el de obtener el máximo beneficio de ésta, lo cual está íntimamente relacionado con el grado de eficiencia de los sistemas y procesos que se desarrollan en las plantas industriales. Uno de estos sistemas, de los cuales se hace mención, es el que se denomina como Sistema Computarizado de Administración de Energía.

Los Sistemas Computarizados de Administración de Energía (SCAE), representan la incorporación de la computación y la electrónica a las labores específicas de control del consumo y la demanda de energía en las instalaciones industriales y de servicios. Los SCAE, que han estado en el mercado durante más de quince años, han ido transformándose con el tiempo de acuerdo a los avances que en particular han tenido los microprocesadores, convirtiéndose, de sistemas ligados a grandes computadoras y limitados al manejo de grandes sistemas, a sistemas pequeños e independientes, con su consiguiente disminución en costos.

En la actualidad, en países líderes en el campo, como los Estados Unidos de Norteamérica, el mercado de los SCAE presenta un marcado estancamiento debido a la reducción de precios de la energía; en México, sin embargo, por la políticas de reducción de subsidios que mantiene el gobierno federal, la tendencia de los precios de la energía es hacia arriba y por encima de la tasa de inflación, lo que llevará sin duda a hacer indispensables estos sistemas a una gran cantidad de empresas.

El propósito de este trabajo es el de establecer aspectos generales de los SCAE en cuanto a su diseño, implantación y funciones; y al mismo tiempo mostrar la situación actual de su mercado en función del uso de la energía eléctrica.

Para poder cumplir con este propósito u objetivo establecido, el trabajo se ha desarrollado de la siguiente manera: en el capítulo II se da una semblanza de la evolución que han tenido: el sector eléctrico así como las tarifas (tipos y precios) que rigen en el territorio nacional; en el capítulo III se tiene una descripción de los equipos eléctricos que se pueden encontrar formando parte de cualquier planta industrial, aquí mismo se dan algunas clasificaciones y principales aplicaciones o usos que tienen los mismos; en el capítulo IV, tenemos la descripción de lo que es un Sistema Computarizado de

Administración de Energía (SCAE), elementos que lo componen, arquitectura y procedimientos de implantación; en el capítulo V, que es el estudio de mercado, se presentan los resultados de la investigación realizada así como la evaluación numérica que se hizo con base en: los principales tipos de tarifas que consumen más energía y los precios actuales de ésta. Finalmente, en el capítulo VI se presentan las conclusiones a las cuales se llegó.

## II. EVOLUCION DE LOS PRECIOS DE LA ENERGIA

### A. Antecedentes históricos del sector eléctrico en México.

Fue en el año de 1879 en la ciudad de León, en el estado de Guanajuato, que se instaló, en una fábrica textil, la primera planta eléctrica del país, con una capacidad de 1.8 kW. A partir de esa fecha se instalaron nuevas plantas generadoras para dar servicio principalmente a los feudos mineros, los cuales eran la base principal de la economía del país.

El servicio doméstico se inició al utilizar la capacidad instalada en las fábricas durante las horas que estas no trabajaban para ser usada en las casas habitación.

En la ciudad de México comenzó a funcionar, hacia el año de 1881, la primera empresa dedicada a la producción y venta de energía eléctrica para fines de alumbrado, con una capacidad de 2400 kW. Esta empresa fue la primera de servicio público y originó el establecimiento de otras similares en las principales poblaciones del país.

En los años de 1900 y 1910 hubo un gran aumento en el número de empresas, contruyendose, entre otras, la planta de Necaxa, en el estado de Puebla, de la Mexican Light and Power Co., que en el año de 1910 tenía instalados ya 50000 kW.

En la etapa bélica de la Revolución Mexicana disminuyó la velocidad de crecimiento del sector, pero no impidió la ampliación de la planta de Necaxa, que pasó a una capacidad de 82500 kW, ni la construcción, en el estado de Chihuahua, de la planta de La Boquilla, con 8250 kW instalados y la de Tuxpango, Veracruz, con 9800 kW.

El 14 de diciembre de 1914, como producto genuino del movimiento revolucionario, fue fundado el Sindicato Mexicano de Electricistas, en los albores del movimiento obrero mexicano.

Por otra parte, la administración pública, con apoyo en la Constitución expedida en 1917, comenzó a ocuparse de la industria eléctrica nacional, al través de la Secretaría de Industria, Comercio y Trabajo que fue creada por la ley de Secretarías de Estado del 31 de marzo de 1917.

El gobierno revolucionario tuvo que enfrentarse a la situación existente en el país, de que las empresas extranjeras de servicio público sólo realizaban obras eléctricas en atención a las posibilidades de negocio, buscando el mayor rendimiento posible para los inversionistas y poco se preocupaban por el desarrollo integral del país. Al hacerlo sólo electrificaron las regiones mineras e industriales, posteriormente ciudades de menor importancia y poblaciones pequeñas sin capacidad económica y que por falta de servicio, fueron limitadas en su progreso.

El 30 de abril de 1928 el Ejecutivo Federal expidió el Código Nacional Eléctrico y el 15 de agosto de 1928 el reglamento correspondiente, que junto con la Ley de Aguas de Propiedad Nacional, promulgada el 8 de agosto de 1929, dieron al Gobierno Federal la jurisdicción de reglamentar, regular y vigilar la generación de energía eléctrica; estableciendo que la industria eléctrica era de utilidad pública y reglamentaron el otorgamiento de concesiones para la generación de energía eléctrica por medios térmicos o hidráulicos fijando en cincuenta años prorrogables la duración de dichas concesiones.

Para encauzar la política eléctrica nacional, el Presidente Abelardo L. Rodríguez, por decreto de diciembre de 1932, promulgado el 10 de enero de 1934, reformó la Fracción X del artículo 73 de la Constitución, incluyendo a la energía eléctrica dentro de los ramos sobre los cuales el Congreso de la Unión tiene la facultad de legislar. El 29 de diciembre del mismo año, el Congreso expidió un decreto para autorizar al Ejecutivo Federal, para organizar la COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD.

## B. La Comisión Federal de Electricidad.

La Comisión Federal de Electricidad nace el 24 de agosto de 1937, durante el mandato del General Lázaro Cárdenas. Las funciones para las cuales fue creada fueron: las de organizar y dirigir un sistema nacional de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, basado en principios técnicos y económicos, sin propósito de lucro y con la finalidad de obtener con un costo mínimo el mejor rendimiento posible en beneficio de los intereses generales.

En 1949, el día 11 de enero, el Presidente Miguel Alemán expidió el decreto que hizo de la C.F.E. un organismo público descentralizado, con personalidad jurídica y patrimonio propios. En 1960, en su informe de gobierno correspondiente a ese año, el Presidente Adolfo López Mateos anuncia la nacionalización del servicio eléctrico, que involucra la adquisición de las empresas particulares, principalmente extranjeras, que daban servicio eléctrico en el país.

A partir de 1960, en que la capacidad instalada era de 2.5 millones de kW, el sector eléctrico nacionalizado realiza un considerable esfuerzo de expansión, para estar de acuerdo con la demanda que exigía una duplicación de la capacidad instalada y de la energía generada, cada siete u ocho años. En la figura 1 se puede ver la evolución de la capacidad instalada y de la generada bruta anual desde 1965 hasta 1986.

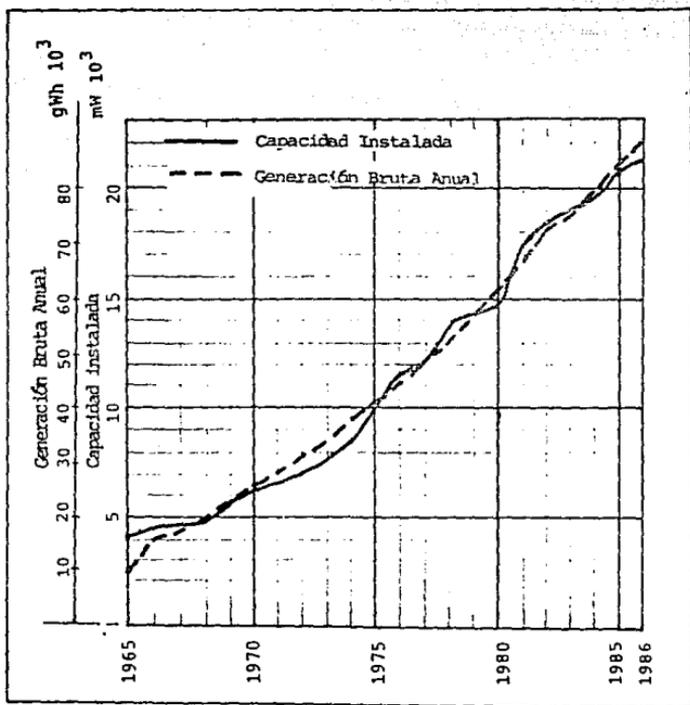


FIGURA 1. Evolución de la Capacidad Instalada y de la Generación Bruta Anual de la Comisión Federal de Electricidad.

### C. Tarifas eléctricas.

Actualmente existen 14 tarifas eléctricas; estas se muestran enumeradas en la tabla I. (Ver anexo A)

Como se puede observar, tienen cargos por consumo, demanda máxima coincidente y factor de potencia. Estos cargos se describen a continuación:

#### 1. CARGO FIJO

El cargo mínimo o por servicio es generalmente un cargo fijo para compensar por el costo del equipo de medición, ciertos costos administrativos tales como: medición de lecturas y recibos; y en el caso de los usuarios de energía de acuerdo con las estaciones del año, por el costo de mantener el servicio todo ese período.

#### 2. CARGO POR CONSUMO

El cargo por consumo es el cargo por la energía provista. Su costo unitario puede variar de acuerdo a la cantidad total adquirida o a la demanda. A menudo, los precios unitarios de la energía se establecen en bloques de forma opuesta a las tasas fijas.

#### 3. CARGO POR DEMANDA

El cargo por demanda es probablemente el aspecto menos comprensible de las tarifas eléctricas. Es un cargo por la tasa de uso de la energía. Es análogo a la velocidad de un vehículo donde la distancia recorrida correspondería al total de la energía utilizada. Este cargo se designa para compensar a la empresa por sus instalaciones, las cuales deben tener la capacidad para llenar las necesidades de los consumidores. Más específicamente, estas son las plantas generadoras, subestaciones, líneas de transmisión y distribución y el transformador que sirve a los clientes de manera individual. Cuanto mayor sea la demanda, o la tasa de uso de energía, tanto mayores serán las instalaciones que la empresa debe dejar

colocadas. Como la empresa siempre debe estar lista para llenar la demanda máxima del cliente, está autorizado para tener compensación por el costo capital de sus instalaciones colocadas.

Us aspecto adicional de la demanda que se malentiende, a menudo, es el intervalo de demanda. Si la demanda es la tasa de uso de energía, debe medirse sobre algún intervalo. En México, el intervalo de medida es de 15 minutos. No es raro escuchar a una persona de mantenimiento de plantas, hablar acerca de la sobretensión de la demanda que ocurre cuando se prende un motor grande o una pieza de maquinaria. Aunque es cierto que prender una pieza de maquinaria de equipo eléctrico puede requerir momentáneamente mucho más de la energía que se requiere para su funcionamiento normal, no es cierto que el encendido de motores establezca la alta demanda eléctrica; son pocos los segundos que le toma a la maquinaria el empezar a operar.

#### 4. CARGO POR FACTOR DE POTENCIA

El cargo por factor de potencia se refiere a la relación aritmética entre la energía útil suministrada y la energía total requerida; en términos de unidades es el cociente de los kilowatts y los kilovolts-amperes. Este valor puede expresarse también como el coseno del ángulo cuya tangente es la relación de los kilovolts-amperes reactivos y los kilowatts. Este cargo está dado por la naturaleza de la carga conectada y afecta a la adecuada utilización de la energía eléctrica suministrada.

En el anexo B se tiene una explicación más detallada de lo que es el factor de potencia.

D. Evolución del precio medio del KWH para comercios e industrias grandes (Tarifas 3, 8 y 12).

En 1986 el Sector Industrial, tarifas 3, 8 y 12, representó el 58.6 % del total de las ventas de energía eléctrica y con

respecto al total de usuarios fue el 0.47 %. (Ver tabla No. 2)

El número de usuarios en estas tarifas aumentó de 8071 en 1962 a 63309 en 1986. Esto significa que los usuarios crecieron a una tasa promedio anual de 10.3 % de 1962 a 1986. Las ventas de energía eléctrica crecieron en promedio a una tasa del 11.2 % anual en el mismo periodo; mientras que en 1962 se facturaron 4162 GWH, en 1986 esta cifra fue de 42657 GWH.

En 1962 el precio medio de KWH, para servicios industriales, fue de 26.75 centavos y de 25.62 centavos, ambos a precios de 1970, para el sector y para los usuarios respectivamente. Para 1984, el precio medio del KWH fue de 492.39 centavos y de 566.25 centavos, incluyendo IVA, equivalentes a 14.82 y 13.18 centavos a precios de 1970 respectivamente (Ver figura 2). Esto implica que de 1972 a el año de 1984 el precio real de la energía eléctrica, para servicios industriales, se redujo a una tasa del 2.8 % anual para el sector, y a una tasa del 3.0 % para los usuarios.

El índice utilizado para deflactar los precios de estas tarifas, desde el punto de vista del pago de los usuarios, fue el índice del sector industrial, implícito en el PIB (Producto Interno Bruto), excluyendo construcción y electricidad.

En la actualidad, de acuerdo a lo establecido en los planes de gobierno, la tendencia a disminuir de los precios reales de los energéticos en general y de la electricidad en particular, se esta revirtiendo y se pretende, a mediano plazo, volver a tener, para los energéticos, precios que paguen los costos de producción y distribución de los mismos. Esta política se refleja en la Figura No. 2, donde se puede ver que, a partir de 1982, se inicia una tendencia, aunque no constante, hacia un aumento de los precios reales de lo que se cobra por el servicio eléctrico industrial.

APLICACION	No.	DESCRIPCION	ASPECTOS DE FACTURACION		
			CONSUMO	DEMANDA	F.P.
Doméstica	1	Para clima templado	si*	no	nc
	1-A	Para clima cálido (25°C)**	si*	no	nc
	1-B	Para clima cálido (28°C)**	si*	no	nc
	1-C	Para clima cálido (30°C)**	si*	no	nc
Comercial	2	Servicio general hasta 25 kW de demanda	si*	no	nc
	3	Servicio general para más de 25 kW de demanda.	si	si	si
	10	Servicio en alta tensión para reventa	si	si	nc
Industrial	8	Servicio general en alta tensión	si	si	si
	12	Servicio general para tensiones de 66 kV o superiores	si	si	si
Servicios	5	Servicio para alumbrado público	si	no	nc
	6	Servicio para bombeo de aguas potables o negras, de servicio público	si***	no	no
	7	Servicio temporal	si	si	no
Agrícola	9	Servicio para bombeo de agua para riego agrícola	si*	no	nc
Molinos y Tortillerías.	4	Servicio para molinos de nixtamal y tortillerías.	si	no	nc

TABLA No. 1. Tarifas aplicadas al servicio eléctrico en la República Mexicana.

\* Con precios que se incrementan según aumenta el consumo.

\*\* La temperatura que se señala corresponde a la máxima promedio mensual que debe de ocurrir durante dos meses seguidos para poder estar sujetos a esta tarifa.

\*\*\* Con cargo fijo independiente de la energía consumida.

TABLA No. 2

TARIFA	SERVICIO	USUARIOS No.	CONSUMO gWh	CONSUMO PROMEDIO mWh/año	% USUARIOS NACIONAL	% CONSUMO NACIONAL
1	Doméstico	7,394,447	7,467	1.01	54.880	10.25
1-A	Doméstico con clima muy cálido	4,416,317	7,612	1.72	32.770	10.45
2	General hasta 25 kW de demanda	1,427,863	5,054	3.54	10.600	6.94
3	General para más de 25 kW de demanda	17,061	1,709	100.17	0.130	2.35
4	Molinos de nixtamal y tortillerías	50,723	294	5.8	0.380	0.40
5	Alumbrado público	36,436	2,160	59.28	0.270	2.97
6	Bombeo de aguas potables o negras, de servicio público	15,849	2,155	136.60	0.120	2.96
7	Temporal	8,058	16	1.96	0.060	0.02
8	General en alta tensión	46,019	22,795	495.34	0.340	31.30
9	Bombeo de agua para riego agrícola	61,922	5,413	87.42	0.460	7.43
10	Alta tensión para reventa	-	-	-	-	-
12	General para tensiones de 66 kV o superiores	229	18,153	79,270.74	0.001	24.93
TOTAL		13,474,924	72,828		100.000	100.00

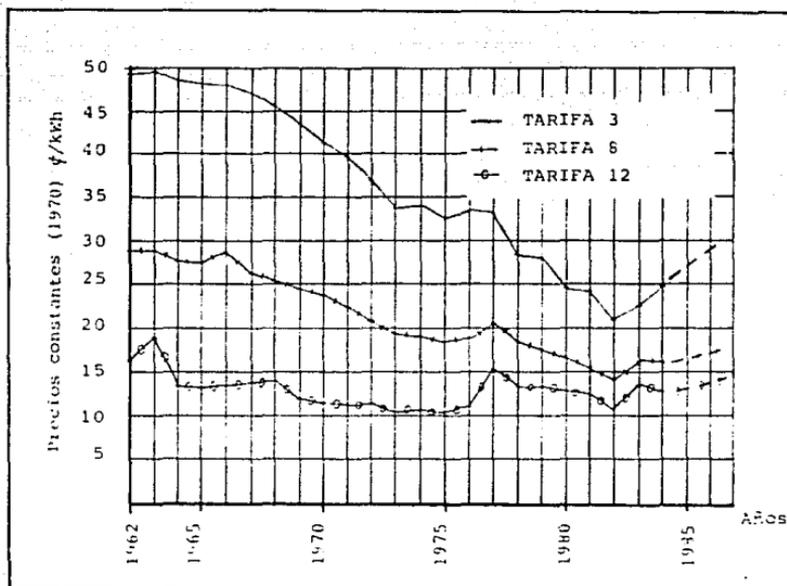


FIGURA 2. Evolución del precio promedio del kWh para comercios e industrias grandes.

