



Universidad Nacional Autónoma  
de México

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES  
CUAUTITLAN



" GENERACION Y PRONOSTICOS DE DEMANDA DE ENERGIA  
ELECTRICA "

TESIS CON  
FALLA DE CALIFICACION

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

P R E S E N T A:

VICTOR MANUEL AGUILAR TOLEDO

ASESOR: I.M.E. JOSE LUIS RIVERA LOPEZ



## **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

## PREFACIO

INTRODUCCION -----	1
--------------------	---

## CAPITULO I

I.1	CENTRAL TERMoeLECTRICA -----	7
I.2	CENTRAL NUCLEoeLECTRICA -----	13
I.3	CENTRAL TURBOGAS -----	19
I.4	CENTRAL HIDROeLECTRICA -----	24
I.5	CENTRAL MAREMOTRIZ -----	30
I.6	CENTRAL GEOTERMoeLECTRICA -----	34

## CAPITULO II

II.1	GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA DEL AREA CENTRAL DEL PAIS	38
II.2	CENTRALES GENERADORAS DEL AREA CENTRAL -----	43
II.3	DISTRIBUCION ANUAL DE LA GENERACION POR TIPO DE PLANTA --	48
II.4	DESCRIPCION DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION-----	54

## CAPITULO III

III.1	METODO PARA EL PRONOSTICO DE DEMANDA -----	73
III.2	PROCESOS DEL METODO -----	74
III.3	DESARROLLO DE LA FORMULA PARA PRONOSTICAR -----	77
III.4	PESO HISTORICO DE DIAS ANTERIORES -----	82

## CAPITULO IV

IV.1 ANALISIS DE LA INFORMACION -----	86
IV.2 FILTRO PARA DIAS ANORMALES-----	87
IV.3 FILTRO HORARIO -----	91

## CAPITULO V

V.1 EVALUACION DE LOS ERRORES -----	112
V.2 PORCIENTO DE ERROR DE LA DEMANDA Y EN PICO -----	112
V.3 ERROR ABSOLUTO PROMEDIO Y ERROR MEDIO CUADRATICO -----	113
V.4 DIAGRAMAS DE FLUJO DEL METODO PARA PRONOSTICAR-----	117
CONCLUSIONES-----	123
BIBLIOGRAFIA -----	125

## P R E F A C I O

Dado el continuo aumento poblacional la escasez de recursos tanto naturales y económicos surge la necesidad de crear un método para abastecer de energía eléctrica a toda la población de tal manera que cubra la demanda de energía con la generación bien distribuida, esto es con la entrada y salida de unidades generadoras en el momento oportuno así como el intercambio de energía entre sistemas interconectados depende en gran medida del conocimiento preciso de la demanda esperada.

Esta es la razón por la cual se propone un estudio del comportamiento diario de la demanda de cada día de la semana, observar la hora pico de cada uno de los días de la semana y de esta forma conocer lo que nos espera en un día similar futuro y así hacer una programación de las unidades generadoras con que se cuenta o si es necesario importar más energía por medio de enlaces si es que el área esta interconectada, o en el caso más crítico tirar carga. Para esto es necesario un método que nos ayude a conocer la demanda es decir un predictor, un modelo con retroalimentación de datos reales de demanda y desarrollar pronósticos para el mejor aprovechamiento de recursos para esto se requiere una programación adecuada de la generación.

## INTRODUCCION

Tanto en épocas históricas, como en la civilización actual, ha estado la humanidad muy vinculada con la energía, y existen pocas razones para dudar que en el futuro no dependa aún más de la misma.

Tal como se presenta en la actualidad, la energía toma varias formas, pero todas tienen una cosa en común: la capacidad de producir efectos dinámicos vitales.

La energía se encuentra asociada con la sustancia física, pero no es una sustancia en sí. Se manifiesta por el estado de excitación y de animación que asume el material que recibe energía. Veamos sus manifestaciones por donde quiera alrededor de nosotros, en actividad corpórea producida por el consumo de alimentos que contienen energía o masas en movimiento, el viento y las olas, proyectiles y vehículos; la vemos en forma de calor recibido del sol, también como calor generado por los combustibles y otras fuentes; la vemos en la súbita puesta en marcha de un motor eléctrico conectado a una lejana central. En esta era, la energía se produce en cantidades enormes y al producirse mayores cantidades de ella por persona, el bienestar, las comodidades y placeres han aumentado siempre.

Todas estas manifestaciones se clasifican cómodamente así:

- |                       |                   |
|-----------------------|-------------------|
| 1.- Trabajo mecánico. | 3.- Electricidad. |
| 2.- Calor.            | 4.- Radiación.    |

En el lenguaje común, una máquina o conjunto de equipos que producen y distribuyen una corriente de energía eléctrica es una central, lo que generalmente entendemos con este término es el conjunto de equipos, localizados permanentemente en un lugar

elegido, que recibe energía en forma de una sustancia, que se puede tratar en tal forma, que produzca energía eléctrica que se distribuirá de la central, para esto el hombre se dirige a las siguientes fuentes de energía:

- 1.- Combustibles.
- 2.- Corrientes de agua.
- 3.- Mareas oceánicas y olas.
- 4.- Vientos.
- 5.- Rayos solares.
- 6.- Calor Terrestre.
- 7.- Núcleos atómicos.

**Combustibles.** Comúnmente los combustibles nos proveen de más energía que cualquiera de las otras fuentes. Los combustibles son sustancias que tienen suficiente carbón o hidrógeno para producir su oxidación química, exotérmica en cantidades importantes de calor. Los principales combustibles son el carbón de piedra, el gas natural el petróleo y sus derivados.

**Corrientes de agua.** La energía que contienen las corrientes de agua tienen la forma de energía mecánica. Pueden encontrarse como energía cinética en la corriente, o como energía potencial del agua que se encuentra a cierta altura con respecto a un plano de comparación mas bajo; un ejemplo sería el agua almacenada en una presa.

**Mareas oceánicas y olas.** Para cualquiera que presente estos fenómenos, es evidente que existe una enorme cantidad de energía. Pero este es uno de los casos en los que es difícil hacer las instalaciones adecuadas y controlar la energía, aunque la energía en estos casos es de primera clase, y una que es fácilmente visible, y cuya magnitud puede apreciarse fácilmente. Para hacer trabajar las mareas es necesario construir un dique para poder conectar las turbinas.

La energía que contienen las olas prácticamente no se ha

aprovechado, con excepción de algunas pequeñas plantas experimentales, que no han hecho más que probar que es posible proyectar sistemas que puedan convertir la energía mecánica de las olas en energía eléctrica. En las olas se encuentra presente una cantidad enorme de energía, pero está tan distribuida y es tan variable, que su aprovechamiento en escala industrial presenta complejidades, que todavía no se han resuelto.

Vientos. La energía que contienen los vientos ha servido al hombre por siglos, pero la cantidad generada de esa manera es pequeña. Los gastos de instalación y la variabilidad de operación, tienden a limitar el uso de los molinos de viento a servicios intermitentes, donde su potencia variable no sea una desventaja seria.

Rayos solares. Se ha usado en pocos casos los rayos directos del sol para generar energía absorbiendo primero energía como calor y usando el calor en algunos de los tipos de máquinas térmicas. Un defecto serio de este material de energía es, por supuesto, que sólo actúa de día, por lo que, si se necesita una potencia continua, deberá disponerse de un depósito de energía, como una batería de acumuladores, o un acumulador térmico de tanque, que deberá usarse de noche. Su rendimiento también disminuye con los nublados. Sin embargo, existen algunos lugares del mundo en los que se reciben fuertes radiaciones solares con regularidad, y donde las fuentes de combustibles minerales escasean o faltan por completo. Estos lugares ofrecen más interés al constructor de plantas solares.

Calor Terrestre. En muchos lugares de la tierra se escapa vapor por aberturas naturales. Estas salidas de vapor natural sugieren la posibilidad de derivar calor terrestre en esta forma, para

usarlo en la producción de energía eléctrica. Desafortunadamente son pocos los lugares donde se aprovecha este vapor para la producción de energía eléctrica.

**Núcleo atómico.** Dentro del núcleo del átomo se encuentran fuerzas tremendamente grandes de atracción y repulsión. Una descripción detallada de la importancia que éstas tienen, y su lugar en la estructura atómica, queda fuera del alcance actual, pero ya es del dominio público ahora, que la magnitud de esta clase de energía, comparada con la masa en juego, es increíblemente mayor que cualquiera de las otras fuentes mencionadas.

En cualquier actividad de nuestra vida diaria, directa o indirectamente estamos ligados a diversas formas de energía. La energía eléctrica es una de ellas y es muy importante debido a que su utilización cada vez es mayor y su demanda aumenta día con día, por eso es necesario conocer como se esta generando la energía eléctrica en sus diferentes formas por medio de Centrales generadoras Hidroeléctricas, Maremotrices, Geotérmicas, Nucleoeléctricas, Turbogas, Diesel y Carboeléctricas.

La energía hidráulica, la química se pueden almacenar para ser utilizadas en el momento adecuado y en las cantidades necesarias a la energía eléctrica no se le puede almacenar en gran volumen que de ella se demanda a un sistema eléctrico.

Por otra parte para un mejor aprovechamiento de los recursos se requiere programar adecuadamente la generación la entrada y salida de unidades generadoras en los momentos oportunos así como el intercambio de energía entre sistemas interconectados.

Lo anterior induce a considerar lo siguiente:  
La energía eléctrica debe generarse en el mismo momento que se le demande mientras más próximo sea el valor de la energía estimada

al de la energía demandada mayor será el éxito de los programas de generación y de intercambio de energía y, por ende, el económico. Aún más, dado que a la fecha nuestra industria eléctrica no cuenta con reserva de generación para cubrir en determinadas ocasiones las horas de alta demanda (horas pico), es necesario conocer con buena aproximación la demanda esperada para minimizar el programa de desconexión de carga.

De las consideraciones anteriores se desprende la necesidad de que un sistema eléctrico cuente con un método para pronóstico de demanda horaria para conocer con tiempo suficiente la demanda esperada de uno o varios días por delante.

Es el encargado de control y despacho económico quien primeramente está interesado en conocer la demanda esperada para poder llevar a cabo su programa de generación, y estimar el programa de desconexión de carga si la generación disponible al pico es menor que la demanda estimada.

Enseguida es el operador del sistema quien tiene contacto con la demanda estimada, si el observa que las desviaciones de las estimaciones están dentro de la precisión establecida, el programa de generación sigue vigente, si las desviaciones son grandes, el operador puede tomar medidas correctivas tanto en la demanda pronosticada como en el programa de generación.

De todo lo anterior se observa la importancia de la generación y de que el método para pronosticar la demanda horaria sea preciso.

Daremos un enfoque general de cada uno de los capítulos presentados en este trabajo:

En el capítulo I incluye una descripción sencilla de las típicas centrales generadoras.

En el capítulo II mencionaremos la generación de energía eléctrica en el Area Central así como las centrales generadoras de esta Área y la distribución en sus diferentes formas de generación como son Hidráulica, Térmica y Turbogás.

En el capítulo III se desarrolla el método para pronosticar y la formula con el peso histórico de los días.

En el capítulo IV se hace el análisis de la información y se desarrollan por consiguiente los filtros horarios y de días anormales.

En el capítulo V observamos el porcentaje de error de los pronósticos y las conclusiones a las que llegamos.

## CAPITULO I

### I.1 CENTRAL TERMoeLECTRICA

Una central termoeléctrica es aquella que aprovechando la energía calorífica contenida en el vapor, producido por una caldera, pone en movimiento una máquina de vapor, generalmente una turbina, para a su vez hacer girar un alternador y producir energía eléctrica.

En una central termoeléctrica se observa en la figura 1.1 la transformación de energía térmica en energía eléctrica, no se efectúa en forma directa sino que se realiza en forma escalonada, y para ello, se hace necesario recurrir al empleo de tres órganos principales y al correspondiente equipo auxiliar, sin cuyo concurso no sería posible el funcionamiento de los tres órganos principales que en su orden son:

- a) Un generador de vapor
- b) Una turbina de vapor
- c) Un generador de corriente alterna o alternador

En la operación de una central termoeléctrica se debe considerar cuatro pasos fundamentales, partiendo del calor hasta llegar a la generación o producción de la electricidad.

El primer paso consiste en realizar la combustión del combustible que puede ser carbón, petróleo crudo o gas natural. Ver la figura 1.1 y 1.2. Este primer paso se realiza en el horno u hogar de la caldera.

El segundo paso se realiza también en la caldera y consiste en el calentamiento del agua hasta convertirla en vapor.

El tercer paso se realiza en la turbina al girar la parte móvil

rotor por acción o efecto del vapor procedente de la caldera.

El cuarto paso se realiza en el generador donde se produce la energía eléctrica.

#### **ANALISIS DE LOS CUATRO PASOS.**

1.- Para poder realizar la combustión del combustible se necesita una cierta cantidad de oxígeno (comburente) que se tomó del aire, es impulsado por un ventilador que lo conduce hasta los quemadores en donde junto con el combustible se mezclan y esta mezcla es la que arde. En este paso ha ocurrido un cambio, la energía química contenida en el combustible en forma de energía potencial, latente o inactiva, se ha convertido en energía calorífica (calor).

2.- El calor desprendido es absorbido por el agua y en virtud de ese calentamiento se eleva su temperatura hasta llegar a evaporarse.

3.- Este vapor, conducido por tuberías, es admitido al interior de la turbina en donde su energía calorífica se convierte en energía mecánica al hacer girar el rotor.

4.- El giro del rotor de la turbina hace girar a su vez el rotor del generador y se produce la electricidad. Aquí hay una nueva transformación: la energía mecánica se convierte en energía eléctrica.

Finalmente la energía eléctrica producida es conducida por medio de cables a una subestación donde es elevado su voltaje para poder transportarla a grandes distancias. Más adelante en los centros de consumo, el voltaje es reducido a valores adecuados para su empleo industrial o doméstico.

#### **DESCRIPCION DE LAS PARTES PRINCIPALES DE UNA CENTRAL TERMOELECTRICA**

La descripción de las partes principales de una planta

termoeléctrica, se hará tomando como base las figuras 1.1 y 1.2.

a) COMBUSTIBLES

Como anteriormente se dijo, para realizar la combustión es necesaria la unión química en forma rápida de un comburente. Un combustible está formado básicamente por Hidrógeno y Carbono, elementos que tienen la característica de tener un calor exotérmico de reacción bastante elevado. Tanto el comburente como el combustible, forman la materia prima de una planta termoeléctrica.

Hay varias formas de clasificar a los combustibles pero las siguientes son las más comunes:

Sólidos (Coque)

Líquidos (Diesel)

Gaseosos (butano)

Las plantas de vapor queman combustible de los tipos anteriores para generar vapor.

b) GENERADOR DE VAPOR

El generador de vapor, también llamado Caldera, tiene por cometido calentar el agua hasta vaporizar la misma, el calor necesario para convertir el agua en vapor se obtiene en el hogar de la caldera en donde se quema el combustible.

c) TURBINA DE VAPOR

Una turbina de vapor es una máquina de movimiento rotatorio, que convierte un chorro de vapor en trabajo útil. Esto es, que la energía almacenada en el vapor a una alta presión se transforma en energía mecánica, proporcionando de esta manera movimiento al rotor del generador eléctrico.

d) GENERADOR

Un generador eléctrico es la parte más importante del equipo

en una planta termoeléctrica ya que es el que genera la energía eléctrica, que es el objeto para lo cual la planta fue construida. Todas las demás partes del equipo en la planta, tienen por objeto la operación del generador.

Los generadores eléctricos pueden tomar un número infinito de formas muchos dispositivos pueden usarse para completar los requerimientos básicos de la generación de electricidad, esto es una o mas vueltas de alambre en forma de bobina que cortan un campo magnético, producirán energía eléctrica, la forma más comúnmente usada en los grupos modernos es una máquina horizontal con campo rotativo y estacionarias las bobinas de la armadura. La corriente generada es alterna y el voltaje varía desde 110 a 20,000 volts, la frecuencia es de 60 ciclos por segundo.

#### e) CONDENSADOR Y SISTEMA DE ENFRIAMIENTO

Un condensador es la unidad que efectúa el cambio de estado de una substancia de vapor a líquido. Para poder efectuar este cambio de estado (condensación), se hace necesario quitar su calor latente de vaporización, utilizando para ello algún medio refrigerante.

En las plantas termoeléctricas de vapor, el medio refrigerante utilizado es el agua, esta agua de circulación procede de torres de enfriamiento. El líquido resultante de la condensación del vapor es agua a la que se designa simplemente como condensado.