### III. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LOS EQUIPOS ELÉCTRICOS Y SUS APLICACIONES

#### A. Clasificación general.

En términos generales la designación de equipo eléctrico se da a aquellos aparatos, máquinas, dispositivos, etc. que se usan en las instalaciones eléctricas, para la generación, conversión, transformación o utilización de la energía eléctrica; esta definición incluye también dispositivos de protección, aparatos de medición y aparatos accesorios.

Dado que el término anterior incluye una gran variedad de aparatos, se hace necesaria la siguiente clasificación de los equipos eléctricos: Equipo de utilización: designación que se aplica al equipo o conjunto de aparatos que consumen energía eléctrica para usos mecánicos, luminosos y/o caloríficos. Equipos de servicio: designación que se da al conjunto de aparatos que son propiedad de la compañía suministradora o bajo su cuidado que son necesarios para el suministro adecuado del servicio, tales como equipos de medición y transformadores de instrumento. Cabe aclarar que en el caso de los transformadores, estos también se pueden encontrar dentro de la clasificación de equipos de utilización, ya que estos son empleados con frecuencia en la iluminación fluorescente, sistemas de rectificación para equipos electrónicos y como elementos aislantes en la conexión o interconexión de sistemas eléctricos.

El criterio seguido para poder clasificar a los equipos eléctricos de la forma anterior es bajo los lineamientos que se tienen establecidos en las normas oficiales para instalaciones eléctricas.

Otra manera de clasificar a estos equipos es por el tipo de construcción o de elementos que lo constituyen como lo son:

elementos inductivos o también llamados embobinados, capacitivos y elementos netamente resistivos. Obedeciendo a esta clasificación podemos definir o establecer como equipos eléctricos inductivos a todos los tipos de motores y transformadores, como equipos eléctricos resistivos a los sistemas de iluminación incandescente y equipos de calefacción y como equipos eléctricos capacitivos a los que sirven para mejorar el factor de potencia.

Considerando este último aspecto, que es el del factor de potencia, a los equipos eléctricos se les puede clasificar también, de una manera muy general, de la siguiente manera: Equipos eléctricos con factor de potencia diferente de la unidad y Equipos eléctricos con factor de potencia unitario.

#### B. Equipos eléctricos con factor de potencia diferente de la unidad.

##### 1. Equipos eléctricos inductivos.

Por definición un circuito eléctrico donde la corriente encadena un flujo magnético se dice que tiene inductancia; si el flujo está en un medio que tiene una característica magnética lineal a la inductancia se le define como flujo encadenado por ampere, es decir, por unidad de corriente. Siguiendo con las definiciones se tiene que el parámetro asociado con el encadenamiento del flujo producido por la corriente propia del circuito se denomina inductancia propia y al que esta asociado con el flujo magnético producido por la corriente de otro circuito se denomina inductancia mutua.

Otra definición que se puede establecer acerca de lo que es la inductancia es la siguiente: oposición de un circuito eléctrico a cualquier variación de la corriente que lo este

atravesando, al valor de la inductancia se le denomina como coeficiente de autoinducción cuyo simbolo es L. En el caso de una bobina se tiene lo siguiente:  $L = n \left\{ \frac{d}{di} \right\} \phi$  ; donde: n = numero de vueltas,  $\phi$  = flujo magnético e i = intensidad de corriente.

Al valor de la inductancia L se le considera constante cuando no se produce el estado de saturación en el circuito magnético, como es en el caso de la bobina con núcleo de aire. La inductancia de las bobinas con núcleo magnético varia de acuerdo a la intensidad de la corriente que los atraviese. Por lo regular se designa como inductancia a una bobina que tenga núcleo o no.

#### a. Transformadores.

Un transformador es un equipo o aparato en el cual dos o más circuitos eléctricos estacionarios están acoplados magnéticamente y en donde los enbobinados se encuentran encadenados por un flujo magnético común que varia con el tiempo y que sirve para transferir energía. En términos generales, un transformador cumplirá uno o más de los siguientes requisitos entre dos circuitos: una diferencia en el valor de la tensión, una diferencia en el valor de la magnitud de la corriente, una diferencia en la impedancia y una diferencia en la tensión de aislamiento entre los circuitos o a tierra.

#### i. Clasificación por funcionamiento.

Para el estudio de los transformadores, se hace necesario especificar ciertas relaciones para comprender el funcionamiento de estos, estas relaciones son:

#### - Relación de voltaje y polaridad.

Considerando al transformador idealizado de dos enbobinados, si un voltaje  $V_1$  es aplicado al enbobinado primario, este produce un flujo en el núcleo que encadena todas las  $N_1$  vueltas; cabe

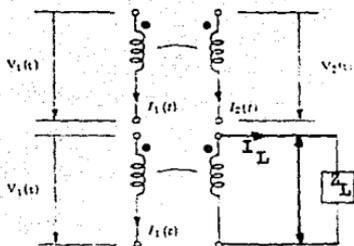


FIGURA 1

aclarar que se ha supuesto que la resistencia del embobinado primario es muy cercana a cero y que el flujo de dispersión es cero, para que todas las vueltas de este se encuentren encadenadas o concatenadas. Dadas estas condiciones, se tiene lo siguiente:

$V_1 = e_1 = \left( \frac{d}{dt} \right) \lambda_1 = N_1 \left( \frac{d}{dt} \right) \phi$  donde:  $e_1$  es el voltaje primario inducido,  $\lambda_1$  es el concatenamiento de flujo con el primario y  $\phi$  es el flujo magnético en el núcleo.

Dado que se consideró que no hay flujo de dispersión, tenemos que el flujo  $\phi$  concatena todas las  $N_2$  vueltas del embobinado secundario y dado que ahí también se tiene la condición de resistencia muy cercana a cero, el voltaje secundario inducido y el voltaje secundario es el mismo, es decir:  $V_2 = e_2 = N_2 \left( \frac{d}{dt} \right) \phi$

Realizando una comparación de las ecuaciones anteriores se obtiene lo siguiente:  $V_1/V_2 = e_1/e_2 = N_1/N_2 = a$

Tal como se puede apreciar en el circuito idealizado del transformador, los voltajes del primario y del secundario tienen la misma polaridad. Los puntos cercanos del extremo superior de cada embobinado se denominan marcas de polaridad e indican que esas terminales tienen polaridades parecidas.

- Relación de corriente.

Si se conecta una carga terminal del secundario del transformador, empieza a fluir una corriente  $I_L$ , en la dirección que se indica en la figura 1; al mismo tiempo la fuerza magnetomotriz  $N_1 I_1$  producirá un flujo en una dirección hacia arriba al través de los embobinados, mientras que la  $fmm$   $N_2 I_2$

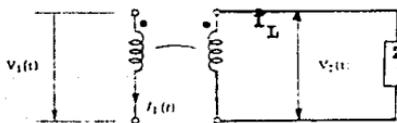
produciría un flujo contrario.

Dado que el núcleo tiene una permeabilidad y resistividad infinita, para una  $fmm$  igual a cero se requiere un valor infinito de flujo magnético; de acuerdo a esto se tiene que las  $fmm$ 's primaria y secundaria son iguales y opuestas, por lo que se tiene lo siguiente:  $N_1 i_1 = N_2 i_2$  de lo que se tiene:  $N_2/N_1 = 1/a$

Las marcas de polaridad en este caso nos indican que cuando las corrientes positivas entran a los dos embobinados las  $fmm$ 's se suman.

- Relación de impedancia.

Considere la figura 2, al través del secundario se tiene una impedancia  $Z_L$ , por lo que el voltaje en esa terminal es:  $V_2 = I_2 Z_L$



Considerando las relaciones de voltaje y de corriente establecidas previamente, se obtiene lo siguiente:

$$Z_i = \left( \frac{N_1}{N_2} \right)^2 Z_L = a^2 Z_L$$

FIGURA 2

### ii. Pérdidas y eficiencia en el transformador.

En términos generales se tiene que las pérdidas en el transformador se pueden clasificar de la siguiente manera: Pérdidas en el núcleo, pérdidas en el cobre y pérdidas debidas a corrientes parásitas. Por lo que respecta al primer tipo de pérdidas, se tiene que estas son independientes de la carga ya que dependen directamente del voltaje y de la frecuencia a la que se este haciendo funcionar al transformador; las pérdidas en el cobre se refieren a aquellas que son debidas a los embobinados, ya que al paso de la corriente se tienen pérdidas debidas al

efecto Joule, es decir: pérdidas por disipación de calor y el tercer tipo de pérdidas se debe a la presencia de corrientes parásitas que producen flujos magnéticos parásitos tanto entre los embobinados como en el entrehierro, las cuales no se pueden evitar ya que esto depende de la tecnología de construcción.

A la suma de pérdidas en el cobre y las debidas a las corrientes parásitas se les denomina en términos generales como pérdidas de carga. Al principio de esta descripción general se estableció que se le clasificaba como uno de aquellos que tenían un factor de potencia distinto a la unidad, pero en si mismo este tipo de equipo, bajo carga nominal, tiene una eficiencia muy alta; un valor del 90 % es un valor muy común para transformadores pequeños de 1 KVA y se obtienen eficiencias mayores a medida que la capacidad de estos aumenta. La eficiencia se expresa de la siguiente forma:

$$\text{EFICIENCIA} = 1 - \left[ \frac{\text{Pérdidas}}{\text{Entrada}} \right]$$

### iii. Uso de los transformadores.

Los transformadores se utilizan para satisfacer una amplia variedad de necesidades, a saber: los transformadores de distribución, que se encuentran montados sobre los postes, son los encargados de proporcionar a los consumidores domésticos cantidades de potencia relativamente pequeñas; los transformadores de potencia se utilizan en plantas generadoras para elevar el potencial o tensión que se tiene, para la transmisión de esta; también se tienen a los denominados transformadores de instrumentación que sirven tanto para efectuar medidas como para efectuar procesos de control; los transformadores de audio y videofrecuencias necesitan funcionar en una extensa gama de frecuencias, por lo que su eficiencia se verá afectada; los transformadores de radiofrecuencia transfieren energía en estrechas bandas de frecuencia de un circuito a otro.

## b. Motores.

A los equipos eléctricos que son capaces de convertir energía mediante un movimiento rotatorio, tales como: los generadores y motores eléctricos, son denominados máquinas eléctricas; en su construcción un motor y un generador son exactamente iguales, lo único que los diferencia es su modo de funcionar. La transformación de energía a la que se hace alusión se funda en los efectos de la inducción electromagnética, que se puede describir de la siguiente manera: es un fenómeno mediante el cual se crea una fuerza electromotriz (fem) al desplazar un conductor al través de un campo magnético o bien al variar el flujo magnético que rodea al conductor.

La fuerza electromotriz generada en un circuito por inducción electromagnética viene dada por la siguiente expresión:

$$fem = - \left[ \frac{d}{dt} \phi \right] \quad (\text{VOLTS}) \quad \text{donde: } \phi \text{ es el flujo magnético}$$

t es el tiempo

Por lo general, esta fuerza electromotriz no es constante y la intensidad de la corriente inducida depende de la inductancia (en este caso del embobinado de la máquina) del circuito considerado; su sentido es tal que se opone al flujo inductor.

A la parte de la máquina eléctrica en donde este fenómeno se lleva al cabo se le da el nombre de inducido. Es en esta parte de la máquina eléctrica rotatoria donde se origina la fuerza electromotriz (fem) inducida, como es en el caso de los generadores o el par de fuerza de los motores. El inducido de la máquina contiene el devanado principal de ésta y la parte del circuito magnético donde va montado; a su vez este puede ser fijo o rotatorio, caso, este último, en el cual la conexión eléctrica con la línea se realiza mediante el colector y las escobillas.

Los motores eléctricos pueden ser de dos tipos según la alimentación que tengan, es decir: motores de corriente directa y motores de corriente alterna. Dentro de estas divisiones se

pueden tener otro tipo de clasificaciones que se verán de una manera muy general.

#### 1. Máquinas de corriente directa.

Prácticamente toda la energía eléctrica producida comercialmente es generada y distribuida en la forma de corriente alterna, pero más de la mitad de esta energía generada se utiliza en la forma de corriente directa.

Los motores de corriente directa se encuentran mejor adaptados para una gran variedad de procesos industriales que demandan altos grados de flexibilidad en el control de la velocidad y par, de la que se encuentran en los motores de corriente alterna que funcionan de fuentes de frecuencia constante. Entre las ventajas que presenta la corriente directa se encuentran las siguientes: se puede lograr una velocidad ajustable del motor en un rango muy amplio de valores, se obtiene una potencia mecánica o par constante, nos brinda una rápida aceleración o desaceleración y responde de una manera muy eficaz a sistemas de control que se implementan mediante señales de realimentación.

Como cualquier máquina eléctrica este tipo de motores tienen rangos característicos de eficiencia y pérdidas. La eficiencia se define como la relación existente entre la salida útil y la entrada de energía; por lo tanto si se conocen las pérdidas para una salida determinada, la entrada es la suma de las pérdidas más la salida.

Las pérdidas en máquinas eléctricas rotatorias pueden clasificarse de la forma siguiente: pérdidas eléctricas y pérdidas de rotación. Las pérdidas eléctricas incluyen las que se tienen en los circuitos de campo y de la armadura del tipo  $I^2R$ , es decir por efecto Joule y las pérdidas rotacionales que incluyen las que son ocasionadas por la fricción del aire, de escobillas, pérdidas del núcleo debidas a cargas parásitas y

pérdidas en el cobre, las cuales se calculan a una temperatura de 75° C.

Las pérdidas debidas a las cargas parásitas son el resultado de la carga de la máquina, la distorsión de la onda de distribución flujo-densidad, las cuales causan pérdidas en el núcleo que no tienen una variación lineal con el flujo.

- Clasificación.

Los motores de corriente directa se clasifican, según su tipo de excitación, de la siguiente forma: motor serie, motor en derivación y motor compuesto.

Motor en derivación: en el caso de este tipo de motores se tiene que la línea alimenta tanto a la armadura como al campo de la máquina, de tal forma que las direcciones de la corriente de línea y de la corriente de armadura son inversas. En un motor con este tipo de conexión, con polos conmutadores y un tercer embobinado compensatorio, el flujo por el polo o por polo no es afectado por la corriente de armadura y por lo tanto es constante; entonces la corriente de armadura y el par son proporcionales, por lo que si el motor esta girando a una cierta velocidad y el par demandado por la carga aumenta, la velocidad disminuye hasta que la corriente de armadura aumente al valor requerido por el par incrementado, esto da por consiguiente una característica de comportamiento lineal.

Los motores en derivación se usan en aplicaciones que requieren una velocidad casi constante, pero que no necesitan de un par de arranque muy fuerte, como es en el caso de: abanicos, bombas centrifugas, ventiladores y máquinas herramientas.

Motor serie: en este tipo de conexión se tiene en serie el campo con la armadura, por lo que la corriente de éste proporciona la excitación al campo, por lo que a medida que la corriente de la armadura aumenta, el flujo también aumenta. En la

parte lineal de la curva de magnetización el flujo es proporcionalmente directo a la corriente de armadura y el par es entonces proporcional al cuadrado de la corriente; pero cuando el par demandado por la carga es bajo esto corresponde a un bajo valor de flujo y por lo tanto a una velocidad muy alta que puede alcanzar valores destructivos. En el caso contrario, a cargas muy altas, la velocidad del motor es baja por lo que se puede concluir que la velocidad de un motor serie es sensitiva a la carga y por tanto su par de arranque es alto, debido a que una corriente muy alta produce un valor alto de flujo.

Dada esta característica de arranque, el motor serie es utilizado para sistemas de transporte eléctrico, tales como, tranvia, metro, malacates, grúas y otro tipo de aplicaciones en donde se requieran pares de arranque muy altos y donde la variación de la velocidad no sea un problema y en un régimen normal se encuentre impulsando una carga más o menos apreciable o de consideración.

Motor compuesto: este tipo de motor tiene un embobinado serie y uno del campo conectado en derivación montados en los polos del campo principal; si se desea que este tipo de motor tenga un par de arranque muy alto comparado con un motor serie, el embobinado del campo en derivación predomina y el del campo serie es el más pequeño de los dos. Un motor con esta característica tiene una velocidad regular constante y es adecuado para cargas oscilatorias con acción de un volante o impulso para cargas, tales como: bombas de émbolo, prensas punzonadoras, trituradoras y transportadores.

## ii. Máquinas de corriente alterna.

### - Motores de inducción.

Los motores de este tipo, que por lo general son utilizados en aplicaciones industriales, son del tipo trifásico que está directamente relacionado con el número de fases que se tienen en

la alimentación o suministro comercial. En los motores de inducción convencionales el embobinado del estator está directamente conectado a la fuente y el del rotor está en corto-circuito y para algunas aplicaciones puede estar cerrado por medio de resistencias externas. Una ventaja que presenta este tipo de motores con respecto a los motores sincrónicos es que no requieren de una fuente de corriente directa como excitador, ya que para su excitación solo necesita de la alimentación de la corriente alterna. Dado que este tipo de motor gira por debajo de la velocidad sincrónica se le conoce como máquina asincrónica; para este tipo de motores se tiene que su velocidad se disminuye con un par de carga que se aumenta.

Como el motor de inducción no tiene elemento para producir su excitación, requiere de potencia reactiva para esto y por lo tanto desarrolla una corriente atrasada, por lo que mientras el factor de potencia a una carga normal es por lo general superior al 80 %, este es bajo cuando la carga es baja e incurre en una relación no muy favorable de precio para la potencia eléctrica.

Entre las principales aplicaciones de los motores de inducción polifásicos, generalmente trifásicos, se tienen las siguientes: los motores de rotor devanado son adecuados para cargas que requieran un alto par de arranque y donde la corriente de arranque debe de ser baja; también se usa para cargas que tienen una inercia muy alta con el resultado de pérdidas de energía de rotor muy grandes durante la aceleración. Este tipo de motores se usa también para cargas que tienen un crecimiento gradual del par o arranque suave y para cargas que requieran de un control de velocidad; algunas aplicaciones típicas son en trituradores, bombas de émbolo, gruas, elevadores y compresores.

- Motores de inducción monofásicos.

Este tipo particular de motor de inducción tiene capacidad nominal desde una pequeña fracción de caballo de potencia hasta

un valor cerca de los 10 HP. Por lo general, cuando se requiere de una potencia mayor de 1 HP se prefiere de un motor de inducción trifásico, si se tiene este tipo de alimentación disponible; sin embargo, como es en el caso doméstico, como no se tiene una alimentación trifásica, se tiene que hacer uso de éste tipo de motores. Esta máquina, al igual que su símil trifásico, presenta la característica de una velocidad casi constante y se usan principalmente para impulsar equipos domésticos tales como: ventiladores, lavadoras, refrigeradores, etc.

- Motores síncronos.

Los motores síncronos son de construcción de polos salientes; este tipo de motor es particularmente de bajo costo y muy eficaz para aplicaciones de baja velocidad. Algunos motores síncronos tienen un valor nominal de factor de potencia de 0.80 y corriente adelantada, lo que proporciona una potencia reactiva de casi un valor del 75 % de la potencia mecánica nominal que maneja.

Los motores síncronos son muy utilizados para velocidades inferiores a 500 rpm para cargas de conexión directa, tales como: compresoras, moledores, mezcladoras, particularmente cuando se tienen valores nominales de 100 o más revoluciones por minuto. En este rango de valores, el motor síncrono es mucho más económico que un motor de inducción además de que se puede utilizar como una fuente de potencia reactiva, por lo que algunas veces este tipo de motores son utilizados como correctores de factor de potencia y se les denomina capacitores síncrónicos, y se pueden utilizar en lugar de bancos de capacitores.

2. Equipos eléctricos capacitivos.

En términos generales un capacitor es un sistema de dos conductores separados por un dieléctrico; en el área de exposición del conductor de mayor potencial con el dieléctrico se acumulan cargas eléctricas, que al llegar a cierto límite

pasan al través del dieléctrico y se acumulan en el área de exposición del otro conductor. Los dos conductores de los cuales esta constituido se llaman armaduras; la primera colectora con carga positiva y la segunda se denomina condensadora, en la cual existe, por un fenómeno de inducción, una carga igual pero de signo contrario.

Los condensadores o capacitores se utilizan para eliminar la chispa que se produce al interrumpir un circuito que tiene autoinducción, como son los usados en los sistemas de encendido de los automóviles, los condensadores variables para sintonizar en los circuitos de radio, etc. Considerando el tipo de construcción, los condensadores se pueden clasificar por las características del dieléctrico que lo constituye el cual separa a las armaduras; el dieléctrico puede ser el vacío, un gas, un sólido o cualquier combinación de estos.

Se define la capacidad del condensador como la razón entre el valor de la carga  $Q$  de las armaduras y la diferencia de potencial existente entre ambas:  $C = \frac{Q}{V}$  donde:  $C$  es la capacitancia,  $Q$  es la carga y  $V$  es la diferencia de potencial.

Aunque de una gran importancia en el campo de la ingeniería eléctrica, este tipo de equipos no son comunes para el uso doméstico; su uso más frecuente es en la industria, ya que su instalación se destina a la corrección del factor de potencia en circuitos eléctricos. En lo referente a la construcción, acabado y en general a las características importantes de los capacitores deben de estar de acuerdo con las normas oficiales del control de calidad a las cuales se deben de sujetar cada una de las fábricas o compañías que se especializan en eso.

En los equipos capacitivos se pueden distinguir los siguientes tipos: los que se designan como capacitores de baja tensión y los de alta tensión.

Los capacitores de baja tensión se usan principalmente para

la corrección del factor de potencia de transformadores y de motores de inducción, procediéndose con cada uno de estos equipos de la siguiente manera: en el caso de los transformadores, cuando se corrija el factor de potencia con capacitores de potencia instalados en el secundario de estos y se pueda tener la posibilidad de que el transformador funcione en vacío con los capacitores, se debe de cumplir que la potencia reactiva en KVAR no exceda en un 10 % el valor de la potencia nominal en KVA de los transformadores; en el caso de los motores de inducción el banco de capacitores, ya sean fijos o desconectables, se debe de conectar entre el controlador y éstos. En éste caso la potencia reactiva de los capacitores no debe exceder la necesaria para que el factor de potencia sea unitario y en ninguna condición de carga se deberá tener un factor de potencia adelantado

Por lo que respecta a los capacitores de alta tensión, su uso es común para tensiones nominales de 2 kVolts o mayores.

#### C. Equipos eléctricos con factor de potencia igual a 1.

Al referirse a equipos de iluminación se hace referencia a las lámparas eléctricas que se pueden definir como dispositivos para proporcionar luz, es decir, generar ondas electromagnéticas en el rango visible.

Podemos clasificar a los equipos de iluminación en dos tipos: lámparas incandescentes y lámparas fluorescentes.

##### 1. Lámpara incandescente.

Este tipo de lámpara eléctrica produce luz por el calentamiento de un filamento metálico debido al paso de corriente eléctrica. El filamento es un hilo conductor extremadamente delgado o fino, el cual se encuentra montado sobre un soporte aislante, generalmente vidrio, destinado a ponerse incandescente y producir luz al paso de corriente. Este filamento puede ser de osmio, wolframio o tungsteno, metales que cumplen

con las características de tener una elevada temperatura de fusión y pequeña de sublimación.

Otras partes componentes, además del filamento, son: la base o casquillo, por donde se suministra la corriente que atravesará al filamento y la ampolla o bomba de vidrio que soporta a los elementos anteriores.

Las lámparas para iluminación incandescente se fabrican para diversas tensiones de alimentación y para potencias de la escala normalizada de fabricación que son de: 15, 25, 40, 65, 75, 100 y 150 watts a 125 volts que se destinan para usos domésticos y de 200, 300, 500, 750, 1000, 1500 y 2000 watts al mismo voltaje que se utilizan para aplicaciones industriales.

Por lo que respecta a la bomba de vidrio, esta presenta distintos tipos de formas y de tamaños, dependiendo del uso que se le de a la lámpara; hasta un rango de voltaje de 40 volts, ésta es de un grado de vacío muy elevado para así evitar que el filamento entre en combustión. A partir de 60 volts, la bomba se llena de un gas inerte cuya presión es utilizada para reducir la velocidad de evaporación del filamento, éstas son las más utilizadas para fines domésticos; su radiación o nivel de iluminación que proporcionan es del orden de 22  $\frac{\text{Lumenes}}{\text{Volt}}$  y su vida media es de 1000 horas.

## 2. Lámpara fluorescente.

En este caso se tiene un tubo de vidrio que se encuentra revestido de un material fluorescente pulverizado que tiene dos electrodos, uno de cada lado del tubo, en el interior de éste se encuentran pequeñas cantidades de argón y vapor de mercurio para producir la radiación causante de la fluorescencia. Esta lámpara va acompañada por un transformador, también llamado balastro, que tiene la función de aumentar el voltaje; la conexión de éste con la lámpara puede ser en serie o en paralelo.

Los distintos tipos de lámparas fluorescentes que se

fabrican son los siguientes:

a. De cátodo incandescente precalentado: en las lámparas de este tipo de electrodos son dos filamentos metálicos que se calientan hasta una temperatura de  $950^{\circ}$  C debido al paso de la corriente eléctrica, emitiendo electrones libremente; un interruptor térmico se encarga de abrir el circuito y el impulso inductivo resultante en una bobina de carga hace saltar el arco entre ambos filamentos; después el arco se encarga de mantener incandescentes los filamentos y la misma bobina limita la corriente a fin de evitar que esta alcance valores extremos y peligrosos.

b. De cátodo incandescente de encendido rápido: en este caso un transformador elevador aplica un voltaje suficientemente elevado entre los dos cátodos con el propósito de que salte un arco entre ellos aunque estén fríos, encendiendo instantáneamente el arco que calienta los cátodos hasta la temperatura adecuada para la emisión de electrones hacia la sustancia fluorescente y

c. De cátodo frío: aquí los cátodos son muy grandes, de tal forma que no alcanzan la temperatura necesaria para lograr la emisión de electrones, razón por la cual es necesario aplicar una tensión muy elevada, del orden de 1000 volts, para poder arrancar los cátodos de metal frío.

Los distintos colores que se pueden tener de este tipo de iluminación depende del tipo de compuestos químicos que se emplean en su construcción. En cuanto a su vida útil, éstas, tienen una vida muy larga, del orden de 1500 a 10000 horas, y su nivel de iluminación es de  $35 \frac{\text{Lumenes}}{\text{Volt}}$ , que es un poco más grande de la que proporcionan otro tipo de lámparas.

Otro tipo de lámparas que se utilizan son las de vapor de mercurio y las de vapor de sodio. En las primeras, la descarga se

lleva al cabo en una atmósfera de mercurio, un fenómeno igual al de las lámparas fluorescentes; su duración es muy superior comparada con las lámparas incandescentes; su color se corrige cubriendo el interior de la lámpara con una sustancia fluorescente y su aplicación es principalmente en el alumbrado público y en aplicaciones industriales. En cuanto a las de vapor de sodio, estas funcionan igual que las de vapor de mercurio, solo que en este caso la luz que proporcionan es monocromática, de color ámbar; se usa principalmente en el alumbrado de carreteras.

### 3. Conductores.

Otro de los elementos de sistemas eléctricos que se consideran dentro del grupo de equipos resistivos es el referido a los conductores, a los cuales se les define como sustancias que tienen la capacidad de conducir energía eléctrica, ya sea por medio de electrones libres o por medio de iones. De estos dos grupos lo más importantes son los primeros ya que comprenden el grupo de los metales y gran parte de cuerpos sólidos no aislantes.

Una de las principales características que rigen el comportamiento de los conductores es lo que se denomina como resistencia.

La resistencia se define como la relación constante entre el valor de la tensión conectada y la intensidad de corriente que se origina en un conductor, de tal manera que se tiene la siguiente expresión:  $R = \frac{V}{I}$  donde: R es la resistencia del conductor.

Si el conductor tiene una sección S constante y una longitud L, su resistencia viene dada por la siguiente expresión:  $R = \rho \frac{L}{S}$  donde:  $\rho$  es una constante de proporcionalidad llamada resistividad, cuyo valor depende únicamente del material que forma al conductor.

La resistividad, como factor característico de los

conductores, nos da como resultado el hecho de que existan buenos y malos conductores; es decir que los conductores que tengan un alto valor de resistividad constituye malos conductores o buenos aisladores.

Debe hacerse notar que no existe el conductor perfecto ( $\rho=0$ ) o el aislador perfecto ( $\rho=\infty$ ). Existe una gran diferencia en las resistividades de las diferentes sustancias de manera que puedan agruparse, como ya se señaló anteriormente, en conductores o aisladores. La resistividad de todas las sustancias va de acuerdo con la temperatura variando según la expresión siguiente:  $\rho = \rho_0 + at$ , donde:  $\rho$  es la resistividad,  $\rho_0$  es la resistividad a  $0^\circ \text{C}$ ,  $t$  es la temperatura y  $a$  es el coeficiente de variación de la resistividad con la temperatura.

De los conductores se pueden distinguir dos tipos a saber: el hilo o alambre conductor y el cable. El hilo conductor es un alambre metálico buen conductor de la energía eléctrica; para este tipo de conductor se emplea el cobre dada su excelente conductibilidad y en algunas ocasiones también el aluminio, que tiene entre el 50 y 80 % de la conductibilidad que tiene el cobre; el cobre se utiliza debido a su ligereza y economía, permitiendo el uso de secciones más grandes, aumentando así la conductancia del hilo. En las líneas de conducción eléctrica el cobre se utiliza aleado con metales como el aluminio y el acero.

El cable es un circuito eléctrico formado por varios hilos conductores, rodeados por un dieléctrico, que puede ser: aire, plástico, papel o cualquier tipo de material que cumpla características de aislante.

Dependiendo de la finalidad por la que se transmite la energía eléctrica se pueden distinguir dos grandes grupos:

a. Cables de energía, los cuales están constituidos por tres partes principales que son: el conductor de cobre, la capa aislante y la capa protectora. Por el número de conductores

aislados que tengan se pueden tener cables unipolares y multipolares.

Ahora bien, dependiendo de la tensión que manejan los cables se puede tener la siguiente clasificación: cables de baja tensión, hasta una tensión de 10000 volts, cables de alta tensión hasta los 30000 volts y los cables que se denominan como de altísima tensión que llegan a manejar un valor hasta de 130000 volts.

En este tipo de cables, por lo general, no se consideran pérdidas importantes ya que al estar manejando valores de tensión elevados los valores de corriente son muy bajos por lo que las pérdidas, como las debidas al efecto Joule, no se presentan de una manera muy importante aunque si existen, una de ellas es la que se denomina pérdida por efecto Piel o pelicular.

b. Cables de comunicación, telefónicos y telegráficos, los cuales se diferencian de los otros ya que la tensión y corriente que manejan son muy pequeñas y estas circulan a impulsos sucesivos y no de manera continua, como es en el caso de los cables de energía. Por lo que respecta a sus pérdidas, estas están principalmente referidas a pérdidas de información por lo que la calidad de un conductor empleado para este fin, está en razón inversa al nivel de pérdidas de información que tenga.

#### IV. SISTEMAS COMPUTARIZADOS DE ADMINISTRACION DE ENERGIA

##### A. Introducción.

Los Sistemas Computarizados de Administración de Energía (SCAE), representan la incorporación de la computación y la electrónica a las labores específicas del control y la demanda de energía en las instalaciones industriales y de servicios. Los SCAE, que han estado en el mercado durante más de 15 años, han ido transformándose con el tiempo de acuerdo a los avances que en particular han tenido los microprocesadores, convirtiéndose, de sistemas ligados a grandes computadoras y limitados al manejo de grandes sistemas a unos pequeños e independientes, con su consiguiente disminución de costos.

A continuación se presenta una descripción general de estos sistemas, describiéndose: funciones, arquitectura, clasificación, elementos y procedimiento de implementación.

##### B. Estrategias de administración de energía.

Las funciones que desempeñan los SCAE están basadas en tres conceptos fundamentales de la administración de la energía, los cuales establecen que los sistemas que utilizan energía debieran:

1. Funcionar únicamente cuando en verdad se requieran.
2. Operar con la mínima carga necesaria para satisfacer la demanda y
3. Operar con la máxima eficiencia bajo la carga requerida.

##### C. Funciones de los SCAE.

Cualquier sistema computarizado de administración de energía desempeña esencialmente tres tipos de funciones, a saber: de adquisición de datos, de control y de generación de informes.

El grado de capacidad para cada una de estas funciones puede variar significativamente de sistema a sistema. Los únicos medios

efectivos para evaluar con exactitud el grado de las capacidades de un sistema en particular son una revisión cuidadosa de las especificaciones del producto, así como de la literatura existente, además de una demostración completa de un sistema en operación.

Este proceso, aunque tardado y laborioso, es preferible a descubrir después de la instalación que la capacidad de desempeño del sistema era mucho menor de lo que se esperaba.

#### 1. Adquisición de datos.

Las funciones de adquisición de datos se categorizan de manera similar en monitoreo status (prendido/apagado o alto/bajo) y monitoreo estimado; estas funciones pueden dividirse aún más en monitoreo instantáneo y alarma, o recolección histórica de datos y preservación. Las funciones de adquisición de datos deberían de extenderse tanto a las funciones de control como a las sensorias del sistema e incluir todos los puntos en las categorías discreta y analógica.

#### 2. Control.

Las funciones de control de los SCAE están categóricamente separadas en operaciones de control discreto (prendido/apagado o alto/bajo) y operaciones de control analógico (modulación o control variable). Las operaciones de control analógico pueden dividirse aun más en control de supervisión o control digital directo.

Típicamente, el control de supervisión se basa en los sensores y controladores convencionales, tales como: controladores electrónicos o controladores neumáticos individuales dedicados; en el control de tiempo real de temperaturas, flujos y presiones, y en paradas, o alambrado físico para y protección del SCAE. El SCAE únicamente desempeña las estrategias de administración de energía y señala puntos de partida a los controladores individuales.

El control digital directo (CDD) permite que el SCAE opere directamente todos los instrumentos controlables (valvulas, dampers, ventiladores, bombas) y registra de manera directa todas las variables controlables (temperatura, presiones, etc.). Los SCAE de CDD por lo general substituyen los controles de temperatura local y reponen los sistemas lógicos juntos, y el SCAE asume aquellas funciones, además de las estrategias, de administración de la energía.

Existen muchas técnicas de control específicas que incorporan estos tres conceptos, y esas técnicas pueden combinarse en una estrategia de administración de la energía para un sistema consumidor en particular o para una instalación completa. Las técnicas individuales pueden clasificarse ya sea como: técnicas de control discreto (operaciones de: empezar/parar, abrir/cerrar) o técnicas de control analógico (que involucran salidas variables o de control modulado).

a. Técnicas de control discreto.

Las técnicas de control discreto aplican la lógica tipo "SI/NO" para controlar los sistemas consumidores de energía. Las técnicas de control discreto que se aplican con mayor frecuencia incluyen:

- i. Control fijo; por la hora del día, día de la semana y día del año; controlando el funcionamiento de los sistemas de acuerdo con el horario de uso de las instalaciones.
- ii. Optimización del tiempo con prendido-apagado; reduciendo los intervalos de pre-empleo al mínimo requerido basado en las temperaturas interiores y exteriores y en la tasa de respuesta edificio-sistema.
- iii. Ciclo de calentamiento; evitando la ventilación del edificio durante este periodo para minimizar el calor requerido para el calentamiento inicial (por ejemplo: cerrar los humedecedores de aire exteriores y retrasar la acción de los ventiladores de

salida durante los periodos de calentamiento).

iv. Purgar el aire del edificio con el aire exterior durante las horas frescas de la mañana en los periodos de verano caluroso para pre-enfriar la masa interior previamente a la ocupación.

v. El ciclo obligatorio de los sistemas en respuesta a la demanda en los periodos de cargas substancialmente reducidas (por ejemplo: ciclo controlado de temperatura, prendido/apagado de unidades de manejo de aire durante los periodos de ocupación muy bajos, contra la ocupación continua durante los periodos de ocupación normal o tope) y

vi. Operación de demanda iniciada, echar a andar los sistemas en respuesta directa a la demanda percibida (por ejemplo: el ventilador trabajando y la válvula de calefacción sin cerrar, entonces accionar la bomba de calefacción) con un apagador a tiempo después de la última demanda percibida.