FIGURA 1.1  
**CENTRAL TERMOELECTRICA**

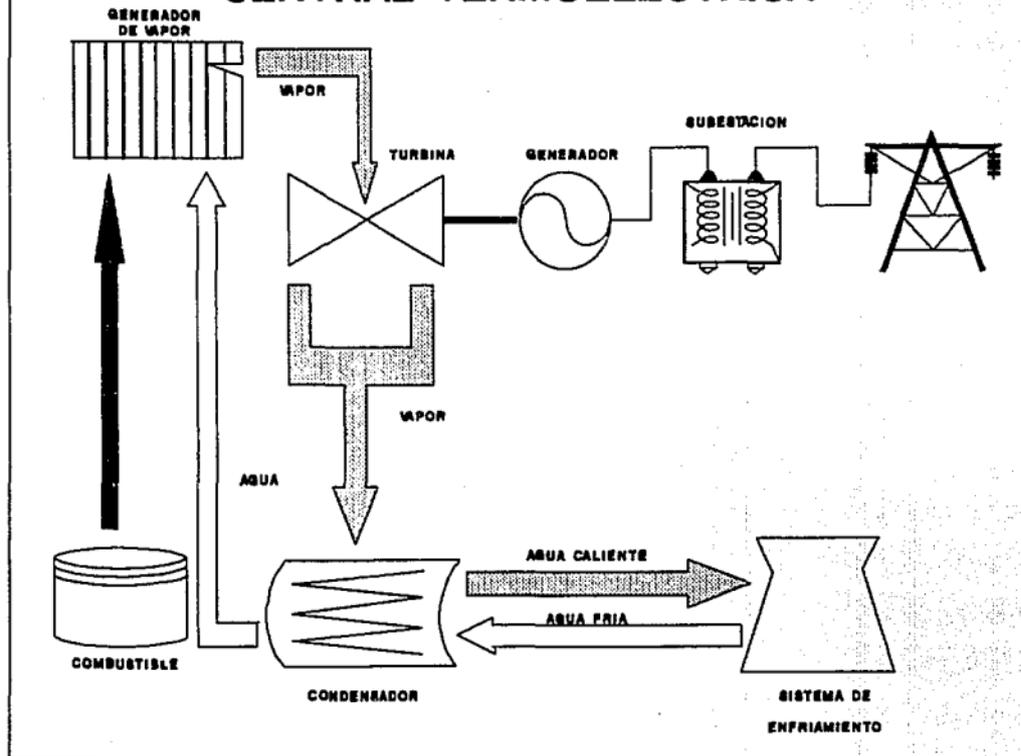
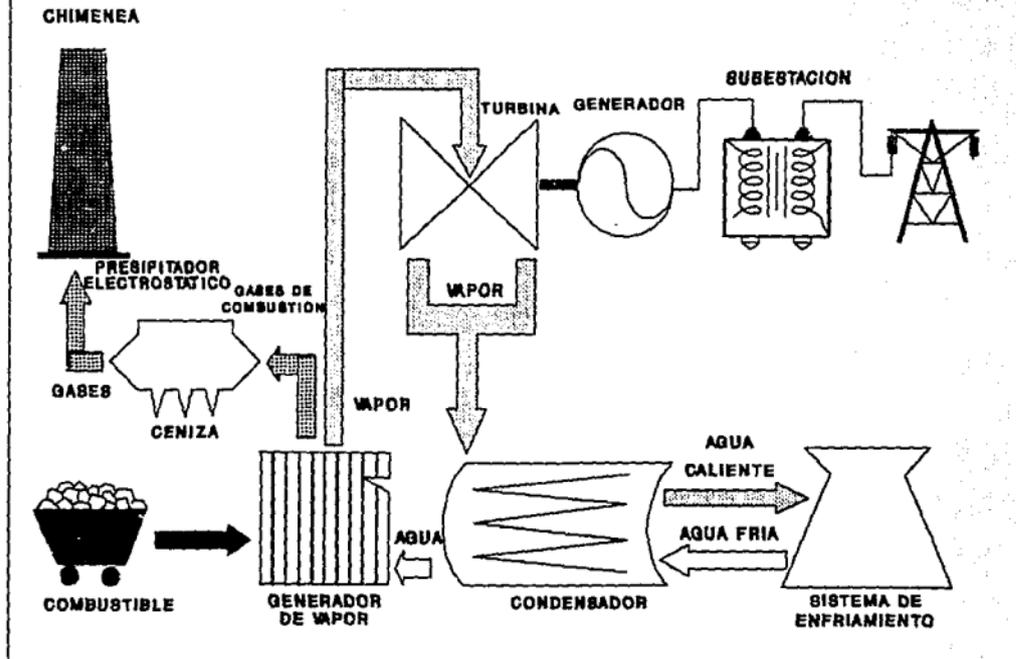


FIGURA 1.2  
**CENTRAL CARBOELECTRICA**



## 1.2 CENTRAL NUCLEOELECTRICA

Una central nuclear es aquella que aprovecha el fenómeno de reacción nuclear para generar calor el cual es aprovechado en la producción de vapor y con éste siguiendo un proceso similar al de las termoeléctricas convencionales producir energía eléctrica. Ver figura 1.3.

Se dispone de otra fuente energía térmica que se encuentra en el núcleo del átomo.

Los griegos postularon que la materia estaba compuesta de partículas, tan pequeñas que no podrían ser vistas e irreducibles en tamaño. A estas partículas las denominaron átomos.

Al finalizar el siglo XIX Bequerel y los Curie descubrieron que ciertos materiales, incluyendo el uranio y el radio, producían emanaciones o radiaciones que podrían afectar una emulsión fotográfica. En vista de que estas radiaciones podían pasar a través, de materiales sólidos, ellos pensaron que esto podría ser energía radiante y los materiales fueron clasificados como sustancias radioactivas. Siguió los descubrimientos y como resultado de los experimentos para comprender el comportamiento de sustancias en reacciones químicas y físicas, Niels Bohr lanzó la teoría que el átomo era divisible y que podía ser comparado con el sistema solar en miniatura con electrones (planetas), girando alrededor de un núcleo (sol) y que el núcleo en algunos casos era diez mil veces más pequeño que el mismo átomo.

En 1905 Einstein concibió su teoría que la energía y masa son equivalentes de acuerdo con la ecuación  $E = m c^2$ , que establece que la energía (E) es igual a la masa (m) multiplicada por el cuadrado de la velocidad de la luz ( $c^2$ ). En vista de que la

velocidad de la luz es de 300,000 km/seg. Esto quiere decir que una onza de masa convertida en calor, puede cambiar un millón de toneladas de agua en vapor.

En 1911 Rutherford inició los primeros experimentos en el bombardeo de átomos con protones y electrones acelerados y logró añadir un protón a un núcleo de nitrógeno, transformándose éste en un núcleo de oxígeno. Este trabajo se conoció en todo el mundo y en 1930 varios experimentos conducen a la ruptura del átomo, por medio de generadores Van de Graf, Ciclotrones etc. Este tipo de bombardeos tuvo mejores resultados cuando se demostró que existían ciertas partículas carentes de carga eléctrica, estas partículas fueron llamadas neutrones. La nueva partícula descubierta por Chadwick estaba destinada a desempeñar un papel totalmente inesperado, no solamente en la historia de la ciencia atómica sino también en el destino de las naciones del mundo. Con este descubrimiento se descartó inmediatamente el concepto que hasta esa fecha se tenía del núcleo, o sea, que este consistía en una conglomeración de protones, la mitad de los cuales era neutralizada por electrones apilados en el mismo grupo.

El núcleo se concibe ahora como una conglomeración compuesta sólo por protones y neutrones.

El neutrón se aceptó con verdadero entusiasmo entre los investigadores nucleares, pues era la partícula proyectil casi perfecta. Tiene la ventaja de que puede dispararse hacia el núcleo cargado sin temor a oposición de cargas presentes que lo impidan, lo cual es una de las dificultades que presenta la partícula alfa cargada cuando se usa como proyectil.

Lise Meitner y Otto Frish en 1939 postularon que el núcleo de uranio tiene solamente una pequeña estabilidad de forma y puede

después de capturar un neutrón dividirse en dos núcleos de aproximado tamaño, esto es, el átomo había sido partido, esta postulación que admite la veracidad de la teoría de Einstein, estos dos núcleos formados por la fisión del átomo de uranio lograrían una energía cinética total de alrededor de 200 Mev. De este modo la primera noción de energía atómica fué teorizada. La noticia de este descubrimiento creó gran agitación entre los físicos pues un proceso nuclear de esta naturaleza tiene que liberar inmensas cantidades de energía.

Mantenimiento y control de la fisión. Siguiendo con la fisión del átomo del uranio, los estudios fueron conducidos para postular la naturaleza del proceso de la fisión y los productos formados. Se notó que el nuevo proceso descubierto, la fisión del núcleo iba acompañada de la liberación de varios neutrones nuevos usándose un moderador, la velocidad de estos nuevos neutrones podía reducirse y así utilizarse para fisionar otro núcleo, liberando más energía y nuevos neutrones.

Este proceso fué conocido como reacción en cadena. Aparentemente lo único que restaba por hacer para lograr esta reacción en cadena era reunir suficiente uranio convencionalmente arreglado a fin de que los neutrones liberados tuviesen buena oportunidad de chocar con otros núcleos de  $U^{235}$ . La cantidad de material fisionable necesario para mantener una reacción en cadena se conoce por el término de *masa crítica*. El día 2 de diciembre de 1942, un grupo de científicos bajo la dirección de Enrico Fermi lograron producir la primera reacción nuclear automantenida en laboratorio improvisado bajo la andada del campo atlético de la Universidad de Chicago. La reacción en cadena se produce en la siguiente forma: cuando un neutrón es capturado por un núcleo de átomo de  $U^{235}$  se

forma un Isótopo  $U^{235}$ , (se ha visto que el número de protones y electrones en cualquier elemento son fijos y, en esencia éstos determinan al elemento, en cambio se ha demostrado que el número de neutrones para un mismo elemento puede variar; por ejemplo el átomo de hidrógeno puede carecer o tener uno o dos neutrones. Esto nos da como resultado un átomo con el mismo número atómico, pero diferente peso atómico, estas variaciones son conocidas como Isótopos). Este es un tipo de Isótopo que existe únicamente por una diezmilésima de segundo, partiéndose en dos partes iguales y produciendo una energía cercana a los 200 Mev.

El producto formado incluye los fragmentos de la fisión, neutrones libres y radiaciones electromagnéticas o rayos gamma. Los productos de la fisión absorben la mayor parte de la materia total, creada por la fisión como energía cinética que se convierte en calor.

Ahora bien, una reacción posible sin regulación produciría inmensas cantidades de energía, liberada con extremadísima rapidez, la cual, debidamente diseñada tiene posibilidades de utilizarse para producir una explosión de increíbles proporciones; con esta idea en la pasada Guerra Mundial se inició el proyecto Manhattan el cual consiguió la elaboración de la bomba atómica. El 16 de Julio de 1945 un grupo de científicos en los Alamos Nuevo México montaron cuidadosamente todos los dispositivos componentes de una bomba de plutonio, el cual se detonó con éxito en el desierto de Nuevo México. El calor generado por esta primera explosión nuclear hecha por el hombre fue tan intenso que vaporizó por completo una gran torre de acero y derritió toda la arena superficial de varios acres alrededor del punto de la explosión.

Al terminar la Segunda Guerra mundial, se logra controlar la reacción en cadena por medio de un elemento denominado Reactor

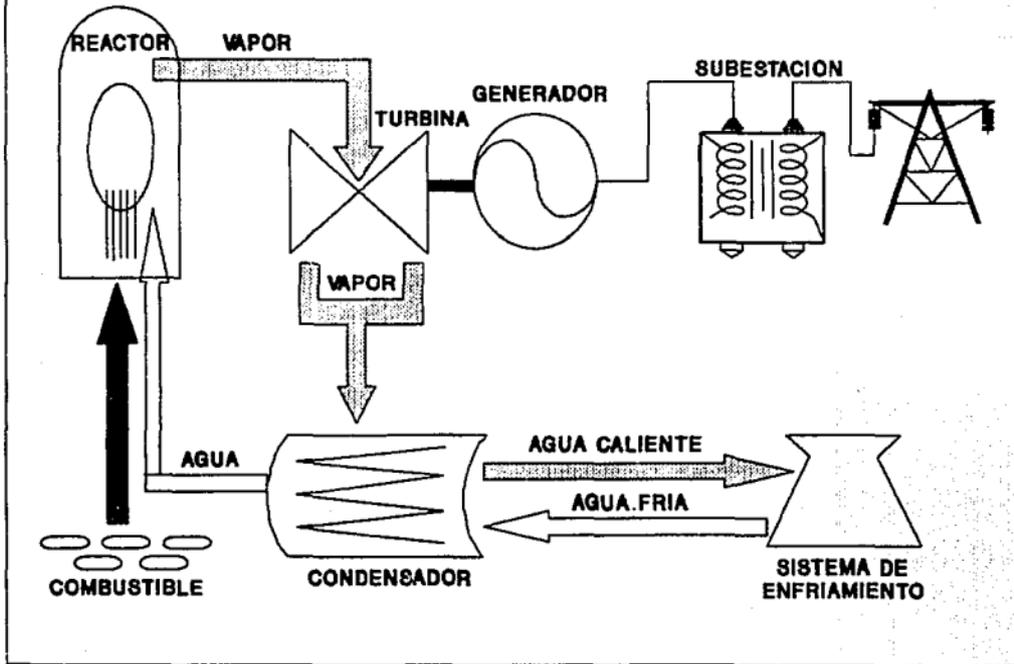
Nuclear con ello se logra aplicar la poderosa energía almacenada en el átomo en beneficio de la humanidad.

El reactor nuclear es un aparato o equipo que se utiliza para iniciar, mantener y controlar la fisión en cadena desprendiendo el calor gradualmente y no en forma explosiva. El combustible es el material fisionable o una combinación de material fisionable con perfil, necesario para proporcionar neutrones y mantener la reacción en cadena. La fisión se produce mejor por los neutrones que se mueven más despacio que por los que produce la misma fisión. A los neutrones rápidos se les disminuye la velocidad suficientemente, haciéndolos pasar por un material moderador (carbón o agua pesada).

El refrigerante es un medio que remueve el calor de la fisión y evita daños a las estructuras y transfiere la energía hacia el convertidor para suministrar la energía deseada. Aproximadamente toda la energía de la fisión aparece como calor en el núcleo del reactor la cual se aprovecha para la producción de vapor que es convertido en turboalternadores en electricidad, además el refrigerante es esencial, las estructuras, el reactor y así como el elemento combustible contra torceduras, rupturas y hasta derretición debido a las altas temperaturas.

Este tipo de central al igual que una termoeléctrica son similares lo único que cambia es la forma de producir por diferentes medios el vapor que se utiliza para mover la turbina.

FIGURA 1.3  
**CENTRAL NUCLEOELECTRICA**



### I.3 CENTRAL TURBOGAS

Una planta con turbina de gas es aquella que aprovecha aire caliente (energía calorífica) para mover una turbina de gas que a su vez está acoplado a los generadores eléctricos.

Una turbina de gas simple se compone de un compresor de aire, cámara de combustión, turbina y diferentes dispositivos auxiliares. Ver figura 1.4.

Los principales órganos auxiliares de una turbina de gas son:

- a) Motor de arranque
- b) Encendedor

El motor de arranque debe imprimir al rotor del compresor una velocidad de rotación correspondiente a una suficiente relación de compresión. La velocidad que debe alcanzarse antes de que la turbina comience a funcionar por sí sola es aproximadamente de 10 a 30% de la velocidad máxima. Como los rozamientos que se oponen al movimiento del rotor son pequeños, basta con emplear motores de arranque de relativamente reducida potencia. El tipo de motor de arranque más utilizado es el motor eléctrico.

El encendedor es un órgano situado en el interior de la cámara de combustión, que sirve para encender la llama durante el proceso de arranque.

El compresor toma aire atmosférico y lo proporciona a presión a la cámara de combustión que tiene por función combinar químicamente el oxígeno del aire abastecido por el compresor y los componentes de hidrógeno del combustible de tal manera que se produzca una flama de gas a temperatura uniforme. Podemos agregar que también su función es:

- 1.- Mantener la combustión a una eficiencia lo mas grande posible.