#### b. Técnicas de control analógico.

Las técnicas de control analógico son de alguna manera más compleja que las técnicas de control discreto. Las primeras utilizan medidas de valor y análisis matemáticos en combinación con lógica discreta para establecer niveles de salida para el control de temperaturas, presiones o flujos. Las técnicas de control analógico primarias incluyen:

i. Optimización del aire exterior; en función de los requerimientos de calefacción o aire acondicionado, para establecer puntos de partida de temperatura de aire mezclado y seleccionar la mezcla óptima de aire exterior y aire circulado para minimizar los requerimientos de calefacción o enfriamiento, considerando las temperaturas y, algunas veces, las humedades relativas de las dos fuentes de aire.

ii. Control de temperatura; considerando las condiciones climatológicas y/o las demandas de calefacción o aire acondicionado para establecer puntos de partida para la provisión

óptima de la temperatura para las unidades que manejan el aire, los sistemas para calentamiento del agua y/o sistemas de enfriamiento de ésta.

iii. Control del volumen del aire, considerando los registros de ocupación y/o las demandas del sistema de aire para establecer los volúmenes de la provisión del aire y

iv. CDD de temperaturas, presiones y/o flujos con algoritmos de control PID (proporcional, integral y derivativo) proporcionando control de estado estable (estado de error constante) con respuesta rápida y estable.

### 3. Generación de informes.

Las funciones de generación de informes incluyen manejo, procesamiento y presentación de datos. El generador de informes procesa los datos adquiridos por el SCAE en información administrativa. Las funciones de manejo de datos, típicamente, incluyen: ordenamiento, búsqueda de datos y operaciones de unión.

El procesamiento de datos incluye cualesquiera cálculos requeridos para convertir datos brutos en cantidades significativas (por ejemplo: mil unidades térmicas inglesas por mes/por edificio). Las capacidades de presentación de datos proveen de un medio de señalar la información, por lo general en tabulaciones y resúmenes. Los resultados numéricos pueden combinarse con el texto para producir informes comprensibles y los datos puedan presentarse, si así se desea, en gráficas.

### D. Clasificación de los SCAE.

De acuerdo a las funciones de un sistema de administración de energía, los SCAE se pueden clasificar, de acuerdo al papel que en ellos juega la computadora, en tres tipos:

1. Manual. La computadora sirve solo para la generación de reportes.

2. Semi-automático. La computadora tiene funciones de

adquisición de datos y de generación de informes.

3. Automático. La computadora cumple con las funciones de adquisición de datos, control y generación de reportes.

#### E. Elementos de los SCAE.

Los SCAE se componen de tres elementos básicos que varían según el tipo de sistemas:

##### 1. Equipos.

a. Computadora. Incluye teclado, pantalla, impresora, unidad de disco y graficadora.

b. Sistema de comunicación. Incluye modems, multiplexores y convertidores analógico-digitales.

c. Instrumentos de medición.

d. Dispositivos de actuación. Pueden ser analógicos o discretos.

2. Personal. Este puede clasificarse como operativo o gerencial; en el primero solo es necesaria una instrucción básica sobre la operación del sistema mientras que en el segundo se requiere de las siguientes características:

a. Competencia técnica con antecedentes técnicos variados.

b. Experiencia en procesos de producción y/o ingeniería de planta.

c. Experiencia y/o habilidades a nivel gerencial.

d. Capacidad de comunicación oral y escrita.

e. Habilidades de planeación.

3. Procedimientos. En estos se integran los que realiza la computadora e incluyen a los de adquisición de datos, de almacenamiento de los mismos, de análisis, de toma de decisiones, de actuaciones y los de generación de reportes.

## F. Arquitectura de los SCAE.

Existen tres arquitecturas de sistema que describen a los Sistemas de Administración de Energía:

### 1. Arquitectura de componentes discretos.

Los sistemas de componentes discretos están ensamblados con una colección de aparatos individuales, cada uno de los cuales está especialmente diseñado para desempeñar una función de administración de energía particular. Existe una gran variedad de aparatos disponibles para aplicaciones específicas, incluyendo sistemas ordenadores de tanques de oxígeno, controladores optimizadores de frío, optimizadores de inicio de tiempo, controles para reajustar la temperatura, programadores de carga (relojes electrónicos) y otros aparatos. En un sistema de componentes discretos, estos aparatos individuales se agregan a los controladores convencionales de receptores locales para lograr las estrategias de administración de energía deseadas para los sistemas consumidores de energía significativos de la instalación.

Típicamente, los sistemas de componentes discretos aparecen donde los SCAE han evolucionado en varias etapas. Proveen una relación más o menos directa entre las funciones de los SCAE y el costo del sistema, lo cual puede ser ventajoso para sistemas relativamente pequeños. Este tipo de sistemas, usualmente, no son en extremo sensibles a una falla de un solo componente, ya que las consecuencias de tal falla están limitadas, por lo general, a la función específica del aparato afectado. La localización de la falla está limitada, por lo regular, a la identificación del aparato averiado, y eso es más o menos simple ya que las funciones están asociadas con aparatos específicos.

Las principales desventajas de esta arquitectura son: el costo excesivo para aplicaciones muy grandes, la falta de cualquier monitoreo central y de capacidades, la falta de

características de adquisición de datos y generación de informes y la, relativamente, rígida estrategia de administración de energía que resulta de tal enfoque a ella basado en el hardware accesible.

Los sistemas de componentes discretos son más efectivos en aplicaciones limitadas. Los componentes discretos pueden proporcionar un desempeño superior a precios modestos en edificios pequeños o instalaciones altamente especializadas, donde las estrategias de administración de energía están bien definidas y son difíciles de cambiar.

## 2. Arquitectura de procesamiento central.

Los sistemas de administración de energía de procesamiento central son sistemas basados en la computadora, con una unidad central que monitorea el status y los puntos de entrada variable, lleva al cabo algoritmos de manejo de energía en software y desarrolla salidas de control para implementar las estrategias programadas. Los puntos de entrada y salida están, ya sea conectados directamente al procesador central o a paneles multiplexados remotos y transmitidos en forma digital al procesador.

La arquitectura de este procesador ofrece un número de beneficios al través de los componentes de la arquitectura discreta. El monitoreo central y control manual son capacidades inherentes al sistema. Las estrategias de los SCAE están desarrolladas en el software, y pueden ser alterados y fabricados como se necesiten. La arquitectura es idealmente adaptada para un gran número de puntos de entrada y salidas en una gran variedad de aplicaciones.

La mayor desventaja de la arquitectura de este tipo es el alto nivel de vulnerabilidad para una omisión particular de algún componente. Algunos problemas del software o hardware que incapacitan al procesador central también incapacitan la

facilidad, al menos desde la perspectiva de una administración de energía. Por esta razón, el sistema procesador, generalmente, no puede ser usado como sistema DDC, pero debe ser usado en conjunción con controladores locales. Ambos incrementan el costo y reducen la capacidad del sistema.

El sistema procesador central puede ser "efectivo-costo" para medianas o grandes aplicaciones de alta densidad y donde algunas formas multiplexoras o líneas de poder que conducen a otras aplicaciones que el sistema puede usar.

### 3. Arquitectura de procesamiento distribuido.

El sistema de procesamiento distribuido incorpora múltiples microcomputadoras basadas en el control procesador, cada una de las cuales tiene sensores de entrada, controles de salida y un programa de operación. La operación del programa incluye todas las estrategias requeridas para una administración de energía, controles DDC, entrelazamientos lógicos, funciones de puesta a punto, funciones de puesta en marcha y funciones de adquisición de datos. El procesador individual está completamente operado por subsistemas, con no requerimientos para la comunicación con otros procesadores en orden, para realizar todo el control digital directo y/o las funciones de la administración.

El procesador de distribución está conectado a la terminal del operador central para un sistema de comunicación, formas típicas y líneas telefónicas. Esta terminal central provee monitoreo remoto, controles manuales, adquisición de datos y capacidad de generar reportes similar al del procesador central. La terminal de operación central es típicamente una computadora desktop proyectora general, la cual puede ser desconectada desde el SCAE cuando no es usado.

El procesador distribuidor reduce la falta de componentes, únicos vulnerables inherentes al sistema de procesador central; por medio de la distribución de funciones de control en el

procesador individual. La probabilidad de falla es reducida por la simplificación de resultados de operación del software. La forma modular del diseño estimula una instalación secuencial, la cual puede substancialmente reducir las adversidades operacionales de la instalación y de la puesta en marcha /parc. La fase implementaria puede también reducir el peso económico de la adquisición. La modularidad provee, además de una expansión virtualmente ilimitada, que el procesador central puede ser adherido al sistema en algún tiempo disponible de puntos agotados de entrada o salida.

La arquitectura de procesamiento distribuido es lo más atractivo para aplicaciones en grandes construcciones. Esto combina las mejores características de las arquitecturas de componentes discretos y de procesador central y añaden algunas características generalmente disponibles en unos y otros.

El sistema de procesamiento distribuido permite el acceso local de los parámetros de distribución por cualquier terminal exterior. Esto puede ser extremadamente valioso en aplicaciones de operaciones personales, requiriendo algunos grados de control manual y con capacidad de monitoreo. Estos circuitos de acceso locales pueden proveer capacidad para edición de programas. El acceso local puede ser limitado o restringido por un sistema de palabras clave las cuales controlan el nivel de acceso.

Los sistemas de procesamiento distribuido están presentes solamente en los SCAE que pueden proveer la capacidad efectiva de control digital directo. El DDC provee un incremento significativo en estrategias disponibles de control y también mejora, considerablemente, la ejecución del sistema, eliminando declaraciones de error y sistemas overshoot e incrementa rápidamente la respuesta.

El control DDC requiere menos mantenimiento que los controladores convencionales y, frecuentemente, simplifican el

**mantenimiento requerido.**

**G. Procedimiento de implantación de los SCAE.**

1. Debe llevarse al cabo una previsión económica, que involucra conocer la estructura tarifaria de los energéticos y la forma en que se aplica a la instalación en estudio.

2. Debe conducirse una auditoría energética completa, lo que involucra un inventario de equipos, revisión de historial de consumos de energía, revisión de procedimientos de mantenimiento, registro de demanda eléctrica y análisis de toda la información (Ver Anexo C).

3. Debe hacerse un estudio de los SCAE disponibles en el mercado y su aplicación.

4. Deben especificarse las características de la instalación que sean importantes para los SCAE:

a. Equipos y sistemas.

b. Técnicas de aplicación a cada sistema.

c. Identificación de puntos de entrada y salida.

d. Identificar y/o especificar características de cada punto y

e. Especificar valores iniciales para la programación de horarios de operación.

5. Debe de hacerse una evaluación económica que incluya al costo de la instalación del SCAE.

6. Si se decide proceder, el equipo deberá seleccionarse e instalarse.

7. Deberá capacitarse y/o informarse al personal operativo.

8. Deberá conducirse un rastreo y una evaluación de los beneficios reales.

## V. MERCADO DE LOS SCAE EN MEXICO.

### A. OFERTA DE LOS SCAE.

#### 1. Introducción.

Dado que los Sistemas Computarizados de Administración de Energía Eléctrica, son productos que se componen de varios elementos (equipos y programas) es difícil establecer con precisión su oferta. La definición de la demandada se realizó a partir de la ubicación de productos integrables, es decir, de sistemas compuestos de todos los elementos.

#### 2. Compañías y productos.

Al realizar el estudio de mercado de los SCAE se encontró que las compañías que se dedican al ahorro de energía son pocas, algunas teniendo sistemas muy sofisticados y otras solo componentes. La búsqueda de las empresas que comercializan este tipo de productos se realizó consultando a empresas conocidas y a profesionistas relacionados al ramo, que se estimaba que pudieran manejar los SCAE.

Resultado de esta consulta se hizo una lista de empresas a las cuales se visitó. A continuación se enumeran estas empresas y se presenta una descripción de los equipos con los que cuentan para la administración de energía.

##### a. Técnica SALGAR S.A.

Esta compañía ofrece un sistema llamado CEDREC, fabricado en Inglaterra, que puede ser considerado para usarse en grandes industrias. El producto que ofrecen es un microprocesador que controla la demanda máxima y el consumo de energía. Las características que se enumeran en los folletos de presentación son las siguientes:

‡ Es flexible, puede diseñarse idóneamente para cualquier

configuración de planta; puede cambiarse o acomodarse de acuerdo a los requerimientos de la planta y puede ser expandido.

‡ Es exacto y sus cálculos son puestos al día cada seis segundos y esto permite corregir el valor de la carga durante el periodo de demanda máxima. El usuario puede programarlo al través de una televisión tipo pantalla y con un teclado interactivo, se hace la programación simple: definición de parámetros de medición, de carga prioritaria, de valores de entrada, de objetivo de demanda, de tiempos reales y de alimentación de datos.

‡ Puede levantar hasta 8 alimentadores y controlar 104 cargas, también administra éstas y el horario de tarifas diarias.

‡ Administra la puesta en marcha, ya que tiene una base de datos comprensiva, la cual incluye mediciones leídas de la planta y puede sumarlos a los datos totales y al valor de la demanda máxima. Esto permite centralizar el registro de datos para administrar las funciones de distribución de costos, de presupuestos, de horarios de producción y confirmación de inicios y puestas en marcha.

‡ Se puede conformar en uno, dos o tres niveles:

1. CEDREC 1 (CEDREC con un monitor de demanda)

La versión básica de CEDREC actúa como un monitor previsor de demanda máxima. Esto es completamente programable y tiene una pantalla de despliegue en la cual nos describen los datos calculados y los formatos de la programación. El valor del impulso que varía de acuerdo a cada instalación es programado dentro de CEDREC según el objetivo de la demanda, la energía sobrante, las puestas en marcha, las alarmas y los datos. Una vez programado completamente, CEDREC es operacional y nos muestra

instantáneamente las cargas, periodos de demanda y el valor corregido de la carga.

ii. CEDREC 2 (CEDREC como un controlador de demanda automática)

Este nivel de CEDREC incluye todos los beneficios de CEDREC 1, junto con las ventajas de 8 canales de carga automática esparcidas y restauradas manualmente. Puede conectar o desconectar cargas de acuerdo a una predeterminada prioridad de secuencia.

iii. CEDREC 3 (CEDREC como un controlador automático de demanda y de duración determinada de energía)

Provee control de la demanda y puesta en marcha de hasta 104 cargas. Este incluye las facilidades de CEDREC 1 y 2 pero también permite conectar y desconectar cargas de acuerdo a un horario de puesta en marcha, con una resolución debajo de un minuto y programarse por un año.

En cuanto al precio del producto, este era, en enero de 1987, de 36000 Libras esterlinas entregado en México. El distribuidor refiere a una sola instalación de este equipo en nuestro país y esta fue realizada recientemente en la planta de Industrias Nacobre en el Estado de México; no existen, por lo tanto, referencias operacionales. Se estima por parte del distribuidor, que un sistema de este tipo, en una situación típica, se pagaría en un año.

b. HONEYWELL

De acuerdo con la información obtenida de este fabricante se tiene que el Sistema de Control W 7000, que es el sistema que ofrecen, consiste en un microprocesador que permite un control total de las cargas, es compacto y de gran versatilidad; se

encuentra disponible con los siguientes programas de ahorro de energía eléctrica:

⌘ Horario de arranque y de paro.

El sistema W 7000 trabaja para reducir los costos de un día, un año, en horas de trabajo y después de estas; evita operar los equipos cuando no son necesarios, reconoce día, noche y días festivos.

⌘ Arranque y paro automático.

El sistema puede obtener ahorros de energía y dinero mediante la optimización del arranque y paro de los equipos de aire acondicionado y calefacción, acción que se realiza automáticamente, arrancando y parando los equipos en el tiempo preciso.

⌘ Control de demanda.

El sistema W 7000 permite reducir las cargas por demanda minimizando los picos de energía; esto se realiza parando los equipos en forma prioritaria, cuando el límite de la demanda en KW excede al límite previamente fijado, para esto tiene incorporado un medidor de corriente en la acometida de la instalación.

⌘ Ciclos de trabajo y equipos.

La programación del ciclo de operación de los equipos reduce la cantidad total de electricidad utilizada, mediante intervalos de arranque y de paro automáticos.

Su uso es recomendado para edificios, tiendas, hoteles, supermercados, hospitales, restaurantes, bancos, etc. Como cada instalación es única, hay modelos del Sistema W 7000 disponibles para adaptarse a cada situación.

El precio de este producto, sin instalación, es de 12000 US-dollars aproximadamente. Según el distribuidor esto se recupera en un año.

c. HEWLETT PACKARD

En el caso de esta compañía, lo que se tiene es un sistema de uso general que puede resultar demasiado costoso. El sistema considerado es el HP 2250 de medición y control de sistemas, el cual tiene las siguientes características:

‡ Es un sistema de medición y control programable.

‡ Tiene su lenguaje propio de programación.

‡ Tiene 16 canales de entrada para conectar voltajes no mayores de 10 volts.

‡ La HP 2250 es inteligente, de alta ejecución analógica-digital de adquisición de datos y control de sistemas. Está diseñado para manejar un amplio rango de industrias y laboratorios de aplicaciones automáticas.

‡ La sección de entrada analógica es capaz de procesar 50000 mediciones por segundo sobre un canal o de canal a canal.

‡ Su resolución de medida es de 14 bits.

‡ Puede monitorear hasta 1920 entradas analógicas.

Entre las aplicaciones típicas incluyen: actuadores controladores, motores contactores y periodos de medición a diferentes frecuencias de onda.

El sistema HP 2250 puede dividirse básicamente en dos

secciones: Unidad procesadora y Unidad de medición y control.

El sistema de medición es básicamente un banco de datos, desde transductores definibles en intervalos y el sistema de medición y control, recoge los datos de los sensores operando sobre ellos y usualmente ejecuta algunas clasificaciones de salidas controladas via actuadores o convertidores analógico-digitales.

Este sistema puede ser usado como SCAE, pero no se tienen referencias de que tal cosa haya sucedido. El precio de este sistema supera los 50000 US dollars.

#### d. IBM de México

Esta compañía tiene una serie de sistemas de varios niveles aplicables a todo tipo de procesos; uno de estos sistemas es el Facility Control and Power Management número 2 (FC/PM 2).

El FC/PM 2 tiene programas dedicados a la aplicación del control de cargas y para reducir la demanda eléctrica. Estos requerimientos, no programados localmente, están incluidos en la aplicación de funciones y permite modificar la programación de las mismas o el desarrollo de unas adicionales si así lo desea. Este sistema incluye las funciones del FC/PM 1 con extensión de soporte para levantar 95 dispositivos de circuitos además de herramientas útiles para modificar funciones a otras nuevas adicionales, tales como: operaciones de monitoreo y el reporte periódico de la facturación.

El FC/PM 2 tiene programas dirigidos a la reducción de costos de la energía eléctrica, facilitando la medición de la demanda y controlando hasta 95 dispositivos de circuitos controlables.

Este sistema tiene las siguientes aplicaciones:

- Dirección de control de funciones; tiempo controlado en días estratégicos (hasta de 4 tipos de días para un año entero);

dispositivo de especificación estratégica (incluye levantamientos, hasta de 8 de arranque y paro); dispositivos que pueden seleccionarse para cada demanda de control y monitoreo de demanda medida.

- Controla el incremento de demanda, durando desde 15 hasta 20 segundos con intervalos de 5 minutos hasta de 2 horas para control de demanda.
- Prioridad de selección de dispositivos y
- Selección rotacional de dispositivos.

Los usos pueden modificarse de acuerdo a la aplicación de programas por solicitud de fuentes opcionales.

Este sistema requiere equipo complementario como la computadora IBM serie I 4952 modelo A con procesador de 32 K u otros modelos similares, necesita aire acondicionado, timers e impresoras. No existe en el mercado de México y no se pudo conseguir su precio, que seguramente será similar al del equipo descrito de la Hewlett Packard.

#### e. Electronica de velocidad.

Es distribuidor de un dispositivo, basado en un microprocesador, que funciona como SCAE. Su principal función es la de control de demanda eléctrica, para lo cual está equipado con algoritmos que monitorean, guardan información, pronostican demanda y controlan hasta cuatro puntos de demanda eléctrica. Viene acompañado de una impresora de tira de papel y se le pueden añadir otros dispositivos.

#### f. ASEA

Distribuyen en México un sistema sueco marca SEWE, y que lleva el nombre de Energos. Este es un sistema de adquisición de datos y medición remota que puede manejar hasta 32 puntos de medición. Sirve para monitorear consumo y demanda de periodos

variables (horas, días y meses); esto se hace al través de pantalla o con listados en papel. Sirve también para que la compañía eléctrica suministradora controle y facture consumos y demandas de varios usuarios grandes al mismo tiempo. Su precio es de 33 000 US Dls y acaba de ser presentado en México.

#### g. SQUAPE D

A esta empresa se le visitó en sus instalaciones de la Ciudad de México, donde no supieron decir de la existencia de productos tipo SCAE fabricados por ellos. Lo que a continuación se presenta está contenido en un folleto publicado por esta compañía en los Estados Unidos de Norteamérica; el producto referido se le conoce como Watchdog.

El Watchdog es un sistema basado en un microprocesador, expandible desde 6 hasta 64 K, el cual tiene los siguientes aspectos y beneficios:

- Demanda limitada; reduce las cargas por demanda, minimizando los picos.
- Carga cíclica; baja las facturas eléctricas por la reducción del consumo de energía.
- Adapta el tiempo del horario diario; evita operar los equipos cuando no son necesarios.
- Es expansible; por su diseño modular que reduce los costos de instalaciones eléctricas, permitiendo adiciones de unidades de información de salidas para controlar de 24 hasta 64 cargas.
- Permite la rotación de cargas.
- Permite usarse como computadora, impresora, teléfono, cassette y entradas analógicas.
- Mide KW por medio de pulsos o por un transformador de corriente de entrada.
- Muestra señales de error y diagnóstico; ayuda a determinar la causa de error de entrada de datos o de mal funcionamiento.

- Maximiza la economía por selección óptima de demanda limitada, basada en el consumo de la energía y adapta la temperatura de acuerdo al estado del tiempo.
- Se acomoda fácilmente a varios horarios ocasionales.
- Fácil de uso, no necesita de personal especializado y
- Tiene nueve adaptadores de horario diario. Maximiza economía por día.

Sus aplicaciones típicas incluyen: plantas industriales, edificios de oficina, hoteles y moteles, almacenes de ventas, escuelas, hospitales y supermercados.

No se conoce su precio, pero se estima similar al del equipo distribuido por Honeywell.

#### h. GENERAL ELECTRIC

General Electric no tiene a disposición del mercado mexicano tipo alguno de SCAE. Lo que ofrece son solamente interruptores de tiempo que controlan operaciones de arrancar y parar de circuitos eléctricos con relación a las horas del día; su carátula tiene 12 horas pintadas en negro, correspondientes a las horas de la noche y 12 horas pintadas en blanco correspondientes a las horas del día.

Este tipo de interruptor de tiempo es ideal para una variedad de aplicaciones tales como: anuncios luminosos, aparadores comerciales, iluminación exterior, sistemas de calefacción y refrigeración, arranque de motores y muchos más; además permite encender y apagar circuitos eléctricos automáticamente a la hora deseada. El termostato ejecuta las operaciones de encender y apagar una vez en 24 horas y el arreglo de interrupción de dos polos-un tiro, permite controlar dos circuitos que estén eléctricamente separados.

## B. DEMANDA DE LOS SCAE.

### 1. Introducción.

Desde un punto vista muy general todos los usuarios del servicio eléctrico son posibles demandantes de los SCAE; sin embargo, y por el alto costo de los mismos, son solo los grandes consumidores los que se puede suponer son candidatos a tener un sistema instalado.

A continuación se intentará acotar numéricamente a los posibles demandantes de un SCAE y su ubicación geográfica en el país. Para esto primero se enumeran las clases de actividad que, según la CFE, tienen mayor incidencia en sus costos por concepto de servicio de energía eléctrica; en segundo lugar, se analiza la distribución nacional, por estados, de los usuarios y sus consumos y, en tercer lugar, se realiza una estimación de la demanda de los SCAE en función de la posible reducción de los costos del servicio eléctrico por una disminución en el consumo y la demanda máxima coincidente.

### 2. Incidencia por clase de actividad.

De acuerdo al X Censo Económico Nacional (CEN), la incidencia de los insumos en la producción bruta total se clasifica por: insumos materiales y pagos por servicios; entre los pagos por servicios esta establecido el de la energía eléctrica.

En el CEN se consideran 24 grupos de actividad económica que comprenden 256 actividades, estas en términos de la incidencia de la energía eléctrica como insumo, las podemos dividir en tres partes. De las 256 clases, 236 representan el 85.88 % de la producción bruta total con una incidencia de 0.68 % , 12 clases que representan el 4.9 % de la producción bruta total tienen una incidencia de 2.23 % y 8 clases que representan el 9.15 % de la producción bruta con una incidencia de más de 2.5 % (Ver cuadro 1).

COMPORTAMIENTO DE LA INCIDENCIA DE LA ENERGIA ELECTRICA  
EN LA PRODUCCION BRUTA TOTAL PARA LAS  
CLASES DE ACTIVIDAD ECONOMICA

	PRODUCCION BRUTA TOTAL ( MILL. \$ )	GASTOS EN ENERGIA ELECTRICA (MILL. \$)	% DEL GRAN TOTAL DE LA P. B. T. <sup>1</sup>	% DEL GRAN TOTAL DE LA E. E. <sup>2</sup>	INCIDENCIA DE LA ENERGIA ELECTRICA  (B/A)*100
	( A )	( B )			
8 CLASES CON INCIDENCIA MAYOR O IGUAL A 2.5 %	43 233	1 433	9.15	30.40	3.31
12 CLASES CON INCIDENCIA ENTRE 2 y 2.5 %	23 525	525	4.97	11.14	2.23
236 CLASES CON INCIDENCIA MENOR A 2 %	406 239	2 755	85.88	58.46	0.68
TOTAL:	\$472997	\$4 713	100 %	100 %	1.00

CUADRO No.1

<sup>1</sup> P. B. T. = PRODUCCION BRUTA TOTAL

<sup>2</sup> E. E. = ENERGIA ELECTRICA

De estas 20 clases son solo de consideración, por el valor de su producción tanto como por el tipo de bienes que producen, 11 de ellas. Dado el carácter de estas 11 clases, el grupo de la producción tiende a concentrarse en unos cuantos establecimientos, la mayoría de los cuales operan en la tarifa número 12.

De las 256 clases podemos ver que 236 no tienen una incidencia importante de la energía eléctrica como insumo, de las 20 restantes, 9 carecen de importancia dada su baja producción total o por el tipo de artículos que produce.

A continuación se listan las 11 clases restantes que son las de más importancia :

- a) Fabricación de cemento hidráulico.
- b) Fundición, laminación, extrusión y estiraje de aluminio y fabricación de soldaduras térmicas.
- c) Fabricación de ácidos, bases, sales y otras sustancias químicas industriales básicas.
- d) Fabricación de hierro de primera fusión, ferrocaleaciones y otros productos de laminación primaria.
- e) Laminación secundaria de hierro y acero, excepto tubos.
- f) Fabricación de cartón, cartoncillo, incluso láminas de cartón impermeabilizadas.
- g) Fabricación de ampollitas y otros envases de vidrio.
- h) Fabricación de pasta y otros derivados de carbón mineral.
- i) Fabricación de coque y otros derivados de carbón mineral.
- j) Fabricación y preparación de hilados de fibras blandas y
- k) Extracción y beneficio de cobre, plomo, zinc y de otros minerales metálicos no ferrosos.

### 3. Distribución Nacional de consumos y usuarios en tarifas 3, 8 y 12.

#### a. Tarifa 3.

De acuerdo a la tabla de Distribución Nacional de Consumos y Usuarios, se puede observar que para el año de 1982 el mayor consumo por estado que hubo en la Republica Mexicana fue en el D.F. con un poco más de la mitad del total para ese año, con el 51.30 % del consumo y el 45.16 % del total de usuarios. La relación  $\frac{\text{consumo}}{\text{usuario}}$  fue de 0.1565  $\frac{\text{gWh}}{\text{Usu}}$ , y en comparación con los demás estados fue la más alta.

Otros estados con consumos considerables son: Jalisco con el 2.90 % del total del consumo; con una relación de 0.0750  $\frac{\text{gWh}}{\text{Usu}}$ , Estado de México con el 11.93 % del total del consumo; con una relación de 0.0955  $\frac{\text{gWh}}{\text{Usu}}$  y Nuevo León con el 2.46 % del total del consumo y una relación de 0.0607  $\frac{\text{gWh}}{\text{Usu}}$ .

En algunos estados la relación  $\frac{\text{consumo}}{\text{usuario}}$  fue alta, como en Baja California Norte donde fue de 0.0919  $\frac{\text{gWh}}{\text{Usu}}$  para 1174 usuarios. Queretaro con 0.0833  $\frac{\text{gWh}}{\text{Usu}}$  para 24 usuarios. San Luis Potosi con 18 usuarios para una relación de 0.1111  $\frac{\text{gWh}}{\text{Usu}}$  y Sonora con 244 usuarios y una relación de 0.1475  $\frac{\text{gWh}}{\text{Usu}}$ .

De 1982 a 1986 hubo variación porcentual de 26.98 % en usuarios y 7.70 % en consumo. En 1986, los estados de mayor consumo fueron los mismos de 1982 con poca variación: el D.F. tuvo un consumo de 958 gWh en 7304 usuarios teniendo un promedio de 0.1311  $\frac{\text{gWh}}{\text{Usu}}$ ; comparándola con el total del consumo fue del 56.15 % y con usuarios del 42.81 %. En el Estado de México se consumieron 208 gWh por 2351 usuarios, resultando una relación de 0.0884  $\frac{\text{gWh}}{\text{Usu}}$ , representando el 13.77 % del total de usuarios y el 12.19 % del consumo. Baja California Norte aumentó su consumo y también su número de usuarios: su consumo fue de 143 gWh entre 1646 usuarios teniendo una relación de 0.0868  $\frac{\text{gWh}}{\text{Usu}}$ , lo que

representó el 8.38 % del total del consumo y el 9.64 % de usuarios. El Estado de Jalisco aumentó en el número de usuarios, al igual que en el consumo, que fue de 53 gWh en 772 usuarios y tuvo una relación de  $0.0686 \frac{\text{gWh}}{\text{Usu}}$ .

b. Tarifa 8.

Analizando las tablas de consumo y de número de usuarios de la tarifa 8, para los años de 1982 y 1986 se observa que el Estado de México es una de las dos entidades de mayor consumo en esta tarifa. El consumo de 1982 fue de 3393 gWh en 2072 usuarios, representando el 18.15 % del total de consumo para ese año y un 5.58 % del total de usuarios. Su relación  $\frac{\text{consumo}}{\text{usuario}}$  fue  $0.1637 \frac{\text{gWh}}{\text{Usu}}$  la cual también es la más alta.

Para 1986 su consumo fue de 3564 gWh entre 2439 usuarios, el porcentaje con respecto al total fue de 15.83 % de consumo y 5.20 % del total de usuarios; su relación consumo entre usuario fue de  $0.1461 \frac{\text{gWh}}{\text{Usu}}$ .

El D.F. es el otro mayor consumidor. En 1982 tuvo un consumo de 3085 gWh entre 2422 usuarios teniendo una relación de  $0.1273 \frac{\text{gWh}}{\text{Usu}}$ ; en 1986, aumentó a 3584 gWh entre 2857 usuarios, representando el 15.72 % del total del consumo y 6.20 % del total de usuarios.

Nuevo León es el siguiente mayor consumidor; tuvo un consumo de 1850 gWh en 3333 usuarios, resultando una relación de  $0.4950 \frac{\text{gWh}}{\text{Usu}}$ . En 1986 aumentó a 2090 gWh en 4106 usuarios, representando una relación de  $0.5090 \frac{\text{gWh}}{\text{Usu}}$ .

c. Tarifa 12.

Observando los datos de las tablas de los años de 1982 y 1986 se aprecia que para el año de 1986 hubo un aumento porcentual de 72.12 % en consumo y un 110.09 % en usuarios.

Veracruz fue el estado de mayor consumo en esta tarifa, para

ambos años; en 1982, su consumo fue de 2339 gWh en 19 usuarios y en 1986 aumentó a 3480 gWh entre 33 usuarios, representando el 19.15 % del total del consumo y el 14.41 % de usuarios; su relación  $\frac{\text{consumo}}{\text{usuario}}$  fue de 105.45  $\frac{\text{gWh}}{\text{Usu}}$ .

Otra entidad con alto consumo es el Estado de Nuevo León, el cual, en 1982, tuvo un consumo de 1362 gWh en 12 usuarios teniéndose una relación de 113.50  $\frac{\text{gWh}}{\text{Usu}}$ . En 1986 aumentó a 1799 gWh en 22 usuarios representando una relación de 81.77  $\frac{\text{gWh}}{\text{Usu}}$ .

Estado de México, San Luis Potosí, Coahuila, Puebla, Jalisco y Sonora son otras entidades con consumos considerables. Estas entidades representan el 41.38 % del total del consumo y el 35.80 % en el total de usuarios para el año de 1986.

Tabla No. 1. Valores de consumo y número de usuarios de  
tarifa No. 3 (Años de 1982 y 1980).

EDO	USUARIOS	CONSUMO C/U	%USU	%CONS	
1 AGS	16	1	6.25	0.09	0.05
2 BCS	1646	143	8.68	9.64	8.38
3 BCS	156	12	7.69	0.91	0.70
4 CAM	84	6	7.14	0.49	0.35
5 COA	155	10	6.45	0.90	0.58
6 COL	25	1	4.00	0.14	0.05
7 CHA	175	10	5.71	1.02	0.58
8 CHI	153	10	6.53	0.39	0.58
9 D.F.	7304	959	13.11	42.01	56.15
10 DGO	27	1	3.70	0.15	0.05
11 GTO	61	3	4.91	0.35	0.17
12 GRO	362	20	7.73	2.12	1.64
13 HGO	207	12	5.79	1.21	0.70
14 JAL	772	53	6.86	4.52	3.10
15 MEX	2351	208	8.84	13.77	12.19
16 MIC	110	4	3.63	0.64	0.23
17 MOR	223	17	7.62	1.30	0.99
18 NAY	48	2	4.16	0.28	0.11
19 N.L.	877	53	6.04	5.14	3.10
20 OAX	169	8	4.73	0.99	0.46
21 PUE	300	23	7.66	1.75	1.34
22 QRO	28	2	7.14	0.16	0.11
23 Q.P.	164	15	9.14	0.96	0.87
24 SLP	20	1	5.00	0.11	0.05
25 SIN	104	13	6.37	1.19	0.76
26 SON	377	37	9.81	2.20	2.16
27 TAE	117	8	6.83	0.68	0.46
28 TMM	355	27	7.60	2.08	1.58
29 TLX	61	3	4.91	0.35	0.17
30 VER	329	24	7.29	1.92	1.40
31 YUC	175	12	6.85	1.02	0.70
32 ZAC	10	1	10.00	0.05	0.05
TOT. USUARIOS=	17861				
TOT. CONSUMO=	1706				

Año  
86

V-16

EDO	USUARIOS	CONSUMO C/U	%USU	%CONS	
1 AGS	15	1	6.66	0.11	0.06
2 BCS	1174	109	9.19	8.73	6.81
3 BCS	81	7	8.64	0.60	0.44
4 CAM	60	4	6.66	0.44	0.25
5 COA	112	8	7.14	0.83	0.58
6 COL	29	2	6.89	0.21	0.12
7 CHA	102	7	6.86	0.75	0.44
8 CHI	110	7	6.36	0.61	0.44
9 D.F.	6204	971	15.65	46.16	61.30
10 DGO	30	2	6.66	0.22	0.12
11 GTO	64	4	6.25	0.47	0.25
12 GRO	302	25	8.27	2.24	1.57
13 HGO	163	9	5.52	1.21	0.56
14 JAL	613	46	7.50	4.56	2.90
15 MEX	1978	189	9.55	14.71	11.93
16 MIC	73	4	5.47	0.54	0.25
17 MOR	158	16	10.12	1.17	1.01
18 NAY	38	2	5.26	0.28	0.12
19 N.L.	642	39	6.07	4.77	2.46
20 OAX	117	7	5.96	0.37	0.44
21 PUE	274	23	8.39	1.05	1.45
22 QRO	24	2	8.33	0.17	0.12
23 Q.P.	99	9	9.08	0.73	0.58
24 SLP	18	1	11.11	0.13	0.12
25 SIN	105	14	6.66	0.78	0.44
26 SON	244	36	14.75	1.81	2.27
27 TAE	43	3	6.97	0.31	0.18
28 TMM	174	15	8.62	1.29	0.94
29 TLX	50	3	6.00	0.37	0.18
30 VER	243	20	8.06	1.34	1.26
31 YUC	87	7	6.89	0.64	0.37
32 ZAC	6	1	12.50	0.05	0.05
TOT. USUARIOS=	13439				
TOT. CONSUMO=	1584				

Año  
82

TABLA No. 2. Valores de consumo y número de usuarios de  
Tarifa No. 8 (Años de 1982 y 1980).