- 2.- Tener caídas de presión mínimas.
  - 3.- Mantener un alto grado de combinación de combustible y aire bajo todas las condiciones de carga para producir una temperatura de entrada uniforme.
  - 4.- Evitar formaciones de carbón.
  - 5.- Para un arranque rápido bajo cualquier condición atmosférica.
- En la cámara de combustión es inyectado el combustible en forma continua generando gases calientes que son expandidos en la turbina produciendo energía mecánica.

Dado que la temperatura y consecuentemente el volumen de los gases en la turbina es considerablemente mayor en el compresor, la turbina puede proporcionar no solamente la energía necesaria para mover el compresor, sino un sobrante que es la potencia útil. Después de la expansión de trabajo del gas se descarga a la atmósfera.

El combustible que utiliza este tipo de central es gas natural este es muy distribuido en los diferentes estados del país y las redes crecientes de tuberías, lo hacen asequible a la industria, su costo por unidad térmica al salir de los pozos se compara favorablemente con otros combustibles pero el costo de transporte por las costosas tuberías, que deben tener estaciones compresoras a intervalos regulares, añaden un costo por distribución que lo convierten en un combustible caro, comparado con el petróleo o el carbón de piedra. Las ventajas que tiene son la comodidad para su uso, que provienen de su fácil control, combustión sin humo y ausencia de ceniza. Su costo es el mayor inconveniente para usarlo en gran escala.

El rápido desarrollo alcanzado por las turbinas de gas en el transcurso de estos últimos años se debe por su parte a la

investigación y descubrimientos de nuevos materiales que resisten altas temperaturas necesarias y, por otro lado, a las numerosas ventajas de estas máquinas motrices. Vamos a citar algunas de estas ventajas:

1.- Cuando se le utiliza como generador de energía de reserva, su capacidad de producción es casi inmediata pues desde que se pone en marcha hasta que está en condiciones de proporcionar la máxima potencia transcurre solamente un tiempo de unos dos minutos, muy inferior al de cualquier otra máquina térmica.

2.- Puede funcionar con una gran variedad de combustibles, incluso gas natural o subproductos gaseosos, así como petróleos destilados pero el principal combustible es el gas natural.

3.- En las zonas en las que escasee el agua, resulta prácticamente imposible la instalación de centrales térmicas de vapor. En estos casos la turbina de gas puede ser la única fuente de energía cuya instalación sea posible.

4.- La seguridad de funcionamiento, comprobada en las instalaciones realizadas hasta ahora, después de muchas horas de marcha.

El mayor inconveniente de la turbina de gas es que su consumo específico de combustible es más elevado que el de otros sistemas comparables productores de energía, pero este inconveniente se compensa con las ventajas citadas anteriormente.

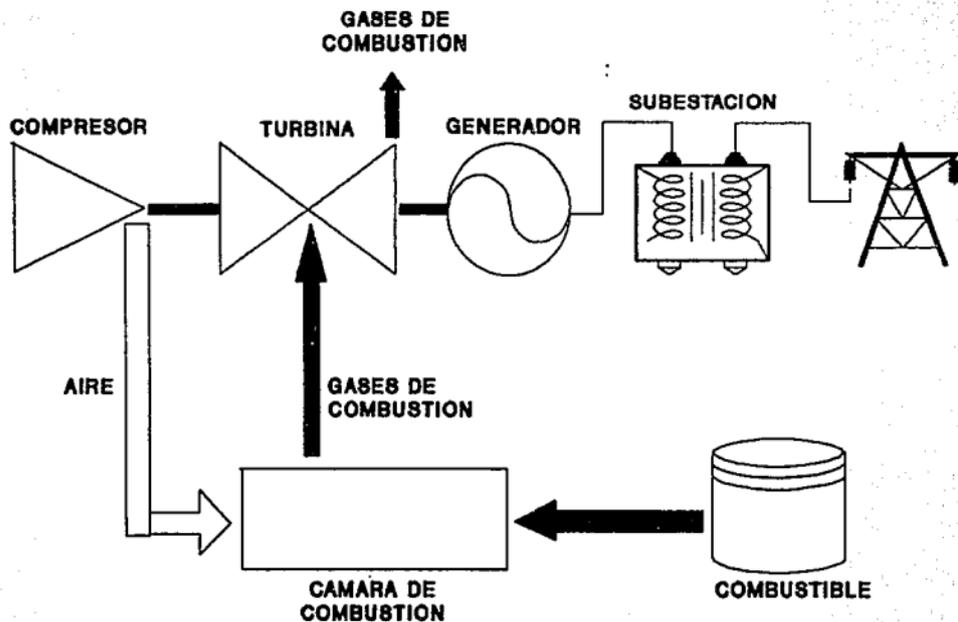
En lo que respecta a este tipo de turbinas de una central turbogas también se han recomendado para soportar cargas máximas por las razones que siguen:

- 1) Facilidad para arrancar cuando están frías, eliminando el costo de los combustibles que se gastan con los calentamientos largos.
- 2) Costo de adquisición moderado con su capacidad y cimentación

barata.

3) Alta velocidad de rotación que resulta en bajo costo del generador.

FIGURA 14  
**CENTRAL TURBOGAS**



## I.4 CENTRAL HIDROELECTRICA

Una central hidroeléctrica, es aquella que aprovecha la energía hidráulica y la transforma en energía eléctrica. Ver figura 1.5.

Los aprovechamientos hidroeléctricos requieren de diferentes tipos de estructuras de acuerdo con los valores de las alturas de caída y la posibilidad de acumulación de energía, como es una presa (que también puede llamarse obra de retención) es una obra construida en el lecho de un río.

Las construcciones hidráulicas que permiten llevar a cabo estos aprovechamientos hidráulicos se denominan comúnmente saltos de agua.

El sistema de presa de embalse, el salto se crea mediante la altura de una cortina de atajamiento de la corriente del río, que determina una elevación del nivel del agua retenida, la cual forma un embalse que sirve también para regularizar el caudal aguas abajo de la presa.

Las centrales se clasifican en dos grupos principales:

- a) Centrales de agua fluyente.
- b) Centrales con embalse.

### CENTRALES DE AGUA FLUYENTE

No tienen embalse, se caracterizan por gran caudal y poca altura, la central se instala en el curso del propio río o en un canal desviado después de interceptar el mismo por un dique de contención. Se puede subclasificar en centrales con reserva, diaria o semanal (la reserva no supone propiamente un embalse) o sin reserva. En las primeras se ensancha el curso del río para una cierta acumulación de agua.

## CENTRALES CON EMBALSE

Es una construcción, configurada por una cortina de relativamente gran altura, levanta en el cauce de un río, en dirección transversal, que produciendo una obstrucción a la corriente, crea, en el propio cauce un embalse artificial, cuya capacidad es con frecuencia de varios miles de millones de metros cúbicos de agua. A veces se hace necesario diques de contención en ciertas partes del cauce para mantener un determinado nivel en el vaso. El nivel se controla por medio de compuertas y valvulas. Este tipo de obra cumple casi siempre los fines siguientes:

1) Regulariza el caudal del río de forma a mantener unas condiciones de flujo de acuerdo con las necesidades que se tengan aguas abajo de la presa.

2) Garantiza el régimen de riego de las tierras limítrofes, de manera que éstos puedan realizarse en las épocas y momentos propicios, sin importar los periodos de seca.

3) Asegura los abastecimientos de agua potable, servicios sanitarios o industriales de las ciudades y pueblos que atraviesa el río.

4) Debidamente regulado el nivel, ofrece protección en caso de avenidas, reteniendo en su vaso las avalanchas por abundantes lluvias.

5) La elevación del nivel en el embalse sobre el nivel de aguas abajo de la cortina, permite el aprovechamiento de un salto de agua, denominado salto de pie de presa, cuya energía se utiliza en la generación de electricidad para toda clase de usos industriales y domésticos. El agua embalsada es energía almacenada, bajo la forma potencial, cuyo consumo puede regularse y administrarse según necesidades de los usuarios.

Descripción de las partes principales de una central hidroeléctrica.

#### TOMA DE AGUA

La toma de agua del embalse es muy variada. Se construye a veces una torre, llamada torre de toma, a la cual penetra el agua por unas rejillas de protección contra cuerpos sólidos. De la torre pasa agua a la conducción a presión, en cuya entrada se dispone una compuerta de cierre. En otros casos, se hace la toma en la ladera del embalse o en la misma presa, siempre con la protección de la rejilla y la compuerta. La conducción a presión es por medio de un túnel con poca pendiente en el primer tramo, con tubería de presión y fuerte pendiente en un segundo tramo, o también la tubería de presión puede arrancar directamente de la toma.

Las rejillas son elementos de protección que se colocan a la entrada de las tuberías de presión y tienen por objeto impedir el paso a cuerpos sólidos que puedan dañar los álabes del distribuidor y del rodete de la turbina. Se clasifican en gruesas y finas. Las primeras están construidas por barrotes metálicos que dejan entre sí un espacio de 5 a 25 centímetros y detienen cuerpos de regular tamaño, casi siempre productos leñosos o témpanos de hielo en climas fríos. Las rejillas finas son las que en realidad ofrecen verdadera protección a los elementos de las turbinas, la distancia entre barrotes es menor, sólo de unos 3 centímetros.

#### CASA DE MAQUINAS

Se denomina casa de máquinas al local destinado a alojar las turbinas, generadores, tableros de maniobra y aparatos auxiliares. La subestación para la elevación de voltaje, para el transporte de la energía eléctrica generada, se instala por lo

general, a la intemperie (transformadores, interruptores, sistemas de protección, barras colectoras etc.).

La casa de máquinas debe situarse junto al pie de la presa y lo mas cerca posible del nivel de aguas abajo evitando desagües. Conviene tener presente, al señalar la ubicación, las condiciones de acceso, que debe ser fáciles y buenas. De igual manera se debe procurar que la cimentación encuentre roca firme y sana, siendo esta una condición muy importante, ya que la estanqueidad de la construcción depende también la amortiguación de las vibraciones de las máquinas. Es prudente prever espacio para futuras ampliaciones. La construcción se realiza por lo general, de concreto armado y en forma de edificio de varios pisos, según exigencias y proporciones de los grupos turbina-generador. En ciertos casos debidamente justificados, se sitúa la casa de máquinas en una excavación subterránea o dentro de la misma cortina.

Cada central hidroeléctrica constituye un proyecto distinto de los demás, la central se ha de adaptar a la configuración del terreno y a las características que ofrece la naturaleza.

#### TUBERIA DE PRESION

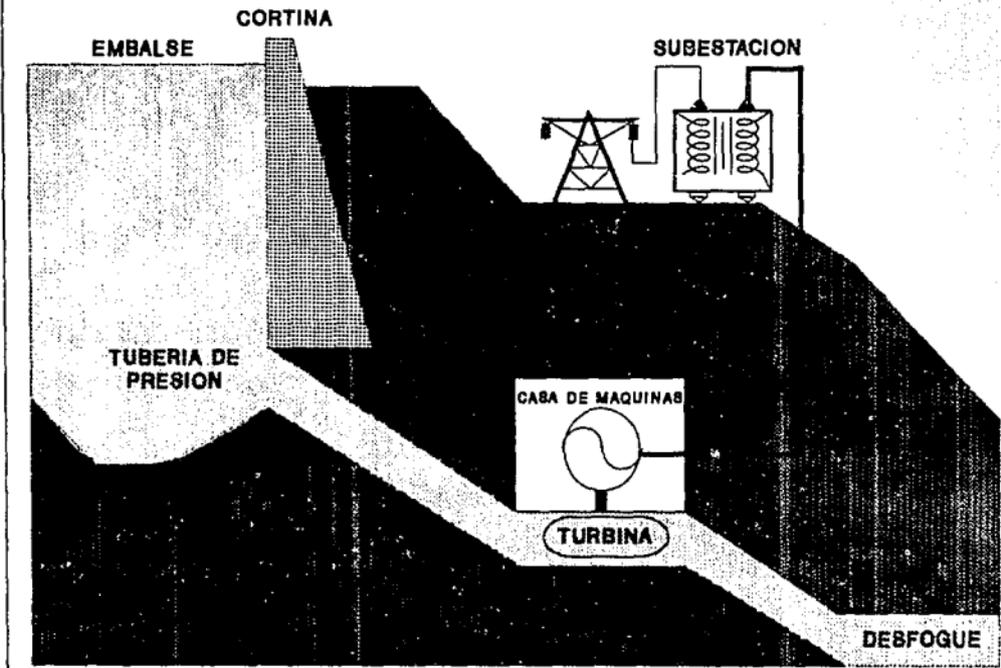
Las tuberías de presión realizan la unión entre las obras de alimentación y la turbina, regularmente se construye en acero o en concreto armado.

#### TURBINA HIDRAULICA

La turbina hidráulica es una turbomáquina motora y por tanto esencialmente es una bomba rotodinámica que trabaja a la inversa. Así como una bomba absorbe energía mecánica y restituye energía al fluido, una turbomáquina absorbe energía del fluido y restituye energía mecánica. Teóricamente, suministrando energía a la

máquina, e invirtiendo el flujo, una bomba podría trabajar como turbina. Prácticamente, el rendimiento sería muy bajo y a veces nulo, exceptuando las máquinas especialmente diseñadas para trabajar como una bomba y como una turbina

FIGURA 1.5  
**CENTRAL HIDROELECTRICA**



## I.5 CENTRAL MAREMOTRIZ

La central maremotriz es una central que aprovecha la energía de las mareas y también la energía de las olas.

El fenómeno de las mareas se define como la variación periódica del nivel del mar y se presenta principalmente en la vecindad de las costas.

Las mareas se provocan por la atracción ejercida por el sol y la luna sobre los océanos pero la ley de variación del nivel está influenciada sensiblemente por la forma de relieve de la costa.

En el lenguaje marítimo se dice que se tiene una pleamar cuando hay marea alta y un bajamar cuando hay marea baja.

La oscilación anual de las mareas de un año a otro no es grande, de manera que la energía disponible de un año a otro es casi constante. La oscilación mensual (mes lunar: 29 y 1/2 días) es también pequeña y no más que un 5% de su valor medio: no hay por tanto en las centrales maremotrices ni invierno, ni verano, ni mes seco, ni húmedo. La oscilación diaria (de un día a otro) en cambio es muy grande, llegando a valer 8 la relación de la energía disponible en los días de mayor y menor salto.

El uso de las mareas para la generación de energía eléctrica puede ser práctica en pocos lugares situados donde la topografía de una entrada o bahía favorezca la construcción de una gran planta en gran escala. Para hacer trabajar las mareas, se construiría un dique en la boca de la bahía. Tendría unas grandes compuertas en ella, y se instalaría allí, conectadas con ellas, turbinas para poca carga.

La potencia se podría obtener abriendo las compuertas cuando la marea sube, cerrándolas luego, dejando que el agua así atrapada

en la bahía fluya por las turbinas. Después de que la marea ha bajado existe una carga hidráulica aprovechable entre el agua de la bahía y el océano abierto. Ver figura 1.6.

Se han ideado algunos planes con idea de hacer girar las turbinas, tanto al subir, como al bajar las mareas.

Las plantas maremotrices pueden funcionar según los siguientes principios:

1.- Efecto simple.

a) Efecto simple al llenar el embalse.

b) Efecto simple al salir el agua del embalse.

2.- Efecto doble.

Efecto simple al llenar el embalse. En este caso se produce la energía por llenado del embalse, cuando el mar sube por las turbinas, en dirección del embalse como lo muestra la figura 1.6.

Efecto simple al salir el agua del embalse. Durante la marea ascendente se llena el embalse por las compuertas, en el momento de pleamar se cierran las compuertas y se espera para vaciar el embalse a través de las turbinas y así producir energía eléctrica como se muestra en la figura 1.6.

Efecto doble. Es la combinación de los dos ciclos anteriores. La energía se produce a la vez en el momento de entrar y en el momento de salir.

La construcción del dique, tiene la finalidad de formar un vaso cuando se tiene una pleamar y al producirse la bajamar se obtiene una diferencia de nivel entre el vaso y el mar.

El proceso también es inverso, pues al subir la marea se tiene una diferencia de nivel entre el mar y el vaso.

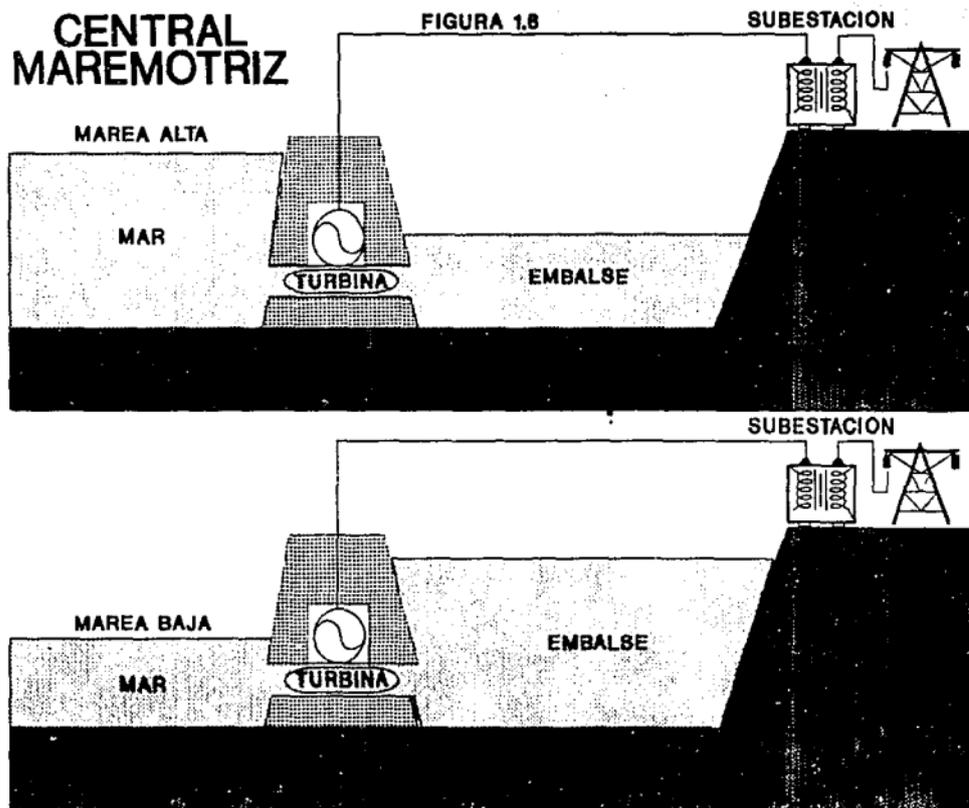
El grupo turbina-alternador utilizado en este tipo de aprovechamiento es conocido como microturbinas. Es una especie de

pequeño submarino que se sumerge en una canalización.

Energía de las olas. Es otra fuente de energía del mar aprovechable. Existen en la actualidad multitud de ideas, prototipos y patentes pero ninguna aplicación práctica importante. En la actualidad se estiman los costos por KW instalado de este tipo de energía ocho veces mayor que la energía térmica convencional o nuclear. Un diseño reciente que según el inventor reduciría notablemente los costos consiste en unidades que constan de un globo semiflotante alargado con una quilla de hormigón en su interior. Al pasar las olas comprimen y expansionan alternativamente el aire en los compartimientos internos, originando unos movimientos peristálticos, que bombean aire a través de válvulas y conductos instalados en la quilla, el aire finalmente acciona la turbina de aire acoplada al generador.

# CENTRAL MAREMOTRIZ

FIGURA 1.8



## I.6 CENTRAL GEOTERMoeLECTRICA

Una central geotermoeléctrica es aquella que utiliza vapor natural, esto es del subsuelo para alimentar a las turbinas de vapor que mueven a los generadores eléctricos. Ver figura 1.7.

La instalación de este tipo de plantas han tenido un gran desarrollo en algunos países que cuentan con zonas volcánicas de importancia, siendo uno de los mejores Italia. Como es fácil de comprender, dichas plantas operan utilizando el vapor natural para alimentar a las turbinas de vapor que mueven a los generadores, tomando en cuenta lo anterior, cabe suponer que dichas plantas forzosamente tendrían que salir más económicas que las otras clases de centrales termoeléctricas, lo cual no es cierto en la mayoría de las veces, se ha comprobado que para que la energía salga económica es necesario que la producción de energía eléctrica sea un subproducto del aprovechamiento del vapor natural; es decir que el vapor se utilice para otros fines aparte de dedicarlo a la generación. Por ejemplo en Italia se ha desarrollado grandes instalaciones químicas para obtener diversas sustancias que trae consigo el vapor natural además del sistema eléctrico.

El vapor natural es conducido a la central por medio de tubos aislados de gran diámetro, que se introducen ya sea directamente a la turbina de impulso o de reacción con descarga libre a la atmósfera, o bien se obtiene vapor puro por medio de cambiadores de calor y se introducen después a una turbina.

Una central geotérmica al igual que la térmica necesita de varios dispositivos para su mejor operación, tales dispositivos son:

a) Turbinas

- b) Condensadores
- c) Sistema de agua de enfriamiento
- d) Sistema eléctrico

#### TURBINAS

La presencia de substancias químicas corrosivas en el vapor geotérmico sugieren el uso de separadores de calor que se instalan para obtener vapor limpio que se admite en las turbinas. Respecto al material de los álabes se construyen de acero inoxidable, para evitar la corrosión. La carcasa de las turbinas de acero al carbón de baja resistencia que soporta perfectamente al vapor geotérmico libre de oxígeno, en lo que se refiere a corrosión en parte por que se cubre rápidamente con una capa protectora de sulfuro de hierro, en algunas circunstancias al quedar expuesto al choque directo de las gotas de agua a alta velocidad que rompen constantemente esta cubierta protectora y se presentan casos de corrosión que ameritan recubrir periódicamente las zonas afectadas.

#### CONDENSADORES

La forma más simple de utilizar el vapor geotérmico es mediante una turbina que descargue a la atmósfera, esta alternativa, puede resultar adecuada cuando se dispone de gran cantidad de vapor.

Sin embargo el utilizar condensadores que permitan descargar el vapor de la turbina a una presión absoluta de 1 a 4 pulgadas de mercurio, aumenta casi al doble la energía que se produce con una misma cantidad de vapor. Al mismo tiempo que el condensador será necesario instalar equipo de extracción de gases incondensables, sistema de agua de enfriamiento etc. que encarecen la instalación pero es la más conveniente cuando se dispone de una cantidad

limitada de vapor y se quiere obtener al máximo de energía.

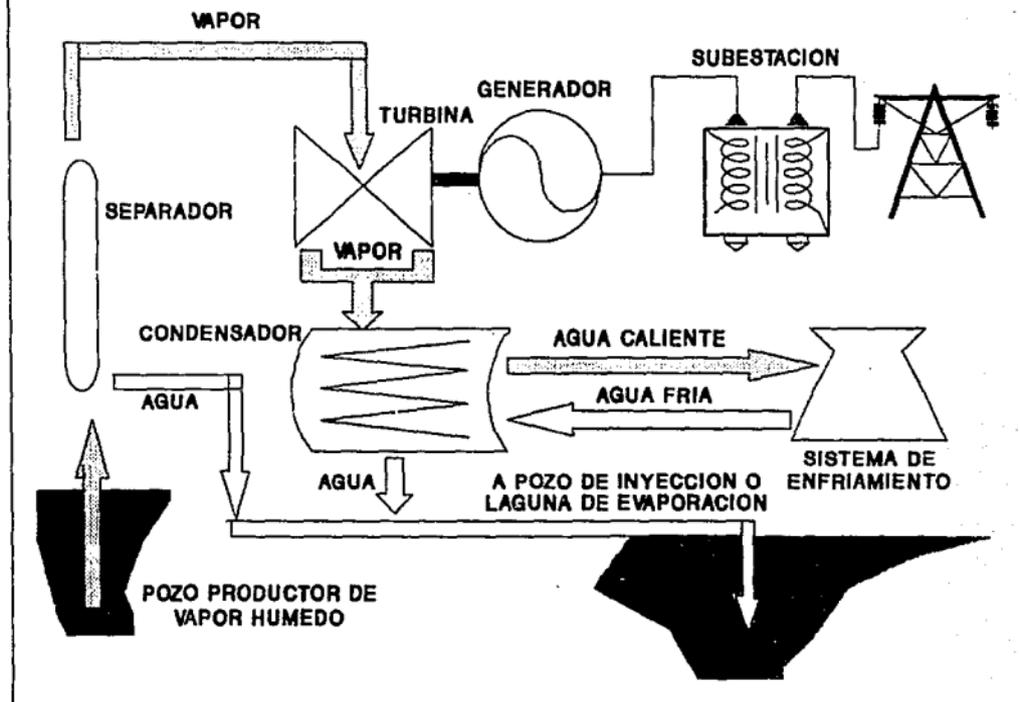
#### SISTEMA DE AGUA DE ENFRIAMIENTO

Cuando se dispone de un río de suficiente caudal o de alguna otra fuente de agua para los servicios de enfriamiento y condensación de una planta geotérmica, puede usarse una torre de enfriamiento para enfriar el agua usada en la planta a fin de que sirva de líquido condensable y reinyectar nuevamente el agua al subsuelo o descargar esta agua en la laguna de condensado.

#### SISTEMA ELECTRICO

El equipo eléctrico que se instala en una planta geotermoeléctrica es bastante convencional, por problema de las propiedades químicas que en un momento dado pueda contener el vapor se emplean contactos de platino, en lugar de plata o cobre en previsión del efecto corrosivo, y en el sistema de excitación presenta problemas en los carbones de los conmutadores de las máquinas convencionales por lo que en el diseño de una planta geotérmica debe considerarse la posibilidad de un sistema estático a base de rectificadores.

FIGURA 1.7  
**CENTRAL GEOTERMoeLECTRICA**



## CAPITULO II

### II.1 GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA DEL AREA CENTRAL DEL PAIS

El Area de Control Central del del Sistema Eléctrico Nacional atendida por el Centro de Operación y Control ubicado en La Ciudad de México, cubre una Superficie aproximada de 72,800 km<sup>2</sup> comprendida por el Distrito Federal y Parte de Los Estados de México, Morelos, Hidalgo, Puebla, Michoacán y Guerrero. (ver mapa de la fig. 2.1).

La zona atendida se caracteriza por alta concentración poblacional comercial, industrial y actividades gubernamentales.

Debido a las instalaciones de Comisión Federal de Electricidad que se encuentran en la zona y que son operadas por el Centro de Operación y Control del Area Central se tiene permanentemente relaciones de coordinación técnica y operativa con el CENACE (Centro Nacional de Control de Energía).

Entre los grandes consumidores se encuentran 25 clientes tarifa 12 en 85, 115 y 230 KV tales como el Sistema de Transporte Colectivo, Cementos Anáhuac, Cementos Cruz Azul, Cementos Tolteca, Pennwalt, Cartón y Papel de México y otros 19 usuarios facturados por CLFC; (Compañía de Luz y Fuerza del Centro). Además de SICARTSA, FERTIMEX, SISTEMA DE BOMBEO CUTZAMALA, IUSA y otros clientes facturados por CFE (Comisión Federal de Electricidad).

La tarifa 12 se refiere a el uso de la energía eléctrica fuera de la hora pico de (18 a 22 hrs) y a un costo mas bajo que en la hora pico como veremos posteriormente en el comportamiento de la curva de demanda las 24 hrs. para comprender de que hora a que hora los clientes consumen menos energía para reducir los costos

en el consumo de energía.

Por su ubicación dentro del Sistema Eléctrico Nacional, el Area de Control Central tienen enlaces con el Area de Control Oriental: 5 en 400 KV y 5 en 230 KV; y con el Area de Control Occidental: 3 en 400 KV y 4 en 230KV como se muestra en la figura 2.2. Estos enlaces hay un intercambio de energía entre las Areas Central, Oriental y Occidental dado que siempre existen causas que pueden ocasionar fallas al sistema estos enlaces son de gran ayuda pues existe un enlace o una interconexión con las otras areas y no en forma aislada ya que en un disturbio fuerte estos enlaces unen los sistemas de abastecimiento eléctrico convirtiendolos en una sola red. La justificación que tiene la interconexión puede presentarse por la capacidad para dar ayuda en un sistema interconectado durante una descompostura local y evitar de esa manera la interrupción del servicio a los usuarios es la razon básica de la interconexión, tanto para las otras areas como para el Area Central.

Las causas de fallas o disturbios son generadas por los siguientes dos grupos de causas.

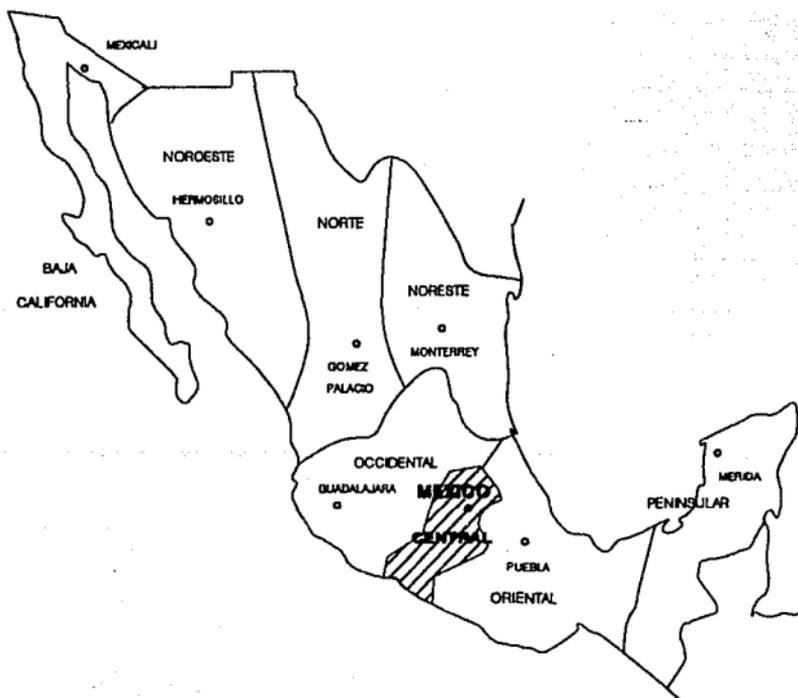
1.- Causas Externas

2.- Causas Internas

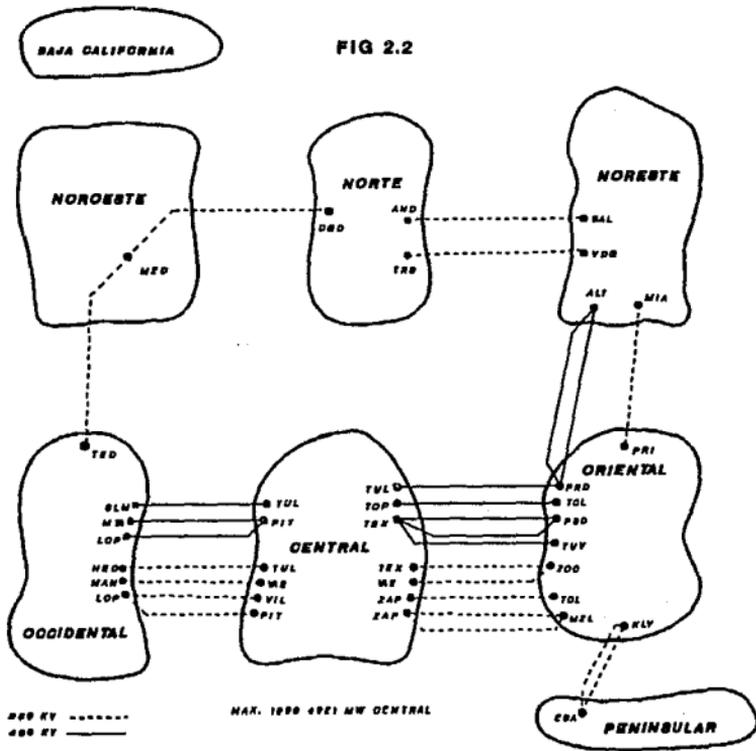
Causas Externas. Estas causas también se conocen como naturales debido a que son ocasionadas principalmente por fenómenos de tipo Atmosférico, tales como viento, lluvia, nieve, temperatura y descargas atmosféricas que pueden ser directas e indirectas; las directas son cuando la descarga inside a una subestación e indirectas cuando llega a una línea de suministro de energía. También se puede estimar dentro de este grupo, a las fallas ocasionadas por accidentes tales como: incendios, caídas de

**DIVISION DE AREAS DEL PAIS  
AREA CENTRAL (PARTE SOMBREADA)**

**FIG. 2.1**



# ENLACES CON LAS DIFERENTES AREAS DEL PAIS



- ALT ALTA MIRA
- AND ANDALUCIA
- DBD DURANGO II
- ESA ESCAROECA
- HEC HEROES DE CARRANZA
- RLV KILOMETRO VEINTE
- LOP LAZARO CARDENAS POTENCIA
- MAN MANGA
- MIA MINERA AUTLAN
- MTA MAZAMITLA
- MZD MAZATLAN II
- MZL MEZCALA
- PRD PUEBLA II
- PIT PITIRERA
- PRD POZA RICA

- PRI POZA RICA I
- BAL BALTILLO
- SLM SALAMANCA
- TOL TECALI
- TEX TEXCOGO
- TOP TOPILEJO
- TRB TORREON SUR
- TUL TULA
- TUV TUXMAM MPOR
- VAE VILLE DE MEXICO 280
- VOD VILLA DE GARCIA
- VIL VILLITA
- ZAP ZAPATA
- ZOC ZOGAJO

Arboles sobre las líneas, incrustaciones de vehículos sobre postes etc.