EDU	USUARIOS	CONSUMO C/U	%USU	%CONS	
1 AGS	772	198	2.56	1.67	0.86
2 BCN	1107	624	5.63	2.40	2.73
3 BCS	323	92	2.84	0.70	0.40
4 CAM	338	82	2.42	0.73	0.35
5 COA	2261	989	4.02	4.91	3.98
6 COL	378	90	2.38	0.82	0.59
7 CHA	599	175	2.92	1.50	0.76
8 CHI	2306	1210	5.24	5.01	5.30
9 D.F.	2857	3584	12.54	6.20	15.72
10 DGO	1211	301	2.46	2.63	1.32
11 GTO	2866	586	2.04	6.22	2.57
12 GRO	454	463	10.19	0.98	2.03
13 HGO	458	479	10.45	0.99	2.10
14 JAL	3654	1518	4.15	7.94	6.65
15 MEX	2439	3564	14.61	5.29	15.63
16 MIC	1586	241	1.51	3.44	1.85
17 MOP	353	312	8.83	0.76	1.35
18 NAY	356	64	1.79	0.77	0.28
19 N.L.	4186	2090	5.09	8.92	9.16
20 OAX	417	117	2.80	0.90	0.51
21 PUE	1645	950	5.65	3.57	4.07
22 QRO	871	328	3.76	1.89	1.43
23 O.P.	532	223	4.19	1.15	0.97
24 SLP	1143	334	2.92	2.48	1.46
25 SIN	2089	586	2.80	4.53	2.57
26 SON	3051	754	2.47	6.62	3.30
27 TAB	878	255	2.90	1.90	1.11
28 TAM	2670	766	2.94	5.80	3.44
29 TLX	410	189	4.60	0.89	0.82
30 VER	2367	1263	5.42	5.14	5.62
31 YUC	1044	287	2.74	2.26	1.25
32 ZAC	478	143	2.99	1.03	0.62
TOT. USUARIOS=	46819				
TOT. CONSUMO=	22797				

EDU	USUARIOS	CONSUMO C/U	%USU	%CONS	
1 AGS	627	120	1.91	1.69	0.64
2 BCN	786	445	5.64	2.12	2.38
3 BCS	264	90	3.40	0.71	0.48
4 CAM	298	69	2.39	0.77	0.36
5 COA	1819	622	3.41	4.90	3.32
6 COL	267	78	2.92	0.71	0.41
7 CHA	419	119	2.84	1.12	0.63
8 CHI	1694	660	3.89	4.56	3.53
9 D.F.	2427	3085	12.73	6.53	16.50
10 DGO	951	211	2.21	2.56	1.12
11 GTO	2371	437	1.84	6.39	2.33
12 GRO	377	357	9.46	1.01	1.91
13 HGO	368	347	9.42	0.99	1.85
14 JAL	2772	1214	4.37	7.47	6.49
15 MEX	2072	3393	16.37	5.58	18.15
16 MIC	1356	227	1.67	3.65	1.21
17 MOP	315	260	8.25	0.64	1.39
18 NAY	281	60	2.13	0.75	0.32
19 N.L.	3353	1650	4.95	8.98	8.82
20 OAX	366	92	2.51	0.98	0.49
21 PUE	1338	921	6.88	3.60	4.92
22 QRO	749	310	4.13	2.01	1.65
23 O.P.	352	148	4.20	0.94	0.79
24 SLP	830	273	3.26	2.25	1.46
25 SIN	1123	495	2.65	4.67	2.64
26 SON	2575	555	2.15	6.94	2.96
27 TAB	794	202	2.54	2.14	1.08
28 TAM	2181	738	3.38	5.88	3.94
29 TLX	314	187	5.95	0.84	1.00
30 VER	1918	1057	5.51	5.17	5.65
31 YUC	859	236	2.74	2.31	1.26
32 ZAC	292	33	1.13	0.78	0.17
TOT. USUARIOS=	37050				
TOT. CONSUMO=	18691				

TABLA No. 3. Valores de consumo y número de usuarios de  
Tarifa No. 12 (Valores de 1982 y 1980).

EDO	USUARIOS	CONSUMO C.U.	1980	1982	
1 AGS	2	25	12.50	0.87	0.13
2 BCN	5	100	20.00	2.18	0.55
3 BCS	1	29	29.00	0.47	0.15
4 CAM	0	0	0.00	0.00	0.00
5 COA	9	1479	164.35	3.93	6.14
6 COL	4	306	76.50	1.74	1.68
7 CHA	1	25	25.00	0.43	0.13
8 CHI	8	521	65.12	3.49	2.86
9 D.F.	2	460	230.00	0.87	2.53
10 DGO	4	162	40.50	1.74	0.89
11 GTO	12	509	41.66	5.24	2.75
12 GRO	1	2	2.00	0.43	0.01
13 HGO	4	431	107.75	1.74	2.37
14 JAL	17	1001	58.88	7.42	5.51
15 MEA	21	1956	88.25	9.17	10.27
16 MIC	9	515	57.22	3.93	1.83
17 MPP	0	0	0.00	0.00	0.00
18 NAY	0	0	0.00	0.00	0.00
19 N.L.	12	1799	91.77	9.60	9.90
20 OMS	3	507	169.00	1.31	2.79
21 PUE	10	1097	109.70	4.36	2.04
22 QRO	11	478	43.45	4.80	2.63
23 Q.P.	0	0	0.00	0.00	0.00
24 SLP	15	1076	71.73	6.55	5.92
25 SIN	2	35	17.50	0.87	0.19
26 SON	2	935	165.83	2.62	5.48
27 TAE	4	358	89.50	1.74	1.97
28 TMM	13	452	34.76	5.67	2.43
29 TLU	5	105	21.00	2.18	0.57
30 YEP	33	3480	105.45	14.41	18.16
31 YUC	2	99	49.50	0.87	0.54
32 ZAC	5	253	84.33	1.31	1.29
TOT. USUARIOS=	229				
TOT. CONSUMO=		18156			

AÑO  
86

V-18

EDO	USUARIOS	CONSUMO C.U.	1980	1982	
1 AGS	0	0	0.00	0.00	0.00
2 BCN	1	75	75.00	0.91	0.71
3 BCS	0	0	0.00	0.00	0.00
4 CAM	0	0	0.00	0.00	0.00
5 COA	4	377	94.25	7.66	3.57
6 COL	0	0	0.00	0.00	0.00
7 CHA	0	0	0.00	0.00	0.00
8 CHI	4	226	56.50	3.66	2.14
9 D.F.	2	468	234.00	1.83	4.43
10 DGO	0	0	0.00	0.00	0.00
11 GTO	7	525	75.00	6.42	4.97
12 GRO	1	19	19.00	0.91	0.18
13 HGO	3	429	143.00	2.75	4.06
14 JAL	7	618	89.28	6.42	5.85
15 MEA	10	1115	111.50	9.17	10.57
16 MIC	3	292	97.66	1.75	2.77
17 MPP	0	0	0.00	0.00	0.00
18 NAY	0	0	0.00	0.00	0.00
19 N.L.	12	1362	113.50	11.00	12.91
20 OMS	2	187	93.50	1.82	1.77
21 PUE	5	1018	203.60	4.58	9.65
22 QRO	6	249	41.50	5.50	2.36
23 Q.P.	0	0	0.00	0.00	0.00
24 SLP	7	555	79.26	6.42	5.24
25 SIN	1	1	1.00	0.91	0.00
26 SON	2	100	50.00	1.83	0.94
27 TAE	3	267	89.66	1.75	2.55
28 TMM	3	185	70.93	5.50	1.74
29 TLU	1	35	17.50	1.82	0.23
30 YEP	12	2327	122.10	12.47	20.17
31 YUC	2	102	51.50	1.82	0.92
32 ZAC	0	0	0.00	0.00	0.00
TOT. USUARIOS=	109				
TOT. CONSUMO=		16548			

AÑO  
82

#### 4. Estimación de la demanda de los SCAE.

Los SCAE se justifican como inversión en función de los ahorros que permiten en los gastos de energía. En el caso de la energía eléctrica, estos ahorros pueden lograrse reduciendo el consumo y la demanda máxima coincidente.

La demanda máxima coincidente es la potencia pico exigida por una instalación al sistema eléctrico; este valor se mide en promedios de 15 minutos. es decir, se cobra la demanda que durante 15 minutos sea la mayor del periodo de facturación, que es de un mes para las tarifas 3, 8 y 12.

Existe una relación entre esta demanda máxima y la demanda promedio (consumo entre horas en el periodo), que se conoce con el nombre de factor de carga (F.C.). Esta relación permite establecer la medida en que se dispara la demanda de energía eléctrica y por lo tanto del peso que sobre la facturación, que hace la compañía suministradora a estos usuarios, tiene este concepto.

En la tabla número 4 se presentan valores de consumos, demandas y factores de carga para giros industriales de gran consumo. Como se puede observar, existe una variación importante del factor de carga entre giros, variando desde el 60.82 % para la industria de los servicios hasta el 88.14 % para el giro de beneficio de metales no ferrosos.

a. Reducción promedio mensual de la demanda.

Si tenemos que:

$$FC = \left[ \frac{Ca}{t} \right] / d_m \quad (1)$$

donde: FC = factor de carga

Ca = consumo anual (kWh)

t = tiempo (hrs) (8760 para un año)

d<sub>m</sub> = demanda máxima (kW)

despejando  $d_m$  de la expresión (1), se tiene que:

$$d_m = \left[ \frac{C_a}{t} \right] / FC \quad (2)$$

Ahora bien, si queremos conocer la reducción, que por aumento de factor de carga, tendríamos en la demanda máxima coincidente y por lo tanto en el pago que se hace por ese concepto, usando la ecuación (2), tenemos que:

$$R_d = \left( \frac{C_a}{t} \right) P_d \left( \frac{1}{FC_1} - \frac{1}{FC_2} \right) \quad (3)$$

donde:  $R_d$  = reducción de pago mensual por demanda máxima coincidente (\$)

$C_a$  = consumo anual (kWh)

$t$  = 8760 horas

$P_d$  = precio por demanda (\$/kWh)

$FC_1$  = factor de carga inicial

$FC_2$  = factor de carga final

GIRO INDUSTRIAL	Número de usuarios	CONSUMO ANUAL (mWh)		DEMANDA (mW)		FACTOR DE CARGA (%)
		Total del Giro	Promedio por Usuario	Máxima promedio mensual		
				Por giro	Por usuario	
<b>I. INDUSTRIAS EXTRACTIVAS</b>						
1. Extracción y beneficio de minerales	6	795,996	132,666	120	20	75.86
2. Beneficio de minerales no ferrosos	3	1,155,338	385,113	150	50	88.14
3. Producción de ferroligas	5	803,321	160,664	121	24	75.67
4. Extracción de petróleo	2	89,073	44,537	15	8	67.85
Subtotal	16	2,843,728	177,733	406		80.04
<b>II. INDUSTRIAS DE TRANSFORMACION</b>						
1. Productos alimenticios	1	32,388	32,388	5	5	75.10
2. Fabricación de papel	14	920,465	65,748	142	10	73.98
3. Fabricación de productos químicos	32	2,575,490	80,484	375	12	78.32
4. Productos derivados del petróleo	8	751,477	93,935	131	16	65.75
5. Productos de hule	1	35,245	35,245	6	6	63.56
6. Productos minerales no metálicos	23	2,354,098	102,352	402	17	66.93
7. Industrias metálicas básicas	16	2,542,070	158,879	509	32	57.06
8. Producción de artículos eléctricos	1	93,637	93,637	20	20	54.28
9. Fabricación de eq. p. transporte	6	338,263	56,377	84	14	45.77
Subtotal	102	9,643,133	94,541	1,673		65.79
<b>III. SERVICIOS</b>						
	3	426,980	142,327	80	27	60.82
TOTAL	121	12,913,841	106,725	2,159		68.28

TABLA No. 4.  
 Valores de consumo  
 y demanda para  
 usuarios ubicados  
 en tarifas 11 y 12  
 (Año de 1962)

-Determinación de los factores de carga óptimos en la industria.

Dado que el costo de la electricidad ha estado aumentando continuamente en los últimos meses, los consumidores grandes y pequeños están buscando la manera efectiva de reducir los pagos en los recibos de la luz. Para cumplir con este propósito se han iniciado campañas de ahorro en las empresas; estas campañas contemplan desde las Auditorias Energéticas hasta la posible utilización de un Sistema Computarizado de Administración de Energía (SCAE). En estas campañas se contempla tanto el aspecto técnico como el aspecto humano.

Cabe aclarar que puesto que las posibilidades de ahorro pueden ser mayores o menores, de igual manera sus costos de inversión, por lo que se debe de establecer un programa de ahorro de energía que realmente se adapte a las necesidades de la empresa de la que se trate.

Ai ver cualquier recibo de luz, un termino común que se puede comprobar visualmente es el de consumo en KW-HR y la demanda máxima en KW, así como las fechas que nos indican el periodo del cual nos están cobrando la energía. Estos tres términos o factores son los que en conjunto forman lo que se denomina Factor de Carga.

El factor de carga representa la relación existente entre la demanda media en KW y la demanda máxima, también en KW, esto se puede expresar de la siguiente manera:

$$\text{FACTOR DE CARGA (\%)} = \frac{\text{DEMANDA MEDIA (kW)}}{\text{DEMANDA MAXIMA (kW)}} 100$$

donde:  $\text{DEMANDA MEDIA} = \frac{\text{Consumo (kW-Hr)}}{\text{Tiempo (Hr)}}$

DEMANDA MAXIMA, aparece directamente en el recibo.

Prácticamente un factor de carga representa la manera o forma en que se está utilizando la potencia eléctrica al través

del tiempo; a medida que la distribución de ésta se uniforme, es decir: sin picos cíclicos o no, se estará utilizando mejor la energía.

De la expresión que nos da el factor de carga se puede observar que el objetivo es que éste sea lo más cercano a la unidad, lo cual se puede lograr ya sea: aumentando la demanda media o disminuyendo la demanda máxima. Por lo general lo que se puede controlar en una instalación eléctrica industrial es la demanda máxima, ya sea por medios manuales, semiautomáticos o automáticos y con el estudio previo de un especialista que haya realizado una auditoría energética.

Existen plantas industriales que con base a sus programas de producción, la forma en la que están operando y por las características de los equipos con los que cuentan, tienen muy bajos factores de carga con posibilidades de mejorarlos. Sin embargo, se ha comprobado que aun en plantas con factores de carga muy altos, estos son susceptibles de mejorarse aun más.

Para tener un punto de vista objetivo basta con tomar el siguiente ejemplo en el cual una planta industrial tiene un consumo constante y se varía su demanda máxima, por lo tanto, su factor de carga (Ver tabla número 5).

Tarifa No.	Consumo kW-Hr	Demanda Máx. kW	Fc	Pago mensual (Dic-83)	Ahorro/año
B	700 000	1 834	.52	2 018 830	-
B	700 000	1 388	.71	2 675 018	2 901 840
B	700 000	1 215	.80	2 583 131	4 004 484
B	700 000	1 080	.90	2 502 579	4 971 108

TABLA No. 5 Consumos y ahorros de una planta industrial al variar el Factor de Carga.

Los valores no consideran los aumentos que han sufrido las tarifas hasta la fecha, 1988.

Los factores de carga menores que se indican en la tabla anterior son frecuentes de encontrar en las plantas industriales del País, pues se sabe que para los sectores industriales en tarifa B, el promedio global del factor de carga es del 44 %.

b. Reducción promedio mensual por consumo.

El ahorro por reducción de consumo lo podemos calcular de la manera siguiente:

$$R_c = \left( \frac{C_a}{12} \right) P_c \left( \frac{r}{100} \right) \quad (4)$$

donde:  $R_c$  = reducción en el pago mensual por consumo (\$)

$C_a$  = consumo anual (kWh)

$P_c$  = precio por consumo (\$/kWh)

$r$  = reducción porcentual en el consumo

c. Ahorros por reducción de consumo y demanda.

Considerando las tarifas vigentes para enero de 1988 (Ver tabla 6), tomando como consumo anual el promedio por usuario para cada tarifa (Ver tabla 7) y haciendo uso de las ecuaciones (3) y (4), se obtuvieron los valores que a continuación se presentan.

TARIFA	$P_c$ (\$/kWh)	$P_d$ (\$/kW)
3	82.48	18 583
8	58.02	11 599
12	47.40	11 752

TABLA No. 6 Precio por demanda y por consumo  
en el mes de enero de 1988.

TARIFA	USUARIOS		CONSUMO		CONSUMO PROMEDIO ANUAL (mWh)
	No.	% NACIONAL	gWh	% NACIONAL	
3	17 061	0.130	1 709	2.35	100
8	46 019	0.340	22 795	31.30	495
12	229	0.002	18 153	24.93	79 271
TOTAL	63 309	0.472	42 657	58.58	

TABLA No 7 Valores de usuarios y consumo para tarifas 3, 8 y 12 en el año de 1988

Tarifa 3. Para un aumento del factor de carga del 60 al 80 % y una reducción del consumo del 25 %, el ahorro mensual sería de solo 126 mil pesos al mes, lo que es una cantidad muy pequeña, que acaso serviría para un programa de incentivos.

Tarifa 8. En este caso, para las mismas condiciones que se tienen en la Tarifa 3, el ahorro llegaría a los 443 mil pesos al mes, lo que puede ser suficiente para ya sea: comprar algunos equipos de tipo discreto o para pagar a un profesional responsable. Ahora bien, si consideramos que el valor de la tabla número 7 (495 kWh) es solo un valor promedio y, analizando los valores, que por entidad federativa presenta la CFE, de los consumos anuales por usuario, se detecta que, para el Estado de México y el D.F., con un total conjunto de 5300 usuarios, los consumos son de 1481 y 1250 mWh/año, respectivamente; con estos valores y para los mismos valores de aumento de factor de carga y de reducción de consumo, se tienen ahorros mensuales de 1.1 millón de pesos, lo que puede justificar una inversión en un equipo tipo SCAE.