Causas Internas. Se deben principalmente a anomalías propias del sistema de suministro, y son producidas por una infinidad de causas, siendo las más notables el deterioro del equipo y los accidentales por causas humanas debido a falsas maniobras.

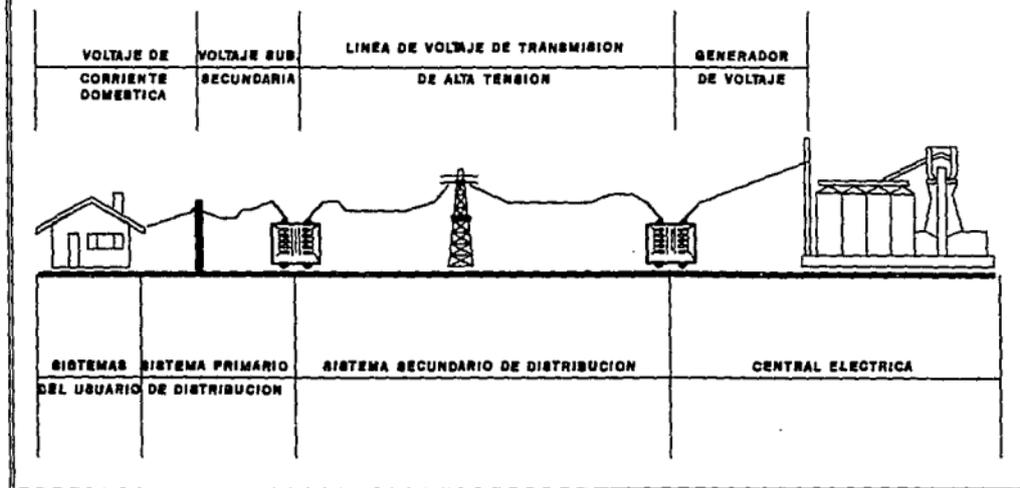
## II.2 CENTRALES GENERADORAS DEL AREA CENTRAL

Si la fuerza eléctrica pudiera generarse al mismo costo en cualquier lugar del país, no habría problemas en su distribución. Como se muestra en la figura 2.3 la estación central es solamente un eslabón de una cadena que une la fuente de energía con el último usuario. El sistema de distribución que va desde la planta de fuerza al consumidor es de una complejidad variable, que depende del número de consumidores y de su situación con relación a la planta. Desde el punto de vista de la economía en la transportación de fuerza, se desea localizar la planta cerca del centro geográfico de la carga, pero existen otros factores que hay que tomar en cuenta. Algunos lugares son más favorables que otros, desde el punto de vista de la generación aunque haya muchos kilómetros de separación entre la planta y sus clientes. La cercanía a las caídas de aguas naturales y a las fuentes de combustibles, costos del terreno, abastecimiento para el agua de los condensadores, son las influencias prominentes en la colocación de una planta central de fuerza.

El sistema de distribución puede separarse en dos partes, los sistemas primarios y los secundarios. El sistema primario de distribución consiste generalmente en una línea de transmisión llevando corriente trifásica del cuadro de interruptores de la planta a la subestación colocada cerca del lugar, en el que se entrega la carga. El objeto de la subestación es transformar el alto voltaje necesario para la transmisión a larga distancia a los voltajes adecuados para las líneas de los distritos residenciales y para los primarios de los transformadores para el alumbrado. El sistema secundario de distribución se extiende de la subestación

**DIAGRAMA SIMBOLICO DE UN SISTEMA DE FUERZA  
CENTRAL GENERADORA HASTA EL USUARIO**

**FIG. 2.3**



al contador del cliente a través de los transformadores, colocados estratégicamente con respecto a un pequeño grupo de usuarios que cada uno abastece.

El Area de Control Central del país de (Compañía de Luz y Fuerza del Centro) cuenta con diferentes tipos y capacidades de Centrales Generadoras:

Centrales Hidráulicas, Térmicas y Jets. La capacidad Hidráulica instalada es actualmente de 1810.3 MW, La Térmica Vapor de 2,454 MW, Turbo Jets cuenta con una capacidad instalada de 374 MW y Ciclo Combinado con 446 MW.

Dentro de cada una de las centrales cuadro 2.4 mencionaremos el número de unidad, la potencia real instalada, la marca y fecha de puesta en servicio.

Si idealmente se tuvieran funcionando todas las unidades tendríamos una capacidad instalada de 5,084.3 MW en el Area Central del País se observa en el mapa 2.1 (Área sombreada) que cubre actualmente el Area Central para la dotación de energía eléctrica, de las diferentes zonas geográficas en las que esta dividido al país.

Pero debido a fallas mecánicas, degradación de los componentes de las unidades, el sistema de transporte y distribución de la energía, está sujeto a ciertos incidentes, los cuales van a perturbar el funcionamiento normal de los grupos generadores. Estos incidentes tienen su origen como ya se menciono anteriormente en:

- a) Causas internas, debidas al comportamiento del equipo, como averías y fallas que sufren los aparatos.
- b) Causas externas esencialmente fortuitas debidas a las condiciones climatológicas dentro de las regiones por donde pasan

Las líneas.

Estas diversas causas, provocan sobre todo los cortos circuitos. Si la gavedad de estos no sobrepasa cierto límite, puede ser fácilmente eliminados por las protecciones automáticas del sistema, sin producir interrupciones molestas en la distribución de la energía pero si la falla persiste, se hace necesaria la eliminación definitiva de la zona del sistema afectada.

Das situaciones pueden entonces presentarse a los grupos de generación:

- a) Un rechazo completo de carga, si la línea afectada es la que une los grupos y el sistema general.
- b) Un cambio completo en la demanda de potencia, provocado por la eliminación de una zona del sistema.

En el departamento de Operación Sistema de Compañía de Luz y Fuerza del Centro que dirige la operación del sistema eléctrico, lo cuida y opera, se encarga del despacho de carga, pronóstico de demanda de energía eléctrica vigila la seguridad alrededor de sus equipos de alta tensión y tiene bajo su responsabilidad el llevar los registros de la parte eléctrica.

POTENCIA REAL INSTALADA EN UNIDADES GENERADORAS DEL AREA DE CONTROL CENTRAL

CENTRAL	TIPO DE CENTRAL	GENERADOR			CENTRAL	TIPO DE CENTRAL	GENERADOR			CENTRAL	TIPO DE CENTRAL	GENERADOR						
		Nº POT	REAL	OMD			Nº POT	REAL	OMD			Nº POT	REAL	OMD				
NEOMA	HIDRAULICA	1	16	GENERAL ELECT.	1911	TEZOPAN	1	1.5	M. VICKERS	1928	V. DE MEXICO	2	28	ELEC. MACHINERY	1972			
		2	16	GENERAL ELECT.	1914		2	3.8	JETS			3	32	ELEC. MACHINERY	1972			
		3	8	SIEMENS	1900							4	28	MITSUBISHI	1972			
		4	8	SIEMENS	1906		FLUPEDA	1	2.3	SIEMENS		1929	1	32	MITSUBISHI	1972		
		5	8	SIEMENS	1906			2	2.3	SIEMENS		1929	2	32	MITSUBISHI	1972		
		6	7	SIEMENS	1906			3	2.3	SIEMENS		1929	3	32	MITSUBISHI	1972		
		7	7	SIEMENS	1905								4	42	ELEC. MACHINERY	1977		
		8	7	SIEMENS	1906		JURADO	1	1.5	M. VICKERS		1910						
		9	16	GENERAL ELECT.	1922			2	1.5	M. VICKERS		1910						
		10	16	GENERAL ELECT.	1920													
TEPECIC	HIDRAULICA	1	14	GENERAL ELECT.	1923	CINFAO	1	1.0	M. VICKERS	1910	NONDALCO	1	32	MITSUBISHI	1972			
		2	15	GENERAL ELECT.	1923		TLILAN	1	0.7	GENERAL ELECT.		1929	2	32	ELEC. MACHINERY	1972		
		3	15	GENERAL ELECT.	1927								4	42	ELEC. MACHINERY	1977		
PATLA	HIDRAULICA	1	14	A. CHALMERS	1954	FERNANDEZ LEAL	1	1.1	GENERAL ELECT.	1925	TOTAL	3	74	M M				
		2	11	A. CHALMERS	1954		VILLORA	1	0.9	GENERAL ELECT.		1929	1	69	WESTINGHOUSE	1961		
		3	15	A. CHALMERS	1954								2	69	WESTINGHOUSE	1961		
LERMA	HIDRAULICA	1	20	SIEMENS	1930	TEMASCALTEPEC	1	0.4	WESTINGHOUSE	1907	COMBINADO	1	62	WESTINGHOUSE	1937			
		2	20	SIEMENS	1930		2	0.4	WESTINGHOUSE	1907		4	72	WESTINGHOUSE	1961			
		3	20	GENERAL ELECT.	1930		3	0.4	WESTINGHOUSE	1907		5	72	WESTINGHOUSE	1961			
		3	20	GENERAL ELECT.	1930		4	1.1	A. E. G.	1907		6	82	WESTINGHOUSE	1965			
INTERRANCO	HIDRAULICA	1	27	WESTINGHOUSE	1944	SAN SIMON	1	0.5	A. E. G.	1909	TOTAL	1	46	M M				
		2	27	WESTINGHOUSE	1947		2	0.9	BROWN BOVERI	1909		2	300	MITSUBISHI	1972			
		3	50	GERALDIN	1954							3	150	HITACHI	1971			
SANTA BARBARA	HIDRAULICA	1	25	WESTINGHOUSE	1951	ZEPAYAUTLA	1	0.5	BROWN BOVERI	1905	V. DE MEXICO	1	150	GENERAL ELECT.	1963			
		2	25	WESTINGHOUSE	1951		ZICITEPEC	1	0.2	BROWN BOVERI		1909	2	150	HITACHI	1971		
		3	25	WESTINGHOUSE	1951								4	200	BROWN BOVERI	1974		
TINERMENTO	HIDRAULICA	1	45	BROWN BOVERI	1957	TOTAL	1	810.3	M M		TULA	1	300	MITSUBISHI	1976			
		2	45	BROWN BOVERI	1957							2	300	MITSUBISHI	1977			
		3	45	BROWN BOVERI	1959							4	300	MITSUBISHI	1978			
INTERRANCO	HIDRAULICA	1	150	A. TOSHIBA	1964	TIPO DE PLANTA	TOTAL				JONGE LUQUE	1	32	GENERAL ELECT.	1953			
		2	150	A. TOSHIBA	1965							3	32	GENERAL ELECT.	1952			
		3	150	A. TOSHIBA	1965							3	80	A. E. G.	1959			
		4	150	A. TOSHIBA	1966							4	80	A. E. G.	1960			
		5	180	A. TOSHIBA	1966													
VILLITA	HIDRAULICA	1	65	MITSUBISHI	1973	HIDRAULICA	1,810.3				TOTAL	2,454	M M					
		2	65	MITSUBISHI	1973		TERMICA-VAPOR	2,454.0					3	300	MITSUBISHI	1977		
		3	65	MITSUBISHI	1973			TURBO JET	374.0					4	300	MITSUBISHI	1978	
		4	65	MITSUBISHI	1973				CICLO COMBINADO	446.0								
								5,084.3										

M FEDA DE PUESTA EN SERVICIO

FIG. 2.4

901231

## II.3 DISTRIBUCION ANUAL DE LA GENERACION POR TIPO DE PLANTA

Dentro de la distribución anual se pretende un proyecto muy ambicioso de tal manera de reducir al mínimo los costos. El objetivo principal es la coordinación hidrotérmica (CHT) es determinar un horizonte de planeación (hasta siete días) la estrategia de operación de las unidades generadoras del Sistema Eléctrico Nacional, CHT minimiza el costo de operación debido al consumo de combustible de unidades termo a la vez que satisface la demanda pronosticada con un margen adecuado de reservas, sin violar restricciones de operación y físicas de los elementos del sistema de potencia: Unidades generadoras, Red de transmisión, Sistema de ríos y vasos de almacenamiento. El sistema de Coordinación Hidrotérmica (CHT) tiene como objetivo determinar el plan de operación a bajo costo de las unidades generadoras del Sistema Interconectado Nacional. El plan de operación indicará para cada hora del horizonte de planeación, cuáles unidades deben estar en operación y cuánta potencia debe generar para satisfacer la demanda de sistema de potencia. El plan debe de cumplir con las políticas de operación impuestas a los vasos y deben de considerarse diversas limitaciones físicas y operativas del sistema.

Al ir creciendo los sistemas de abastecimiento de fuerza eléctrica, e interconectándose, los superintendentes de las plantas individuales dejaron de tener conocimiento suficiente de las características de generación y carga del sistema para poder hacer el mejor uso del equipo bajo su responsabilidad. Tanto por seguridad, como para poder alcanzar la mayor economía en todo el sistema, se encontró la supervisión de la operación de un

*despachador de carga.* Al principio, el despachador de carga fue un empleado que predecía la carga y quien anunciaba a los superintendentes de las estaciones de fuerza la que se podría esperar. Después al hacerse más complicados los sistemas, las obligaciones e importancia del despachador aumentaron. El despachador de carga conoce íntimamente las características térmicas y eléctricas del sistema. Tiene también ante sí datos completos suministrados con respecto a la carga que existe en el sistema. Cuando el sistema consta de una serie de estaciones para cubrir los máximos, el despacho de carga consiste en distribuir la carga y para esto se necesita hacer muchos estudios sobre el sistema.

Para ayudar al despachador a hacer un examen visual rápido de las condiciones del sistema eléctrico para esto en el Area de Control Central se utiliza un tablero mímico el cual contiene todas las centrales generadoras y subestaciones en 400, 230 y 85 KV que son las principales tensiones que se manejan, usando también etiquetas de color para distinguir que unidades o que equipo se encuentra en licencia es decir equipo que por sus condiciones de trabajo se encuentra en reparación o en mantenimiento preventivo o correctivo, también contiene lámparas de color que indican alarmas del equipo o del sistema por diferentes fallas, todo esto ayuda al despachador para que esté informado completamente de las condiciones de carga que existe en el sistema, para generar la cantidad suficiente de energía de tal manera de reducir al mínimo las pérdidas, como sería el caso de que se generará mas energía o antes de tiempo teniendo pérdidas muy grandes ya sea en consumo de combustible o tener mas tiempo trabajando las unidades generadoras y un mayor desgaste de este equipo.

Para esto en el Area de Control Central existen Ingenieros que se encarga de todos estos estudios para mejorar Las condiciones de generación y demanda.

Su aplicación principal de Los elementos del sistema es producir el Predespacho Horario de Las unidades importantes del Sistema Interconectado Nacional.

También es útil para explotar diferentes estrategias de operación, plantear esquemas que en la práctica no se han presentado pero que CHT presenta como factibles. El usuario puede llegar aprender nuevas formas de operar conforme vaya ganando confianza en el uso del sistema, por ejemplo: arranque y paro de unidades.

Predespacho Horario. Este término se refiere a La demanda pronosticada para el día de mañana así como para Las capacidades mínimas y máximas de generación de energía eléctrica de Las plantas y por último el régimen de generación de Las plantas hidráulicas que en coordinación con La Secretaria de Agricultura y Recursos Hidráulicos (SARH) disponen de cuanta agua se ha de turbinar para objetivos primordiales como son:

- a) Generación de energía eléctrica.
- b) Aprovechamiento del agua para zonas de cultivo.

La distribución de energía eléctrica como anteriormente mencionamos se divide en dos grupos principales Hidráulica y Térmica en el cuadro 2.5 observamos La estadística de generación para el año más reciente en este caso el de 1990 La distribución por tipo, Hidráulica y Térmica así como los intercambios con Las Areas Occidental y Oriental también observamos en La gráfica 2.6 La generación Hidráulica y Térmica por tipo de planta en GWH del mismo año de esta manera tenemos una idea más precisa de como se

genera y además de como se satisface el requerimiento de energía por tipo en esta Area.

**AREA DE CONTROL CENTRAL  
GENERACION E INTERCAMBIO DE ENREGIA (MWH) 1990**

1	TULA VAPOR	9,646,343.000
2	VALLE DE MEXICO	4,066,040.520
3	TULA CICLO COMBINADO	2,327,723.000
4	JORGE LUQUE	731,767.360
5	JETS LECHERIA	22,076.000
6	JETS NONOALCO	14,534.200
7	JETS V. DE MEXICO	13,053.000
<b>TOTAL TERMO:</b>		<b>16,821,537.080</b>
1	INFIERNILLO	2,864,399.000
2	VILLITA	1,135,268.000
3	NECAXA	450,126.200
4	TINGAMBATO	267,177.600
5	TEPEXIC	229,579.000
6	PATLA	216,662.000
7	IXTAPANTONGO	179,303.000
8	SANTA BARBARA	104,987.000
9	LERMA	141,323.000
10	ALAMEDA	32,652.000
11	TEZCAPA	15,184.240
12	TEMASCALTEPEC	11,994.033
13	FERNANDEZ LEAL	4,813.200
14	VILLADA	3,929.500
15	SAN SIMON	3,560.384
16	CANADA	3,417.600
17	TLILAN	2,629.400
18	JUANDO	2,469.600
19	ZEPAYAUTLA	1,249.000
20	ZICTEPEC	295.000
<b>TOTAL HIDRO:</b>		<b>5,671,018.757</b>
<b>TOTAL GENERADO:</b>		<b>22,492,583.137</b>
<b>PEMEX:</b>		<b>25,304.000</b>
<b>INTERCONECTADO NETO AREA ORIENTAL:</b>		<b>1,216,377.000</b>
<b>INTERCONECTADO NETO AREA OCCIDENTAL:</b>		<b>4,253,776.000</b>
<b>TOTAL INTERCAMBIO:</b>		<b>5,470,153.000</b>
<b>TOTAL CONSUMO DEL AREA:</b>		<b>27,988,040.000</b>

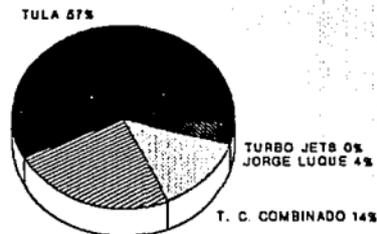
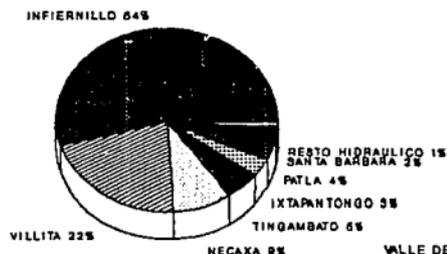
FIG. 2.5

# AREA DE CONTROL CENTRAL

FIG. 2.6

DISTRIBUCION ANUAL DE LA GENERACION  
HIDRAULICA (GWH) POR PLANTA

DISTRIBUCION ANUAL DE LA GENERACION  
TERMICA (GWH) POR PLANTA



INFIERNILLO	2864	TULA	9646
VILLITA	1136	VALLE DE MEXICO	4066
NECAXA	450	T. C. COMBINADO	2327
TINGUAMBATO	267	JORGE LUQUE	732
IXTAPANTONGO	179	TURBO JETS	49
PATLA	217		
SANTA BARBARA	105		
RESTO HIDRAULICO	54		

## II.4 DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION

Los sistemas de distribución tienen como función suministrar a los consumidores la energía eléctrica producida en las plantas generadoras y transmitida por el sistema de transmisión hasta las subestaciones de distribución.

Un sistema de distribución comprende los alimentadores primarios que parten de las subestaciones de distribución, los transformadores de distribución para reducir la tensión al valor de utilización por los clientes y los circuitos secundarios hasta la entrada de la instalación del consumidor.

Los alimentadores primarios son trifásicos, de 3 ó de 4 hilos; las derivaciones de la alimentación troncal pueden ser trifásicas o monofásicas. Las tensiones entre hilos varían según los sistemas de distribución de tensiones de la clase 2.5 KV a 35 KV. Las tensiones más bajas corresponden a instalaciones antiguas; la tendencia moderna es utilizar tensiones de la clase 15 KV o superior. En México las tensiones de distribución primaria recomendadas son 13.2 KV, 23 KV y 34.5 KV.

Los circuitos secundarios son generalmente trifásicos, de cuatro hilos, de 115 a 127 volts entre fase y neutro (200 a 220 volts entre fases) o de 220 a 240 volts entre fase y neutro (380 a 415 volts entre fases); este segundo escalón de tensiones es el que se está generalizando en Europa.

### SISTEMAS RADIALES AEREOS

Los sistemas de distribución radiales aéreos se usan generalmente en las zonas suburbanas y en las zonas rurales. Los alimentadores primarios que parten de la subestación de distribución están constituidos por líneas aéreas sobre postes que

alimentan los transformadores de distribución, que están también montados sobre postes. En regiones rurales, en las que la densidad de carga es baja se utiliza el sistema radial puro.

En regiones suburbanas, con mayor densidad de carga, los alimentadores primarios que parten de la misma subestación o de subestaciones diferentes, tienen puntos de interconexión. En servicio normal estos puntos de interconexión están abiertos; en condiciones de emergencia permiten pasar parte de la carga de un alimentador a otro.

Los circuitos secundarios conectan el secundario de cada transformador de distribución a los servicios alimentados por ese transformador siguiendo también una disposición radial, aunque en algunos casos se interconectan los secundarios de transformadores adyacentes.

Para la alimentación primaria radial se utilizan dos sistemas: trifásico de tres hilos y trifásico de cuatro hilos.

*Sistema primario trifásico de tres hilos.* En este sistema, del cual se muestra un diagrama trifilar de la figura 2.7, la alimentación troncal del alimentador primario está constituida por un circuito trifásico de tres hilos; los ramales pueden ser también trifásicos de tres hilos y alimentar transformadores de distribución trifásicos, o bien estar constituidos por dos conductores de fase que alimentan transformadores de distribución monofásicos.

*Sistema primario trifásico de cuatro hilos.* En este sistema, cuyo diagrama trifilar se muestra en la figura 2.8 la alimentación que sale de la subestación consiste en una alimentación trifásica

**SISTEMA DE DISTRIBUCION RADIAL CON ALIMENTADORES TRIFASICOS DE TRES HILOS.**

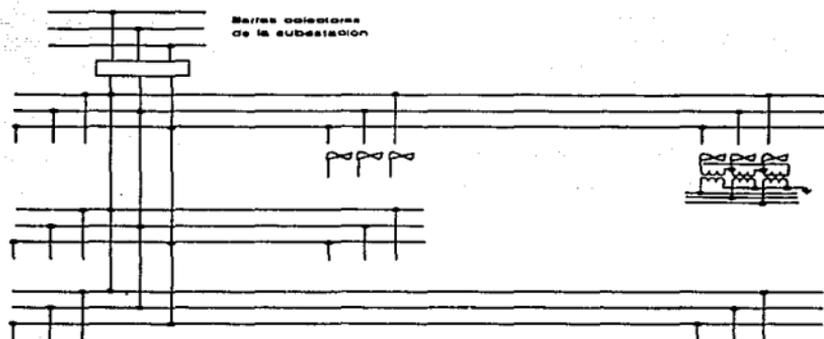


FIG. 2.7

**SISTEMA DE DISTRIBUCION RADIAL CON ALIMENTADORES PRIMARIOS TRIFASICOS DE CUATRO HILOS.**

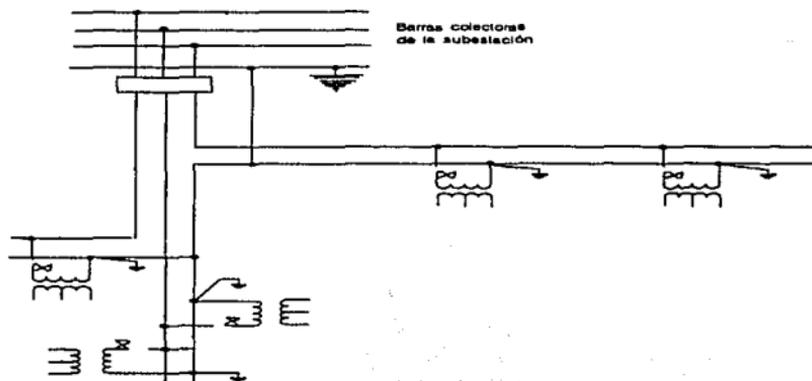


FIG. 2.8

formada por tres conductores de fase y un conductor neutro. La mayor parte del alimentador primario consiste en un circuito monofásico formado por un conductor de fase y un conductor neutro. Para que este sistema funcione correctamente el neutro debe quedar conectado a tierra en forma efectiva, lo que requiere hacer una conexión a tierra del neutro en cada poste. Si por algún motivo el neutro se desconectase de tierra, o la impedancia de la conexión a tierra fuese muy alta, el sistema se transformaría en estrella sin neutro a tierra, lo que podría dar lugar a elevaciones peligrosas de la tensión y a corrientes excesivas, provocadas por el desplazamiento del neutro con cargas desequilibradas.

En este sistema de cuatro hilos, las cargas trifásicas se toman entre los tres conductores de fase y las cargas monofásicas pueden tomarse entre dos conductores y el neutro. Sin embargo su aplicación principal ha sido como sistema de distribución monofásico, para zonas rurales de densidad de carga baja.

*Conexión de los alimentadores primarios en anillo.* En zonas de densidad de carga elevada, se puede recurrir, para mejorar la continuidad del servicio a interconectar los extremos de dos alimentadores primarios que salen de una misma subestación mediante un interruptor, como se muestra en la figura 2.9.

Este arreglo puede operarse de las siguientes dos maneras:

Operación con el interruptor de amarre normalmente abierto, en cuyo caso los dos alimentadores funcionan como alimentadores radiales; en caso de una falla en un alimentador, abre el interruptor correspondiente de la subestación y después de desconectar la zona afectada por la falla puede cerrarse el interruptor de amarre para tomar parte de la carga del alimentador afectado por la falla.

Operación con el interruptor de amarre normalmente cerrado en cuyo caso opera como anillo; la carga total se divide entre dos alimentadores y se obtiene una mejor regulación del voltaje y se reducen las pérdidas. Una falla en un punto del anillo provoca la apertura del interruptor de amarre el cual abre instantáneamente, separando los dos alimentadores y después abre el interruptor de la subestación correspondiente al alimentador afectado por la falla. Por lo que hace a los circuitos secundarios de los sistemas radiales, existen dos tipos principales: trifásicos de cuatro hilos y monofásicos de tres hilos. Se emplean también menos frecuentemente, circuitos trifásicos de tres hilos para alimentar cargas industriales.

*Sistema secundario trifásico de cuatro hilos.* Este tipo de circuitos secundarios se alimentan desde el circuito primario mediante transformadores de distribución trifásicos con conexión delta en el lado de alta tensión y conexión estrella con neutro a tierra en el lado de baja tensión, como se muestra en la figura 2.10.

Las cargas trifásicas se alimentan de los tres conductores de fase; las cargas monofásicas pueden alimentarse de una fase y el neutro, a la tensión  $V_n$  o de dos fases, a la tensión  $\sqrt{3}V_n$ .

*Sistema secundario monofásico de tres hilos.* Este sistema se alimenta desde el circuito primario mediante transformadores de distribución monofásicos, como se muestra en la figura 2.11. La figura 2.11a representa el caso de un sistema alimentado desde dos fases de un alimentador primario de tres hilos y la figura 2.11b el de un sistema alimentado de una fase y el neutro de un alimentador

primario de cuatro hilos.

En este sistema las cargas monofásicas pueden alimentarse de un hilo de fase y el neutro, a la tensión  $V_n$  o de dos hilos de fase, a la tensión  $2 V_n$ .

CONEXION DE DOS ALIMENTADORES PRIMARIOS PARA FORMAR UN ANILLO.

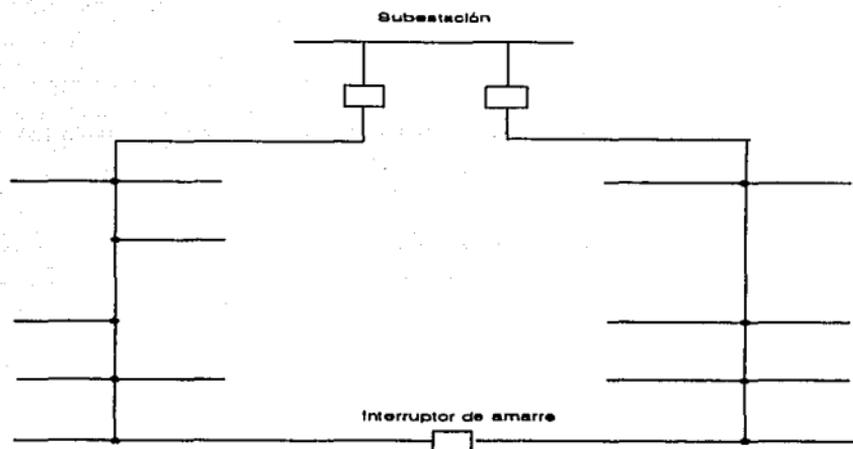


FIG. 2.9

SISTEMA SECUNDARIO TRIFASICO DE CUATRO HILOS.

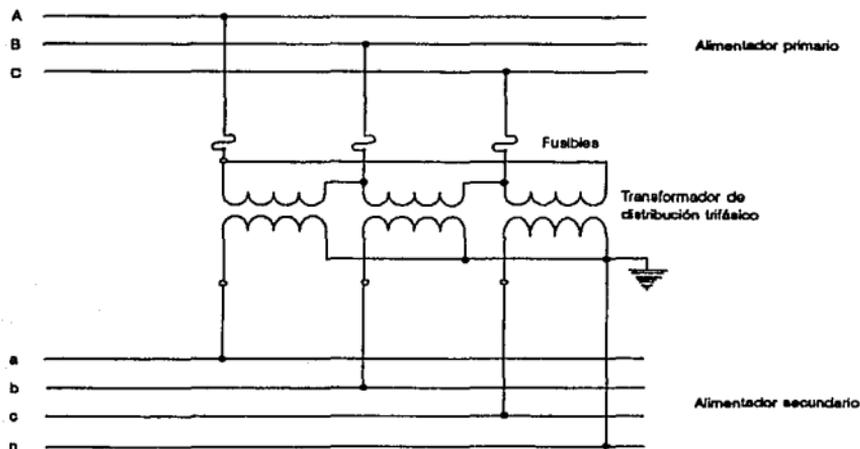
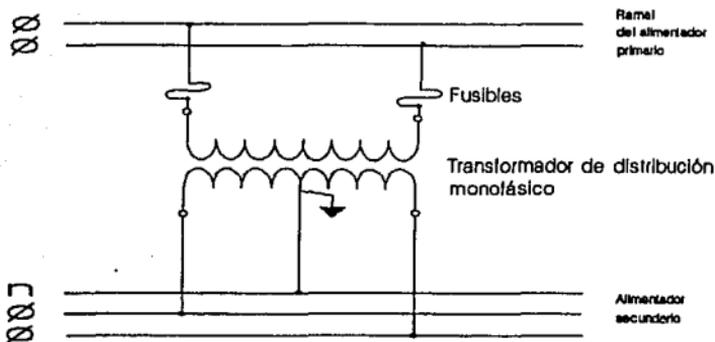


FIG. 2.10

a) SISTEMA SECUNDARIO MONOFASICO DE TRES HILOS ALIMENTADO DESDE DOS FASES DE UN SISTEMA PRIMARIO DE TRES HILOS.



b) SISTEMA SECUNDARIO MONOFASICO DE TRES HILOS ALIMENTADO DESDE UNA FASE Y EL NEUTRO DE UN SISTEMA PRIMARIO DE CUATRO HILOS CON NEUTRO COMUN.