Tarifa 12. Como en general las grandes industrias tienen

altos valores de factor de carga (Ver tabla 4), en el cálculo correspondiente a esta tarifa se consideró solamente un aumento de factor de carga de 85 a 90 % y una reducción de consumo del 10 %; con estos valores se tienen reducciones de pago de cerca de 20 millones de pesos al mes para la condición promedio de consumo (80 000 mWh/año), lo que representa una cantidad suficiente para pagar sistemas del tipo CEDREC en menos de un año.

d. Posible demanda de los SCAE.

De lo expuesto anteriormente se puede decir que, de los 83 309 usuarios comprendidos en las tarifas 3, 8 y 12, en la actualidad sólo poco más de 5500 parecen estar en condiciones de, por vía de reducción de costos, solventar un sistema computarizado de administración de energía, estando la mayor parte de ellos concentrados en la Ciudad de México y zonas aledañas correspondientes al Estado de México.

5. Resumen.

a. El D.F. y el Estado de México consumen más del 70 % del total de la energía eléctrica en tarifa 3.

b. En tarifa 8 tres estados consumen el 43 % del total de la energía: D.F., Estado de México y Nuevo León.

c. En tarifa 12; Veracruz, Nuevo León y el Estado de México concentran el 39.3 % de los usuarios y el 48 % del consumo total. El mayor número de usuarios se encuentra en Veracruz.

d. Las industrias con mayor incidencia en sus costos por concepto de servicio de energía eléctrica son principalmente de la rama de la transformación.

## VI. CONCLUSIONES

Después de haber realizado el trabajo de estudio de mercado de los Sistemas Computarizados de Administración de Energía y estudiado los posibles lugares en donde pudieran aplicarse, se obtuvieron las siguientes conclusiones.

1. Los SCAE son producto de la integración de equipos de medición y control a la computación al través de procedimientos con el propósito de reducir los pagos por concepto de consumo de energía.

2. En México, a pesar del gran crecimiento habido en el mercado de las computadoras, los SCAE son productos más bien incipientes, es decir: apenas se les está dando su debida importancia en la aplicación y uso racional de la energía.

3. La actual estructura tarifaria del sector eléctrico dificulta la justificación económica de los SCAE en función de la reducción de la demanda y el consumo eléctrico, la tendencia de las mismas parece, sin embargo, favorecer su implantación en gran escala.

4. Poco mas de 5 500 usuarios parecen tener condiciones para, vía reducción de costos, justificar la instalación de un Sistema Computarizado de Administración de Energía (SCAE).

ANEXO A  
TIPOS DE TARIFAS ACTUALES

Tarifa No.1.- Servicio doméstico.

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 en condominio o vivienda.

Estos servicios sólo se suministrarán en baja tensión y no deberá aplicarseles ninguna otra tarifa.

Tarifa 1-A.- Servicio doméstico para localidades con temperatura media mínima en verano de 25° C.

i. Aplicación.

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 cuya temperatura media mensual en verano durante dos meses consecutivos o más sea de 25 grados centígrados como mínimo conforme a las observaciones termométricas registradas por la Secretaría de Agricultura y Recursos Hidráulicos. Estos servicios sólo se suministrarán en baja tensión y no deberá aplicarseles ninguna otra tarifa general.

ii. Periodo de aplicación.

El suministrador aplicará las cuotas mensuales para la temporada de verano en el periodo que comprenda los seis meses consecutivos más cálidos del año, los cuales serán fijados por el suministrador de acuerdo con las citadas observaciones termométricas. Las cuotas mensuales fuera de la temporada de verano serán aplicadas por el suministrador en los periodos restantes del año.

Tarifa 1-B.- Servicio doméstico para localidades con temperatura media mínima en verano de 26° C.

**i. Aplicación.**

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 cuya temperatura media mensual en verano durante dos meses consecutivos o más, sea de 28 grados centígrados como mínimo, conforme a las observaciones termométricas de la Secretaría de Agricultura y Recursos Hidráulicos.

Estos servicios sólo se suministrarán en baja tensión y no deberá aplicarseles ninguna otra tarifa general.

**ii. Periodo de aplicación.**

El suministrador aplicará las cuotas en el periodo que comprenda los seis meses consecutivos más cálidos del año, los cuales serán fijados por el suministrador, de acuerdo con las citadas observaciones termométricas.

Tarifa 1-C.- Servicio doméstico para localidades con temperatura media mínima en verano de 30° C.

**i. Aplicación.**

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 cuya temperatura media mensual en verano, durante dos meses consecutivos o más, sea de 30 grados centígrados como mínimo, conforme a las observaciones termométricas registradas por la Secretaría de Agricultura y Recursos Hidráulicos.

Estos servicios sólo se suministrarán en baja tensión y no deberá de aplicarseles otra tarifa general.

**ii. Periodo de aplicación.**

El suministrador aplicará las cuotas en el periodo que comprenda los seis meses consecutivos más cálidos del año, los cuales serán fijados por el suministrador, de acuerdo con las

citadas observaciones termométricas.

Tarifa No.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 (veinticinco) kilowatts, excepto a los servicios para los cuales se fija específicamente su tarifa.

Tarifa No.3.- Servicio general para más de 25 KW de demanda.

i. Aplicación.

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

ii. Demanda por contratar.

La demanda por contratar la fijará inicialmente el usuario; su valor no será menor de 80 % (sesenta por ciento) de la carga total conectada ni menor de 25 (veinticinco) kilowatts de la capacidad del mayor motor o aparato instalado. Cualquier fracción de kilowatt se tomará como kilowatt completo.

iii. Demanda máxima medida.

La demanda máxima medida se determinará mensualmente por medio de instrumentos de medición que indiquen la demanda media en kilowatts durante cualquier intervalo de 15 (quince) minutos en el cual el consumo de energía eléctrica sea mayor que en cualquier otro intervalo de 15 (quince) minutos en el periodo de facturación.

Tarifa No.4.- Servicio para molinos de nixtamal y tortillerías.

i. Aplicación.

Esta tarifa sólo se aplicará para el servicio en baja

tensión a molinos de nixtamal y/o tortillerías oficialmente autorizados. Se permitirá, para alumbrado en los locales de los mismos, hasta un máximo de 40 (cuarenta) watts por cada kilowatt de capacidad instalada en motores o cuando no haya éstos, o sea de reducida capacidad hasta un máximo de 200 (doscientos) watts.

ii. Demanda por contratar.

La demanda por contratar la fijará inicialmente el usuario: su valor no será menor de 50 % (sesenta por ciento) de la carga total conectada, ni menor de la capacidad del mayor motor o aparato instalado. Cualquier fracción de kilowatt se tomará como kilowatt completo.

Tarifa No.5.- Servicio para alumbrado público.

i. Aplicación.

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

ii. Horario.

Del anochecer al amanecer del día siguiente excepto el servicio a semáforos, o el que se establezca en los convenios que en cada caso suscriban las partes contratantes.

iii. Consumo de energía.

Normalmente se medirán los consumos de energía, aunque en los contratos respectivos se establezcan el o los procedimientos para determinar el consumo de energía, de acuerdo con las características en que se efectúe el suministro de servicio y de conformidad con las normas aplicables.

iv. Demanda por contratar.

La demanda por contratar corresponderá al 100 % (cien por ciento) de la carga conectada. Cualquier fracción de kilowatt se tomará como kilowatt completo.

Tarifa No. 6.- Servicio para bombeos de aguas potables o negras, de servicio público.

i. Aplicación.

Esta tarifa se aplicara al suministro de energia eléctrica para servicio público de bombeo de aguas potables o negras.

ii. Demanda por contratar.

La demanda por contratar la fijará el usuario; su valor no será menor de 60 % (sesenta por ciento) de la carga total conectada, ni menor de la capacidad del mayor motor o aparato instalado. Cualquier fracción de kilowatt se tomará como kilowatt completo.

iii. Servicio en alta tensión.

Los usuarios podran contratar sus servicios en tarifas 8 (Cocho) o 12 (doce), cuando las características de su instalación lo permitan.

Tarifa No. 7.- Servicio temporal.

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

Tarifa No. 8.- Servicio general en alta tensión.

i. Aplicación.

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

ii. Demanda por contratar.

La demanda por contratar, la fijará inicialmente el usuario; su valor no será menor del 60 % (sesenta por ciento) de la carga total conectada, ni menor de 20 (veinte) kilowatts o de la capacidad del mayor motor o aparato instalado.

En el caso de que el 60 % (sesenta por ciento) de la carga total conectada exceda la capacidad de la subestación del usuario, sólo se tomará como demanda contratada, la capacidad de dicha subestación a un factor de potencia del 85 % (ochenta y cinco por ciento).

Cualquier fracción de kilowatt se tomará como kilowatt completo.

iii. Demanda máxima medida.

La demanda máxima medida se determinará mensualmente por medio de instrumentos de medición que indiquen la demanda media en kilowatts durante cualquier intervalo de 15 (quince) minutos, en el cual el consumo de energía eléctrica sea mayor que en cualquier otro intervalo de 15 (quince) minutos en el periodo de facturación.

Tarifa No. 9.- Servicio para el bombeo de agua para riego agrícola.

i. Aplicación.

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 productos agrícolas y al alumbrado del local donde se encuentre instalado el equipo de bombeo.

ii. Demanda por contratar.

La demanda por contratar la fijará inicialmente el usuario; su valor no será menor de 60 % (sesenta por ciento) de la carga total conectada, ni menor de la capacidad del mayor motor o aparato instalado. Cualquier fracción de kilowatt se tomará como kilowatt completo.

Tarifa No. 10.- Servicio en alta tensión para reventa.

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía en alta tensión para revenderla al público.

**Tarifa No.11.-**

La tarifa No.11 dejó de aplicarse a partir del 1 de enero de 1984. Los usuarios de esta tarifa se reubicaron en las tarifas 8 y 12, dependiendo de la atención de suministro de cada servicio.

**Tarifa No.12.- Servicio general para atenciones de 60 KV o superiores.**

**i. Aplicaciones.**

Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrando a tensiones de 66 (sesenta y seis) kilovolts o superiores.

**ii. Demanda por contratar.**

La demanda por contratar la fijará inicialmente el usuario; su valor no será menor del 60 % (sesenta por ciento) de la carga total conectada ni menor de la capacidad del mayor motor o aparato instalado. En el caso de que el 60 % (sesenta por ciento) de la carga exceda la capacidad de la subestación del usuario, sólo se tomará como demanda contratada, la capacidad de dicha subestación tomada a un factor de potencia de 85 % (ochenta y cinco por ciento). Cualquier fracción de kilowatt se tomará como kilowatt completo.

**iii. Demanda máxima medida.**

La demanda máxima medida se determinará mensualmente por medio de instrumentos de medición que indiquen la demanda media en kilowatts durante un periodo de 15 (quince) minutos, en el cual el consumo de energía eléctrica sea mayor que en cualquier otro intervalo de 15 (quince) minutos en el periodo de facturación.

**ANEXO B**  
**FACTOR DE POTENCIA**

Por definición, Factor de Potencia es el coseno del ángulo formado por el vector de la potencia activa y el vector de la potencia total o aparente, su valor estará comprendido de 0 a 1 y por lo regular este valor está dado en porcentaje.

La Potencia Real es la que, en el funcionamiento del sistema eléctrico, realiza el trabajo útil y es la cantidad registrada en el medidor que la compañía suministradora tiene a la entrada del lugar de trabajo, casa habitación o cualquier otro en el cual se encuentre una acometida de suministro de tal compañía.

La Potencia Reactiva es la que proporciona la energía necesaria para producir el campo magnético que se requiere para la operación o funcionamiento de los motores, transformadores, relevadores magnéticos, etc. Esta componente de la potencia eléctrica no realiza ningún trabajo real y por esta razón no es registrada por el aparato de medición que la compañía suministradora ha colocado para cuantificar el gasto de energía.

Por ser de diferente naturaleza ambas componentes de la potencia eléctrica, a la potencia total se le conoce con el nombre de Potencia Aparente y se calcula de la siguiente forma:

$$\text{POTENCIA APARENTE} = \left[ \left( \text{POTENCIA REAL} \right)^2 + \left( \text{POTENCIA REACTIVA} \right)^2 \right]^{\frac{1}{2}}$$

Gráficamente se tiene lo siguiente:

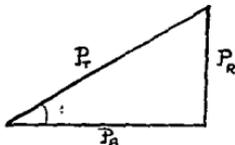


FIGURA A

donde:  $P_A$  = Potencia activa  
 $P_R$  = Potencia reactiva  
 $P_T$  = Potencia aparente

$$\cos \phi = \text{F.P.} = \frac{P_A}{P_T}$$

De la figura A, se puede observar lo siguiente: mientras la potencia reactiva que se está suministrando al sistema sea grande, mayor será el ángulo  $\phi$  y por tanto el factor de potencia (F.P.) será más bajo. Esto trae como consecuencia un flujo elevado de corrientes reactivas y se tiene el peligro de caer en pérdidas excesivas y sobrecargas en los equipos y líneas de transmisión, lo que trae como consecuencia, entre las varias que se tienen, la necesidad de cables de mayor calibre y equipos nuevos de generación y transformación.

El factor de potencia está dado por la naturaleza de la carga del usuario en cuestión y afecta de una manera muy directa a la utilización adecuada del sistema eléctrico.

Por las razones anteriores, un bajo factor de potencia, además de traer como consecuencia un recargo por parte de la compañía suministradora, es un indicativo de que las instalaciones están siendo sobrecargadas de una manera innecesaria, lo que viene en detrimento de la vida útil de los equipos eléctricos.

En la República Mexicana la Comisión Federal de Electricidad establece como un valor aceptable de FACTOR DE POTENCIA un mínimo de 0.85 o 85 %, penalizando en sus tarifas a aquellos usuarios que registren valores menores. El bajo factor de potencia es originado por aquellos equipos eléctricos cuya capacidad es excesiva para sus requerimientos de operación.

#### B-1 Factores de potencia de los equipos.

A continuación se proporcionan los rangos de factor de potencia de los equipos más utilizados.

**MOTORES.** Los motores de inducción a plena carga tienen un F.P. entre el 70 y 90 % dependiendo de su tamaño y velocidad, pero cuando están parcialmente cargados su factor de potencia disminuye considerablemente, como se puede observar en las siguientes gráficas que muestran las características de un motor de inducción.

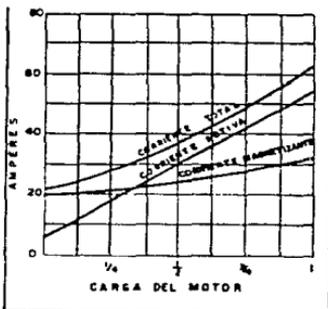
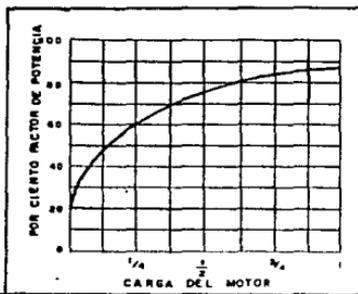


FIGURA C

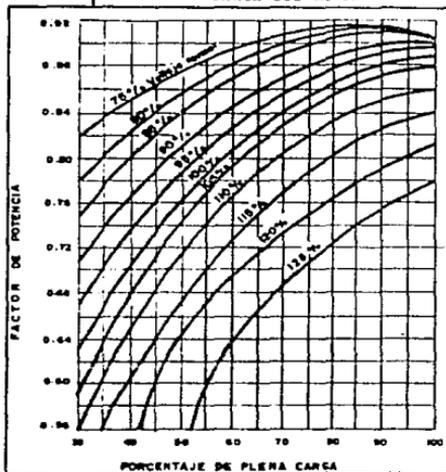


FIGURA D

Los motores de tipo blindado tienen mejor F.P. que los de inducción de la misma potencia y velocidad.

**LAMPARAS.** Las lámparas fluorescentes y las de descarga tienen un factor de potencia de aproximadamente el 70 %. Si se usa el balastro indicado su F.P. puede llegar hasta el 90 %.

**TRANSFORMADORES.** Por lo general no se consideran como cargas, pero contribuyen a bajar el factor de potencia debido a que su corriente de excitación es el 1 al 2 % de la corriente nominal, independientemente de su carga y las pérdidas en sus devanados es proporcional al cuadrado de la corriente de carga.

**FOCOS y RADIADORES DE RESISTENCIA.** Son equipos no inductivos, considerándose su factor de potencia igual a uno.

A continuación se presentan valores típicos de factor de potencia para diferentes industrias y plantas en operación.

**VALORES TIPICOS DE F.P. NO CORREGIDOS PARA DIFERENTES INDUSTRIAS**

INDUSTRIA	% F. P.
PARTES AUTOMOTRICES	75-80
CERVECERAS	75-80
CEMENTERAS	80-85
QUIMICAS	65-75
MINAS DE CARBON	65-80
IND. DE VESTIDOS	85-90
ELECTROPLASTIA	65-70
FUNDICION	75-80
FORJADORAS	70-80
PLASTICOS	55-70
ESTAMPADO	60-70
SIDERURGICA	65-80
TEXTILES	65-75
BOMBEO	40-65

**VALORES TIPICOS DE F.P. EN PLANTAS DE OPERACION**

OPERACION	% F. P.
Compresores de aire	
MOTORES EXTERNOS	75-80
MOT. HERMETICOS	50-80
Metafística	
SOLDADURA DE ARCO	85-90
CON CAPACITORES	70-80
FRESADO	40-65
Crisoles	
HORNOS DE ACERO	75-90
DE INDUCCION	100
Estampado	
ESTANDAR	60-70
ALTA VELOCIDAD	45-60
PULVERIZADO	60-65

TABLA 1

#### B-2 Medición del factor de potencia.

En el estudio del factor de potencia se deben de obtener los datos suficientes para poder seleccionar los rangos y la localización de los aparatos que se utilizan para la corrección de éste.