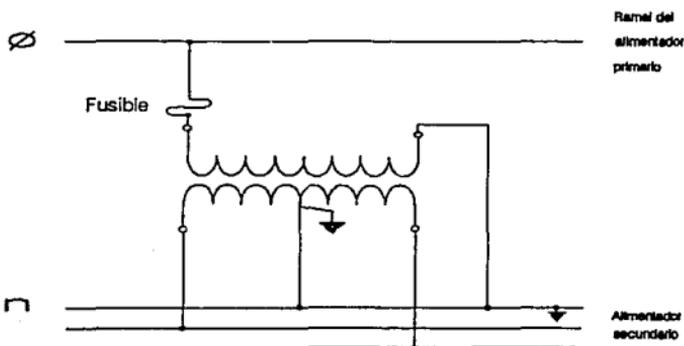


FIG. 2.11

## CARACTERISTICAS GENERALES DE CARGA PARA EL CALCULO DE UN ALIMENTADOR

El conocimiento de las características eléctricas de un sistema de distribución y la aplicación de los conceptos fundamentales de la teoría de la electricidad son quizá los requisitos más esenciales para diseñar y operar un sistema de esta naturaleza. Por lo tanto es necesario que el ingeniero de distribución posea conocimientos claros de las características de la carga del sistema que va a alimentar para diseñarlo y operarlo en forma óptima. Desafortunadamente, aunque el ingeniero que planea un sistema de distribución tiene libertad en la selección de muchos factores que intervienen en el diseño del sistema, no la tienen en uno de los más importantes: la carga, ya que ésta no queda dentro del entorno del sistema de distribución siendo definitivamente la más importante, para el diseño y operación del sistema.

Un estudio de las cargas y sus características abarca no solamente los diversos tipos de aparatos que se usan y su agrupación para conformar la carga de un consumidor individual, sino también el grupo de consumidores que integran la carga de una zona. Por ejemplo, un equipo de aire acondicionado se debe estudiar como una carga residencial que por lo general se utiliza sólo en algunas zonas, y sus características de carga se deben entender perfectamente para después reflejar su efecto en la carga total del consumidor; de tal punto se deberá partir para analizar esta carga residencial tipo y su efecto en el sistema de distribución que la alimenta. Finalmente, se deberán estudiar las diferentes clases de carga de tipo residencial combinadas con

otros tipos de carga, para observar la influencia que tendrán en la carga general de un alimentador y éste a su vez en la carga total de una subestación.

Antes de proceder al estudio de cada uno de los tipos de carga es necesario subrayar nuevamente la importancia de conocer las características de la carga y cómo afectan al diseño del sistema en general.

### CLASIFICACION DE CARGAS

Existen diversos criterios para la clasificación de las cargas, entre los cuales destacan:

- a) Localización geográfica.
- b) Tipo de utilización de la energía.
- c) Dependencia de la energía eléctrica (confiabilidad).
- d) Efecto de la carga en el sistema de distribución (ciclo de las cargas).
- e) Tarifas.
- f) Especiales.

#### a) LOCALIZACION GEOGRAFICA

Un sistema de distribución debe atender a usuarios de energía eléctrica, tanto los localizados en ciudades como en zonas rurales; por tanto, es obvia una división del área que atiende el sistema de distribución en zonas.

La carga de cada usuario se clasificará de acuerdo con su localización geográfica, destacando peculiaridades típicas de cada zona. Así, por ejemplo, en la zona urbana central de cualquier ciudad se tendrá una elevada densidad de carga, con consumidores constituidos por edificios de oficinas y comercios; asimismo, en una zona urbana habrá densidades de carga menores que en zonas

centrales urbanas, predominando las cargas de tipo residencial. Sin embargo, hay algunas zonas que originan cargas de valor elevado con cargas de tipo industrial medio. En la tabla siguiente se muestran algunos valores de densidades características por zona.

Zonas	MVA/km <sup>2</sup> densidad
Urbana central	40-100
Semiurbana	3-5
Urbana	5-40
Rural	< 5

Densidades típicas por zona

#### b) TIPO DE UTILIZACION DE LA ENERGIA

Las aplicaciones que da el usuario al consumo de energía eléctrica pueden servir como parámetros para clasificar las cargas; así, de estas se tienen, por ejemplo:

Cargas residenciales.

Cargas de iluminación en predios comerciales.

Cargas de fuerza en predios comerciales.

Cargas industriales.

Cargas de municipios o gubernamentales.

Cargas Hospitalarias.

#### c) DEPENDENCIA DE LA ENERGIA ELECTRICA (CONFIABILIDAD)

Considerando los perjuicios que pueden causar las interrupciones de energía eléctrica en las cargas, es posible clasificar éstas en:

1.- Sensibles

2.- Semisensibles

### 3.- Normales

Se entiende por cargas sensibles aquéllas en que una interrupción de alimentación de energía eléctrica, aunque sea momentánea, causa perjuicios considerables; por ejemplo, si hay una interrupción en el proceso de fabricación de hilo rayón, ocurrirá el rompimiento del hilo y por tanto pérdida de producción.

Se consideran cargas semisensibles aquéllas en que una interrupción de energía durante corto tiempo, no mayor de 10 minutos, no causa grandes problemas en la producción o servicios en general.

Finalmente, cargas normales son aquéllas en que una interrupción en un tiempo más o menos largo ( $1 \text{ h} \leq t \leq 5 \text{ h}$ ) no causa mayores perjuicios a la producción o al servicio.

### d) EFECTO DE LA CARGA EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCION Y CICLO DE TRABAJO DE LAS CARGAS

Conforme al ciclo de trabajo, las cargas se pueden clasificar en:

- 1.- Transitorias cíclicas.
- 2.- Transitorias acíclicas.
- 3.- Normales.

Las primeras son aquellas que no funcionan continuamente y que efectúan un ciclo de trabajo periódico, desarrollando las segundas un ciclo de trabajo no periódico no así las normales que trabajan continuamente. La existencia de cargas transitorias impone soluciones más elaboradas, en especial tratándose de cargas de gran potencia, ya que ocasionan perturbaciones en el sistema y deben evitarse.

### e) TARIFAS

Otro criterio de clasificación es la tarifa o la manera de

cobro de la energía que se suministra. Para ello las compañías eléctricas acostumbran a catalogar a sus consumidores de acuerdo con el tipo de carga que consumen. Evidentemente, esto dependerá del criterio de cada compañía.

#### f) ESPECIALES

Dentro de las cargas especiales se distinguen las que introducen asimetrías al sistema y lo desequilibran, por ejemplo: hornos monofásicos eléctricos.

También se pueden considerar especiales las cargas grandes cuya alimentación altera las condiciones de funcionamiento de un sistema, como el Sistema de Transporte Colectivo (Metro), Los centros petroquímicos, etc.

#### DEMANDA

La demanda de una instalación o sistema es la carga en las terminales receptoras tomada en un valor medio en determinado intervalo. En esta definición se entiende por carga la que se mide en términos de potencia (aparente, activa, reactiva o compleja) o de intensidad de corriente. El periodo durante el cual se toma el valor medio se denomina intervalo de demanda y es establecido por la aplicación específica que se considere, la cual se puede determinar por la constante térmica de los aparatos o por la duración de la carga.

La carga puede ser instantánea, como cargas de soldadoras o corrientes de arranque de motores. Sin embargo, los aparatos pueden tener una constante térmica en un tiempo determinado, de tal manera que los intervalos de demanda pueden ser de 15, 30, 60 o más minutos, dependiendo del equipo de que se trate. Se puede afirmar que al definir una demanda es requisito indispensable

indicar el intervalo de demanda, ya que sin esto el valor que se establezca no tendrá ningún sentido práctico.

Por ejemplo, si se quiere establecer el valor de demanda en amperes para la selección o ajuste de fusibles o interruptores se deberán utilizar valores instantáneos de corriente de demanda; sin embargo, esta situación no se presenta en la mayoría de los equipos eléctricos, pues, como ya se mencionó, su dueño en cuanto a capacidad de carga se basa en la elevación de temperatura que pueden alcanzar dentro de márgenes de seguridad, y este cambio de temperatura no es instantáneo ni depende simplemente de la carga que se aplique sino también del tiempo.

Como ejemplos de lo anterior se puede mencionar los cables y transformadores, que tienen una constante de tiempo térmico considerable y por tanto poseen una capacidad de almacenamiento térmico también considerable.

Dado que en muchas partes de un sistema eléctrico las cargas varían entre picos comparativamente agudos y valles profundos, y que la capacidad de estos equipos se basa en carga continua, los conductores y transformadores tendrán una capacidad de carga considerable.

#### DEMANDA MÁXIMA

Las cargas eléctricas por lo general se miden en amperes, kilowatts o kilovolt-amperes. Para que un sistema eléctrico o parte de éste se construya eficientemente se debe saber la demanda máxima del mismo.

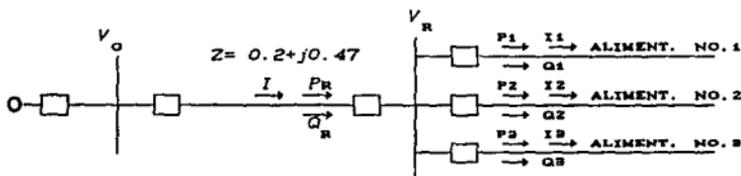
Como ya se ha mencionado, en general las cargas eléctricas rara vez son constantes durante un tiempo apreciable, o sea que fluctúan de manera continua. El valor de la demanda máxima anual

es el valor que con más frecuencia se usa para la planeación de la expansión del sistema. El término demanda a menudo se usa en el sentido de máxima demanda para el periodo que se especifique. Por supuesto, es necesaria la determinación exacta de la máxima demanda de una carga individual cuando en la facturación del cliente se incluye el valor que tome la demanda máxima.

El conocimiento de la demanda máxima de un grupo de cargas y su efecto combinado en el sistema eléctrico es también de gran importancia, dado que la demanda máxima del grupo determinará la capacidad que requiera el sistema. De igual modo, la demanda máxima combinada de un grupo pequeño de consumidores determina la capacidad del transformador que se requiere; así, las cargas que alimentan un grupo de transformadores dan por resultado una demanda máxima, la cual determinará el calibre del conductor y la capacidad del interruptor o del regulador que formen parte de un alimentador primario. La máxima demanda combinada de un grupo de alimentadores primarios determinará la capacidad de la subestación hasta llegar a determinar consecuentemente la capacidad de generación necesaria para todo el sistema.

## EJEMPLO

Una subestación de distribución de la que salen tres alimentadores trifásicos está alimentada por una línea de transmisión trifásica, como se muestra en el diagrama unifilar de la figura.



La impedancia por fase de la línea de transmisión es de  $0.2 + j0.47$  ohms.

La capacitancia de la línea es despreciable.

La magnitud del voltaje entre líneas en las barras colectoras de la subestación de distribución es de 4750 volts.

Se tienen los siguientes datos de las cargas de los alimentadores, medidos a la salida de los alimentadores de la subestación de distribución.

ALIMENTADOR NO. 1:

Corriente en cada fase: 154A atrasada

Potencia real trifásica: 1074 KW

ALIMENTADOR NO. 2:

Potencia real trifásica: 960 KW

Potencia reactiva trifásica: +j720 KVAR (inductiva)

ALIMENTADOR NO. 3:

Potencia real trifásica: 850 KW

Potencia reactiva trifásica: +j778 KVAR (inductiva)

Calcular lo siguiente:

1) Para el alimentador No. 1

Potencia aparente trifásica en KVA

Potencia reactiva trifásica en KVAR

Factor de potencia.

2) Para el alimentador No. 2

Potencia aparente trifásica en KVA

Magnitud de la corriente por fase en amperes

factor de potencia.

- 3) Para el alimentador No. 3  
 Potencia aparente trifásica en KVA  
 Magnitud de la corriente por fase en amperes  
 Factor de potencia.
- 4) Para el extremo receptor de la línea que alimenta la subestación  
 Potencia real trifásica en KW  
 Potencia reactiva trifásica en KVAR  
 Potencia aparente trifásica en KVA  
 Magnitud de la corriente por fase  
 Factor de potencia.
- 5) Para las condiciones en el extremo receptor de la línea definidas en el punto 4:  
 Magnitud del voltaje entre líneas en el extremo generador  
 Regulación de voltaje de la línea  
 Pérdidas reales trifásicas en la línea  
 Eficiencia de la línea.
- 6) Que capacidad trifásica de capacitores, en KVAR, será necesario conectar en las barras colectoras de la subestación para tener en el extremo receptor de la línea un factor de potencia igual a 0.95 atrasado.
- 7) Con los capacitores, cuya capacidad se determinó en el punto anterior, conectados a las barras colectoras de la subestación y suponiendo que el voltaje entre líneas en esas barras se mantiene en 4750 volts, calcular para la línea de transmisión que alimenta la subestación:  
 Magnitud de la corriente por fase en la línea  
 Magnitud del voltaje entre líneas en el extremo generador  
 Regulación de voltaje de la línea  
 Pérdidas reales trifásicas en la línea  
 Eficiencia de la línea.

### SOLUCION

#### PUNTO 1

$$S_1 = V_R I_1 \sqrt{3} = 4.75 \times 154 \times \sqrt{3} = 1267 \text{ KVA}$$

$$Q_1 = \sqrt{S_1^2 - P_1^2} = \sqrt{1267^2 - 1074^2} = 672.17 \text{ KVAR}$$

$$\cos \phi_1 = \frac{P_1}{S_1} = \frac{1074}{1267} = 0.8477$$

PUNTO 2

$$S_z = \sqrt{P_z^2 + Q_z^2} = \sqrt{960^2 + 720^2} = 1200 \text{ KVA}$$

$$I_z = \frac{S_z}{V_n \sqrt{3}} = \frac{1200}{4.75 \sqrt{3}} = 145.86$$

$$\text{COS}\phi_z = \frac{P_z}{S_z} = \frac{960}{1200} = 0.8 \text{ atrasada}$$

PUNTO 3

$$S_a = \sqrt{P_a^2 + Q_a^2} = \sqrt{850^2 + 778^2} = 1152.295 \text{ KVA}$$

$$I_a = \frac{S_a}{V_n \sqrt{3}} = \frac{1152.295}{4.75 \sqrt{3}} = 140.0 \text{ A}$$

$$\text{COS}\phi_a = \frac{P_a}{S_a} = \frac{850}{1152.295} = 0.7377 \text{ atrasada}$$

PUNTO 4

$$P_n = P_1 + P_2 + P_3 = 1074 + 960 + 850 = 2884 \text{ KW}$$

$$Q_n = Q_1 + Q_2 + Q_3 = 672.17 + 720 + 778 = 2170.17 \text{ KVAR}$$

$$S_n = \sqrt{P_n^2 + Q_n^2} = \sqrt{2884^2 + 2170.17^2} = 3609.3 \text{ KVA}$$

$$I = \frac{S_n}{V_n \sqrt{3}} = \frac{3609.3}{4.75 \sqrt{3}} = 438.7 \text{ A}$$

$$\text{COS}\phi_n = \frac{P_n}{S_n} = \frac{2884}{3609.3} = 0.799 \text{ atrasada}$$

PUNTO 5

$$V_o = V_n + I(R + jX_L) \quad V_n = \frac{4750}{\sqrt{3}} = 2742.4 \text{ volts} \quad I = 438.7 \angle -36.9^\circ$$

$$V_o = 2742.4 + 438.7 \angle -36.9^\circ \times 0.5108 \angle 66.95^\circ = 2938.63 \angle 2.18^\circ \text{ V}$$

$$\text{Reg} = \frac{2938.63 - 2742.4}{2742.4} \times 100 = 7.15\%$$

$$p = 3RI^2 = 3 \times 0.2 \times 438.7^2 \times 10^{-3} = 115.47 \text{ KW}$$

$$P_o = 2884 + 115.47 = 2999.5$$

$$n = \frac{P_n}{P_o} = \frac{P_o - p}{P_o} = 1 - \frac{115.47}{2999.5} = 0.96$$

Solución aproximada:

$$V_o = V_n + RI \text{ COS}\phi - X_L I \text{ SEN}\phi$$

$$= 2742.4 + 2 \times 438.7 \times 0.799 + 0.47 \times 438.7 \times 0.061$$

$$= 2742.4 + 70.10 + 123.92$$

$$= 2936.42 \text{ V}$$

$$\text{Reg} = \frac{2936.42 - 2742.4}{2742.4} \times 100 = 7.05\%$$

PUNTO 6

$$Q_c = P_R (\tan \phi_R - \tan \phi_R)$$

$$\cos^{-1} 0.799 = 36.96^\circ$$

$$\tan 36.96 = 0.7526$$

$$Q_c = 2884 (0.7526 - 0.32868)$$

$$\cos^{-1} 0.95 = 18.19^\circ$$

$$Q_c = 1225.585 \text{ KVAR}$$

$$\tan 18.19^\circ = 0.32868$$

$$\sin 18.19^\circ = 0.31225$$

$$Q'_R = 2170.17 - 1222.585 = 947.585 \text{ KVAR}$$

$$S'_R = \frac{2884}{0.95} = 3035.79 \text{ KVA}$$

$$I'_R = \frac{S_R}{V_R \cdot \sqrt{3}} = 369 \text{ A}$$

$$p = 3RI^2 = 3 \times 0.2 \times 369^2 \times 10^{-3} = 115.47 \text{ KW}$$

$$P_o = 2284 + 81.7 = 2965.7 \text{ KW}$$

$$n = 1 - \frac{81.7}{2965.7} = 0.97$$

Solución aproximada:

$$V_o = 2742.4 + 0.2 \times 369 \times 0.95 + 0.47 \times 369 \times 0.31225$$

$$= 2747.4 + 7011 + 54.15 = 2866 \text{ V}$$

$$V_{o1} = 2866.66 \sqrt{3} = 4965.2 \text{ V}$$

$$\text{Reg} = \frac{2866.66 - 2742.4}{2742.4} \times 100 = 4.53\%$$

## CAPITULO III

### III.1 METODO PARA EL PRONOSTICO DE DEMANDA

El predictor que se presenta en este trabajo es un modelo de ciclo cerrado cuya retroalimentación la define al comparar cada uno de los valores pronosticados con cada uno de los valores reales correspondientes una vez que estos son conocidos. La comparación consiste en restar del valor pronosticado del valor real y afectar esta diferencia por un parametro  $W$ , que comentaremos en su oportunidad, pudiendo ser el resultado positivo o negativo, según que el valor pronosticado sea mayor o menor que el valor real respectivamente. Con este modelo detecta si esta por arriba o por debajo del patrón de consumo y corrige su desviación para el siguiente pronóstico. Este proceso tiene lugar dentro de una banda determinada por la calidad de los datos reales, de la cual nos ocuparemos después, sólo diremos de momento que tal banda constituye lo que hemos dado en llamar el filtro horario.