El factor de potencia puede medirse directamente o calcularse de la lectura de otros aparatos. Para valores de factor de potencia instantáneos, de la lectura que se tiene directamente de: kilowattmetro, voltmetro y ampermetro; para valores de factor de potencia promedio de la lectura de los kilowatt-hourímetros y directamente de la lectura de los factorímetros que indican tanto el tipo de factor que se tiene, ya sea atrasado o adelantado, como el valor en ángulo.

#### B-3 Recomendaciones para la medición del factor de potencia.

Para la medición del F.P. se recomienda la medición con instrumentos registradores, ya que de esta manera se tiene una información que puede ser analizada o comparada posteriormente. Los instrumentos indicadores son suficientes para medir o checar las cargas individualmente.

No utilizar aparatos para efectuar una medición directa del factor de potencia, ya que si sólo se tiene como información a éste, se puede mal interpretar ésta y sacar conclusiones erróneas.

En el caso de la medición del factor de potencia de sistemas trifásicos, se debe de considerar que éste es exacto cuando la carga que se tenga conectada sea balanceada.

#### B-4 Beneficios de la corrección del factor de potencia.

Entre las principales ventajas o beneficios de la corrección del factor de potencia, se encuentran los siguientes: i) se disminuyen las pérdidas de energía por calentamiento. ii) se

disminuyen las pérdidas en voltaje, iii) se aumenta la capacidad del sistema y iv) se reducen los costos por energía consumida y se eliminan las multas por tener un bajo factor de potencia.

#### B-5 Métodos de corrección del factor de potencia.

En el caso de un circuito de corriente alterna se tiene que el punto principal para que el sistema aumente su capacidad es el de compensar la potencia reactiva para poder eliminar, de ésta manera, las pérdidas que se puedan tener.

Para poder corregir el factor de potencia y obtener las ventajas que se han mencionado se puede optar por alguno de los siguientes métodos:

i) Motores sincronicos: su empleo ofrece al mismo tiempo un trabajo mecánico y su actuación como carga capacitiva al operar sobreexcitados, su uso resulta caro y su forma de compensación no es fácilmente controlable;

ii) Motores de capacidad nominal adecuada: una selección adecuada de los motores eléctricos que se utilicen mantendrá el valor del factor de potencia adecuado ya que el equipo eléctrico estará trabajando a plena carga o

iii) Capacitores de potencia: estos proporcionan la corriente reactiva de tipo capacitivo necesaria para la corrección del factor de potencia; el uso de éstos, implica ventajas como las de bajo costo por KVAR instalado, bajo costo de mantenimiento y un fácil manejo. Es por esto que han tenido gran aceptación en todo tipo de sistemas de distribución y de consumo de energía eléctrica.

## ANEXO C

### AUDITORIAS ENERGETICAS

#### C-1 ¿ POR QUE HACER UNA AUDITORIA ENERGETICA ?

Las funciones básicas de la administración ( planear, decidir, organizar, dirigir y controlar ), se aplican a la administración energética, como se hace en cualquier otro tipo de administración. Estas cinco funciones, dependen de la información, en el caso de la administración energética, la información es adquirida al través de la auditoria energética. La auditoria energética es un estudio que sirve para determinar, dónde y qué tan bien está siendo utilizada la energía y así este sirva de base para un programa de administración energética.

La auditoria energética, es una herramienta y no una solución para el control de los costos de la energía. En la auditoria se identifican las áreas de mayor uso de energía, se nos alerta del desperdicio de energía, nos avisa en que áreas el ahorro se logra fácilmente y nos da una norma o estandar para que los proyectos puedan ser evaluados.

#### C-2 TIPOS DE AUDITORIA ENERGETICA.

Existen tantos tipos de auditorias energéticas como plantas industriales. Estas varían de tamaño, alcance, exactitud y costo, dependiendo de los recursos y necesidades de la planta a que vaya dirigido. Estas usualmente se dividen en tres categorías: preliminar, general y detallada.

**AUDITORIAS PRELIMINARES.** - Proveen de orientación básica para la administración energética así como del consumo de energía de toda la planta. Estas auditorias, también conocidas como de medición o de caminata, incluyen una inspección visual para identificar obvias oportunidades de ahorro que puedan ser fácilmente llevadas al cabo mediante mantenimiento o

implementando ciertos procesos de operación. Estas auditorías son las menos costosas de las tres, auditan de un 50 a un 70 % de la energía usada y en ella se hacen destacar los costos totales de la energía.

**AUDITORÍAS GENERALES.** - Nos permiten contemplar un amplio panorama del consumo de energía por áreas funcionales (departamentos, procesos, servicios, gas, luz, etc.). También son conocidas como pequeñas, mini o microauditorías. La auditoría general audita del 70 al 85 % de la energía consumida e identifica las mayores áreas de desperdicio de ésta.

Proporcionan información en la cual fundamentaremos los ahorros de energía, la reducción de costos, la potencialidad de futuros proyectos, así como determinar las metas a alcanzar en el manejo de la energía.

**AUDITORÍAS DETALLADAS.** - Proporcionan un amplio y preciso panorama de entradas, salidas y pérdidas de energía durante los procesos y en los servicios.

Se caracterizan por una extensa instrumentación, adquisición de datos y estudios de ingeniería. También se les conoce como total, maxi o macroauditorías. Las auditorías detalladas, que pueden resultar muy caras, auditan de un 90 a un 95 % de la energía utilizada, analizan totalmente la energía usada y detallan todas las pérdidas. Proveen de suficientes datos para evaluar proyectos que sirven para mejorar el proceso o recuperar la energía desperdiciada. Lo detallado y preciso de este tipo de auditorías usualmente va más allá de lo requerido por una auditoría de planta general.

### C-3 ELEMENTOS DE UNA AUDITORIA ENERGETICA.

Una auditoría de planta total, es un proyecto extremadamente complejo, pero que puede ser bien manejado cuando se va paso a paso. En cada paso de la auditoría se da un proceso de

aprendizaje que servirá para subsecuentes fases. El proyecto va de lo general a lo específico.

Después de cada fase, se toman medidas para incrementar la eficiencia energética o se avanza al siguiente nivel de la auditoría y así obtener información más detallada, o ambas cosas. Esta metodología es razonablemente eficiente, porque el esfuerzo de la auditoría está hecho para máxima rentabilidad.

Los auditores identifican áreas en donde los ahorros de energía son más probables antes de proceder a mejorarlos y posibilitan dedicar tiempo a auditar oportunidades no consideradas.

El diagrama de flujo anexo, ilustra un ejemplo de administración de energía.

Existen tres fases en la auditoría: 1) definir alcance de la auditoría, 2) reunir información de la energía y 3) analizarlas.

Esto, seguido de la ejecución del proyecto.

En la primera fase, el equipo de auditoría define e identifica las necesidades de la planta, el objetivo de la auditoría y las áreas de uso de energía a estudiar. En la segunda fase (reunir datos), el equipo obtiene todos los registros pertinentes de energía y producción para las áreas a estudiar, dirige pruebas para llenar los huecos en la información y tabula los datos. Después, en la fase de análisis, el equipo organiza los datos en forma apropiada y hace diagramas de flujo energéticos así como de balance de energía, o construye un modelo energético.

Finalmente se reportan los hallazgos para que las decisiones de administración energética, se puedan hacer de una manera más apropiada. Esto se mejora usando el siguiente nivel de auditoría o ejecución, del proyecto de ahorro de energía.

DIAGRAMA DE FLUJO DE UNA  
ADMINISTRACION DE ENERGIA

AUDITORIA ENERGETICA		
DEFINIR ALCANCE	RECOPIACION DE DATOS	ANALIZAR DATOS
<p>Identificar necesidades y objetivos de la auditoria.</p> <p>Seleccionar áreas funcionales a estudiar.</p>	<p>Estructurar los datos disponibles de uso de energia.</p> <p>Medir y probar para llenar los huecos en la información.</p> <p>Estructurar datos de la producción.</p>	<p>Resumir los datos a una forma práctica.</p> <p>Construir diagramas de flujo y de balance de energia.</p> <p>Identificar áreas de alto costo.</p>

ADMON DEL PROYECTO	CONTROL
<p style="text-align: center;"><b>INICIAR PROYECTOS</b></p> <p>Proponer y justificar el proyecto de administración.</p> <p>Diseñar e implementar los proyectos de administración de energia.</p> <p>Verificar como trabaja la planta y ahorros de energia.</p>	<p style="text-align: center;"><b>MONITOREAR EL USO DE LA ENERGIA</b></p> <p>Seguir midiendo el consumo de energia en puntos clave.</p> <p>Ajustar ó modificar sistemas y verificar como trabajan.</p>

ESTA TESIS NO DEBE  
SALIR DE LA BIBLIOTECA

#### C-4 PRINCIPIOS DE AUDITORIA ENERGETICA.

Las auditorias energéticas o la práctica de la contaduría, está gobernada por una simple ecuación general de energía, por la cual todos los sistemas pueden ser analizados. Esta es una reexpresión de la primera ley de la termodinámica y del principio de conservación de la energía; la energía que entra es igual a las pérdidas más la energía que se utiliza. Esta ecuación es la base para todo análisis de energía.

Si incluimos las pérdidas como energía desperdiciada y por otro lado se consideran las pérdidas intrínsecas al sistema como energía perdida, la ecuación se puede escribir así:

$$\begin{array}{r} \text{ENTRADA DE} \\ \text{ENERGIA} \end{array} = \begin{array}{r} \text{TRABAJO UTIL} \\ \text{(SALIDA)} \end{array} + \begin{array}{r} \text{ENERGIA} \\ \text{PERDIDA} \end{array} + \begin{array}{r} \text{ENERGIA} \\ \text{DESPERDICIADA} \end{array}$$

La mayoría de los proyectos de auditorias energéticas incluyen un análisis económico, así como revisiones financieras y de energía.

En estos estudios, las medidas de energía son establecidas en términos de salidas del sistema o de la planta; por ejemplo KWH de electricidad por tonelada de producto elaborado o BTU de combustible equivalente por hora de operación.

#### C-5 DIRIGIENDO LA AUDITORIA.

No existe un camino ya trazado para dirigir auditorias energéticas. Lo que funciona en una planta no necesariamente funciona en otra. De cualquier forma los elementos generales establecidos en el diagrama de flujo de actividades de administración de energía, puede servir como guía para planear la auditoria y mejorar la operación de la planta.

1.- La fase de definición, establece el escenario para el proyecto de auditoria. En esta fase el alcance del proyecto está lejos de conocer las necesidades y objetivos de la planta. El

equipo humano debe de resistir el deseo de saltar a un análisis detallado de una parte de la maquinaria, sin antes investigar las condiciones generales del sistema, del cual forma parte. El alcance de la auditoría preliminar es por lo general, limitado a auditar el consumo total de combustible por el total de la planta, de manera mensual y por varios años.

La auditoría general debe desmenuzar la planta en unidades lógicas de energía, consumo por servicios, departamentos, procesos, edificios, etc.; como lo sugiere el análisis de la auditoría preliminar.

2.- La fase de recopilación de datos, se da al tiempo en que los datos de energía en bruto son estructurados. En el caso de la auditoría preliminar, los datos consisten principalmente en registros de la compañía, con los cuales se puede hacer una historia del consumo de la energía. Estos registros son esencialmente de dos tipos:

- a) De los gastos de combustible (incluyendo electricidad) y
- b) Registros de producción.

En la auditoría general, esta fase, debe incluir, departamento por departamento; registros de consumo de energía, listado de equipo y datos de la construcción del edificio.

El equipo humano debe estar pendiente, en esta fase, de no tabular errores o evaluaciones puestas arbitrariamente por el departamento de cálculo, sin que estos hayan sido medidos realmente.

Los datos deben ser estructurados en forma conveniente a las operaciones para ser contabilizados. Cada planta debe realizar sus propias formas de auditoría, como las mostradas en las siguientes hojas.

A medida que el proyecto avanza lógicamente desde la auditoría preliminar hacia la auditoría detallada, aparecen más y más huecos en la información, estos huecos deben ser llenados

haciendo mediciones. Se debe de tener cuidado al coordinar el tiempo empleado en las mediciones. Las condiciones de operación (carga total, desperdicio, etc.), se deben anotar cuando se hacen mediciones instantáneas.

En ciertas situaciones, los métodos substractivos pueden tomar el lugar de la medición, esto es: substrayendo valores conocidos del total, los auditores pueden deducir los valores restantes con cierta exactitud. La exactitud debe corregir la situación y no perseguirla para su propio fin.

3.- En la fase de análisis de datos, la última parte de una auditoria, los auditores vacian los datos en formatos prácticos. Es en esta fase que el flujo de energía y el balance de ésta se clarifica. Ciertas técnicas de contabilidad financiera como el estado de resultados presentado en un formato comparativo, regularmente puede utilizarse.

El estado de resultados debe ser un reporte del uso de energía presentado con base en porcentajes. Cada cantidad en el estado (pérdidas, trabajo, desperdicios, distribución, etc.), está dado como un porcentaje de la energía total gastada o consumida.

Los estados de resultados son frecuentemente presentados en formatos para comparar dos o más balances de energía o resúmenes de estados en la misma unidad, operados en diferentes fechas, o de dos o más plantas, departamentos o sistemas en la misma fecha. Este tipo de presentación facilita la comparación entre el periodo presente y anteriores, o entre un departamento y otro. Estos estados de resultados se pueden presentar gráficamente: diagramas circulares de barras, de flechas.

Es útil presentar datos de energía en términos de relaciones, por ejemplo: combustible consumido en el calentador por libra de vapor o combustible consumido por unidad de producción. La relaciones son siempre fáciles de comprender, pero estas no indican si la relación es buena o mala.





Un ejemplo práctico de la manera en que se debe de realizar una auditoria energética es en el caso de la energía de potencia.

El control del recibo de electricidad requiere más que sólo una auditoria del consumo de energía eléctrica, ya que su uso es uno de los tantos factores que afectan el recibo en cuestión.

Los recibos de las industrias, por lo general, comprenden varios elementos integrativos, además del cargo básico por consumo. En la mayoría de los casos, el usuario tiene control directo sobre sólo tres de estos elementos integrativos y los otros son cargos compuestos que tienen que ser pagados sin que tenga nada que ver el modo de operar la planta.

Sim embargo, los tres elementos del recibo que el usuario puede controlar ( cargo por consumo, cargo por demanda máxima y cargo por bajo factor de potencia ) son los que más contabilizan en el recibo de luz.

Dentro de varios tipos de tarifas eléctricas, el cargo por demanda máxima y por bajo factor de potencia, aportan la mayor parte del recibo, por lo que no es raro que estos dos cargos algunas veces superen el cargo por consumo.

Para poder realizar una auditoria energética en este caso se necesitan básicamente tres instrumentos: el waththorímetro, el wattmetro y el medidor de factor de potencia.

El waththorímetro mide y totaliza la energía consumida por un elemento del equipo o por un sistema sobre un periodo de tiempo y el wattmetro mide potencia, en watts, en cualquier instante dado. Este último aparato de medición juega una importante misión dual en la auditoria energética de la planta, ya que determina: la potencia por la carga con el propósito de evaluar cuanta energía consumida puede ser reducida y el consumo de energía, en kW, que una carga o sistema dado hace del total de la demanda eléctrica de la planta en que el cargo por demanda máxima del recibo se basa.

En cuanto al medidor de factor de potencia se usa para

conocer el factor de potencia de cargas particulares y de sistemas para determinar su efecto en el factor total de la planta.

Un varmetro puede resultar una útil adición a un medidor de factor de potencia, este lee los kilovars (kilo volts-amperes reactivos) o potencia reactiva que causa el bajo factor de potencia y que en consecuencia ocasiona más flujo de corriente que el necesario para satisfacer los requerimientos de la carga si estuviera operando con un factor más elevado o alto.

Una auditoria energética puede de cualquier modo ser realizada con sólo dos de los instrumentos básicos señalados anteriormente, ya que si dos cantidades cualesquiera son conocidas, una tercera puede ser determinada y en el caso de que se trate de sistemas balanceados los kvars pueden ser fácilmente obtenidos si se conoce la corriente y el voltaje suministrados.

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

Rhea, M. " ENERGY MANAGEMENT SYSTEMS FOR LARGE MULTI-BUILDING APPLICATIONS ". Proceedings of the 2nd. Great PG & E Expo-1985. Okland, California. Pergamon Press.  
p.p. 159 - 168

Fernston, G. " ENERGY MANAGEMENT SYSTEMS ". Proceedings of the 2nd. Great PG & E Expo-1985. Okland, California. Pergamon Press.  
p.p. 143 - 158

S.H.C.P. " TARIFAS ELECTRICAS "

Comisión Federal de Electricidad. " EVOLUCION DEL kWh EN MEXICO. PERIODO 1982 - 1984 ". Subdirección de Construcción. Gerencia de Estudios. 1985.

Hudlet, R. y Villegas A. " ANALISIS DEL USO DE LA ENERGIA ELECTRICA POR SECTORES DE ACTIVIDAD ECONOMICA Y COMPARACION DE SUS INDICES DE PRECIOS ". Memorias 1983. Departamento de Estudios Económicos de Consumo y Precios. Gerencia de estudios. Comisión Federal de Electricidad. 1984.

Comisión Federal de Electricidad. " ESTADISTICAS POR ENTIDAD FEDERATIVA 1986 ". 1987.

Márquez C. " DETERMINACION DE LOS FACTORES DE CARGA OPTIMOS EN LA INDUSTRIA ". Memorias del IV Seminario Nacional sobre el Uso Eficiente de la Energía en la Industria. México, D.F., diciembre de 1983.

Figueroa, R. " EL CONTROL DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA PARA REDUCIR COSTOS ". Memorias del VII Seminario Nacional sobre el Uso Racional de la Energia. México, D.F., diciembre de 1986.

Roger E. and Hall D.R. " CUTTING COST BY LIMITING ELECTRIC POWER DEMAND ". Instrumentation Technology, V 20, No.7, July 1973.  
pp 40-52

Bailey, S.J. "SELECTIVE ENERGY USE PROPOSING A NEW DIMENSION IN ELECTRICAL POWER CONTROL" Control Engineering, V 19, No.10, October 1978.  
pp 34-47

Murphy, B.H. and Putnam, R.E. "CONTROL OF ENERGY DEMAND REDUCES PLANT OPERATING COSTS" Westinghouse Engineer, V 34, No. 1, January 1974.  
pp 10-15