Además del filtro horario que califica, a cada uno de los valores reales para poder actualizar el modelo, este cuenta también con un filtro para días especiales, festivos por ejemplo, o anormales debido a un disturbio o a otra anomalía en el sistema. Como se verá más adelante, estos días presentan características muy diferentes comparados con días normales. Es importante que el modelo detecte y no considere estos días para su actualización ya que deformaría los patrones de consumo que retiene para días normales.

El predictor tiene un horizonte de uno hasta siete días de la

semana para tratar a cada uno de los días de la semana en forma individual y no por grupos, ya que de esta forma se obtiene mayor precisión en los pronósticos emitidos, en una serie de pruebas que se efectuaron con los datos reales de generación del Sistema del Área de Control Central.

### III.2 PROCESOS DEL METODO

El predictor consta fundamentalmente de los siguientes procesos: Inicialización, Pronóstico y Actualización.

#### INIZIALIZACION.

El modelo requiere de los datos de 28 a 140 días para *aprender* los patrones de consumo de la demanda, aún cuando con 28 días de inicialización los pronósticos son satisfactorios, es recomendable inicializar con 140 días ya que de esta manera sus variables serán estables y su *aprendizaje* de los patrones de consumo será mejor.

#### PRONOSTICO.

Después de haber sido inicializado, el predictor está en condiciones de emitir sus pronósticos con un horizonte de 7 días posteriores a la fecha en que hayan sido cargados los últimos datos reales en bloques de 24 valores antes de requerir ser actualizados.

El modelo cuenta también con la evaluación de los pronósticos contra lo real para juzgar la precisión de los pronósticos para el sistema eléctrico.

#### ACTUALIZACION.

La actualización con los datos conocidos de un nuevo día es muy importante para el modelo pues le informan de los cambios recientes en la demanda y con ello actualiza sus patrones de

consumo. Para que se pueda llevar a cabo la actualización entra en juego dos factores de suma importancia:

Filtro para días anormales y el filtro horario.

#### FILTRO PARA DIAS ANORMALES.

Como se mencionó en párrafos anteriores, hay días anormales que deben ser detectados antes de efectuar la actualización. Es el filtro para días anormales el que se encarga de determinar si el nuevo día es no estadísticamente aceptable. Si no lo es tal día se rechaza y no hubo actualización; si es aceptado pasa a la siguiente fase de actualización.

#### FILTRO HORARIO.

Una vez que el nuevo día ha sido aceptado por el filtro para días anormales, el filtro horario es el que califica a cada uno de los 24 valores nuevos valiéndose de una banda de calidad determinada por los datos reales.

Hay que precisar que cada hora de cada día de la semana tiene su propio patrón de consumo y su propia banda de calidad. Pues bien, los valores nuevos caen dentro de dicha banda pasan directamente a conformar la actualización: los que caen fuera de ella, son tratados como se indica a continuación y esta es propiamente la función más importante del llamado filtro horario.

A diferencia del filtro para días anormales que acepta o rechaza el valor que juzga, el filtro horario no rechaza totalmente el valor que cae fuera de su banda de calidad, pues utiliza su información para mover ligeramente el patrón de consumo hacia arriba o hacia abajo, según se indique el nuevo valor que califica, con este mecanismo se logran dos importantes objetivos:

a) El modelo se protege contra variaciones bruscas en los hábitos de consumo, que bien pudieran deberse a algún disturbio en el

sistema o a errores en el manejo de la información.

b) El modelo se hace sensible (*adaptativo*) a posibles cambios en los hábitos de consumo ya que al detectar por donde anda algún valor nuevo, y si este se sostiene por tal valor, el modelo se adapta a este nuevo hábito de consumo.

Quizá no este claro lo que acontece a los datos que caen fuera de la banda de calidad del filtro horario cuando su valor cae, por ejemplo por arriba de la banda, lo que hace el filtro es saturarlo a la frontera superior de dicha banda y este nuevo valor generado, menor que el original, es el que se considera para la actualización. Caso contrario, si el nuevo dato cae por debajo de la banda, es llevado a la frontera inferior de la misma y tal valor mayor que el dato original, es el que se toma para la actualización.

En otras palabras, con el proceso anterior se generan valores nuevos que sean congruente con los patrones de consumo dentro del margen de aceptación dado por la calidad de la información, que no es otra cosa que error residual inherente de dicha información como observamos en la figura 3.1 en donde  $R$  es el valor real a calificar y  $Q$  es el patrón de consumo de la hora  $i$  del día  $j$ .  $N$  es el nuevo valor generado que servirá para la actualización y  $\Delta Q$  es la calidad de la información expresada en MW para el caso:

$$a) N = Q + \Delta Q$$

$$b) N = Q - \Delta Q$$

En forma de ilustración observamos las siguientes figuras:

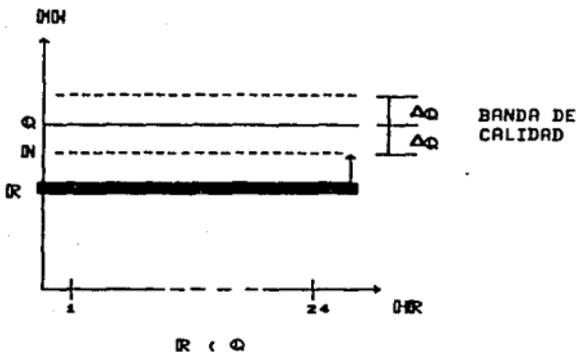
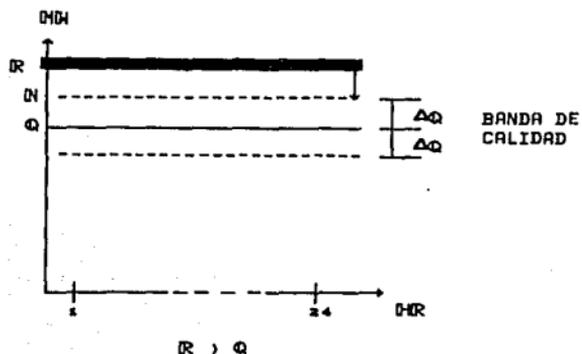


Fig. 3.1

### III.3 DESARROLLO DE LA FORMULA PARA PRONOSTICAR

La formula que se desarrolla para pronosticar se basa en el siguiente razonamiento:

Para el desarrollo de la formula existe una idea muy valida acerca

de nuestra realidad y sobre la cual se basa éste y muchos otros trabajos. El principio en el caso de un sistema eléctrico real, la estimación de la demanda en un día determinado puede considerarse como base la que ocurrió en un día similar pasado. De esta forma si por ejemplo el Lunes anterior ocurrió una demanda de 4600 MW a las veinte horas, se puede adelantar que a la misma hora del Lunes siguiente la demanda esté también alrededor de dicho valor y entre mayor sea el sistema mayor será la certidumbre de la predicción que hagamos, puesto que un sistema de gran magnitud, por su propia inercia se opone más a los cambios.

Sean dos eventos pasados A y R de tal modo que R sea mas reciente que A imaginemos que estamos en espera de que ocurra un tercer evento el día de hoy, si suponemos que las características del medio en que se dieron A y R son similares, es lógico pensar que A y R son muy similares también, vamos a llamar P al evento que sucederá que existen casi las mismas condiciones que se dieron en A y R. Ahora surge la pregunta de cómo podemos estimar P, veamos la siguiente figura.



Fig. 3.2

Como observamos en la figura se le da más crédito a lo más reciente y menos al mas antiguo, pero surge ahora la pregunta ¿Que peso le daremos al evento antiguo y que peso al evento más reciente? para esto tenemos el siguiente desarrollo:

$$IP = A W_1 + R W_2 \dots \text{[1]}$$

$$1 = W_1 + W_2 \dots \text{[2]}$$

En donde

IP = Pronóstico

A = Evento Antiguo

R = Evento Reciente

W<sub>1</sub> = Peso del evento antiguo

W<sub>2</sub> = Peso del evento reciente

Despejando W<sub>1</sub> de La Ec. [2]

$$W_1 = 1 - W_2 \dots \text{[3]}$$

Sust. [3] en [1]

$$IP = A(1 - W_2) + R W_2$$

$$IP = A - A W_2 + R W_2$$

$$IP = A + W_2(R - A) \dots \text{[4]}$$

La formula [4] La tenemos en función del peso del evento reciente (W<sub>2</sub>).

Despejando W<sub>2</sub> tenemos:

$$W_2 = \frac{IP - A}{R - A} \dots \text{[5]}$$

La formula [5] se utilizará en el siguiente tema para determinar el peso que se le dará a un día antiguo y a un día reciente para el nuevo pronóstico.

$$W_2 = 1 - W_1 \dots \text{[6]}$$

$$IP = A W_1 + R(1 - W_1)$$

$$IP = A W_1 + R - R W_1$$

$$IP = W_1(A - R) + R \dots \text{[7]}$$

ESTA TESIS NO DEBE  
SALIR DE LA BIBLIOTECA

La formula  $\bar{7}$  la tenemos en función de el peso del evento antiguo ( $D_{i-1}$ )

A continuación veremos el uso que se le dará a la expresión número 4. Necesitamos primero un arreglo de trabajo para almacenar 24 elementos. Vamos a suponer que disponemos de los datos de potencia demandada de cada hora de un día de la semana por ejemplo de un lunes. Este lunes debe ser un día no festivo y no debe encontrarse en un período vacacional. Ahora llenemos el arreglo que tenemos con las cargas de cada hora de este día, desde la hora 1 hasta la 24. Con este arreglo de 24 elementos, cada uno con la carga demandada en una hora del día, podemos decir que ya tenemos la referencia mínima necesaria para estimar lo que podrá pasar en un día semejante al que estamos tratando en cuanto a demanda por hora se refiere.

Un día que tiene las características más semejantes a un lunes es, claro está, otro lunes (en términos de días normales). Y como el día del que hablamos en el párrafo anterior está bajo ciertas condiciones entonces la referencia mínima que tenemos en nuestro arreglo de 24 valores sirve solamente para considerar la demanda que habrá en otro día lunes en esas mismas condiciones como la mayoría de los días del año son días laborales y no festivos tomemos como normales estas características y llamemos así a los días comprendidos en estos periodos. Así pues, la carga de cada hora del lunes normal que tomamos como ejemplo en la figura 3.3 nos servirá como referencia para otro lunes también normal.

Digamos que ha llegado el momento en el cual, aparte de la información con que contamos en nuestro arreglo original, contamos ya también con los datos de la demanda ocurrida en otro lunes normal siguiente, es decir otros 24 valores de la carga horaria de

este día más reciente. Para obtener una estimación aceptable de otro Lunes a futuro, hay que relacionar la información más antigua con la más reciente según una proporción o peso dado a cada conjunto de datos. Esto tiene el efecto de *refrescar* la información.



Fig. 3.3 Relación de datos para realizar el pronóstico. La fórmula [4] es la que utiliza el predictor para emitir los futuros pronósticos para esto la fórmula, quedaría modificada de la siguiente manera:

$$P_{i,j+7} = A_{i,j} + [R_{i,j} - A_{i,j}] W_{i,j+7} \dots [5]$$

i = horas del día (1,2,...,24)hrs.

j = días de la semana (1 = Lun, 2 = Mar,...,7 = Dom)

P<sub>i,j+7</sub> = demanda horaria pronosticada para la hora i del día j+7 (j+7 se refiere a 7 días posteriores a la fecha actual j)

R<sub>i,j</sub> = carga reciente de la hora i del día j

A<sub>i,j</sub> = carga actual de la hora i del día j

W<sub>i,j+7</sub> = es un parametro que cuantifica la diferencia expresada entre paréntesis y que hace las veces de un amortiguador, ya que su efecto es hacer más o menos dinámico al modelo.

Según se indica en la figura 3.3 para obtener una estimación correspondiente a un lunes futuro, se debe combinar, según la relación que aparece en el rectángulo, el valor de carga de cada

hora del Lunes que teníamos en un principio, con el valor de carga de la misma hora del Lunes más reciente. Resulta muy importante que se comprenda bien este proceso.

Los arreglos que aparecen en la figura 3.3 representan la forma en que se llevará a cabo este método de pronóstico. Como se recordara, al empezar este proceso se debió llenar un arreglo de 24 casillas con los valores de demanda de cada hora de un día, este procedimiento como ya se menciono anteriormente se llama *inicialización*. Ahora bien cuando llega información más reciente vemos que ésta se debe combinar con la que traemos de la inicialización con el fin de obtener un pronóstico aceptable a lo anterior se le conoce como *actualización*. Y conforme llegue información más reciente habrá que seguir actualizando para obtener nuevos pronósticos. En este caso, cuando pase el tiempo y contemos ya con valores reales de otro Lunes, el Lunes estimado de nuestro ejemplo pasará a ser el *Lunes anterior* y su carga por ahora será la carga de referencia, mientras que la información nueva será la carga real del Lunes más reciente. Por ello denominamos a la carga del arreglo de la izquierda *carga de referencia* debido a que en la inicialización es la carga reciente de un día y en la actualización los valores de carga que se han procesado.

#### III.4 PESO HISTORICO DE DIAS ANTERIORES

Hay que poner especial atención en los valores que constituyen el arreglo  $A_{i,j}$  pues en apariencia son los valores reales tal como aparecen. Esto puede ser cierto para la mayoría de ellos pero no necesariamente para todos pues recordemos el

mecanismo que el filtro horario aplica a todos y cada uno de los valores nuevos de carga real antes de ser aceptados en la actualización.

Expresando nuevamente la ecuación mas sencilla [4] para hacer algunos comentarios:

a) Si  $\omega = 0$

$$P = A + 0 (R - A)$$

$$P = A$$

Tendremos un modelo muy dinámico, porque al no *aprender* de la historia que maneja está expuesto a las variaciones de los últimos datos conocidos.

b) Si  $\omega = 1$

$$P = A + 1(R - A)$$

$$P = A + R - A$$

$$P = R$$

Tendremos un modelo estático, en el cual siempre estaremos pronosticando el mismo pronóstico  $R$ .

Tanto en el inciso a) como el b) se tienen modelos de ciclo abierto porque al no comparar los pronósticos contra algún valor dinámico de referencia no pueden detectar por donde andan los valores pronosticados y no son capaces de corregir sus desviaciones.

De aquí que obtengamos dos importantes conclusiones:

- 1.- El parámetro  $\omega$  está definido en el intervalo abierto  $(0,1)$ .
- 2.- El segundo término de la ecuación [4] es el que hace posible que nuestro predictor sea de ciclo cerrado ya que el pronóstico  $P$  estará comprendido entre los valores  $A$  (dato antiguo) y  $R$  (dato reciente), como se ilustra en la figura 3.4.



$$A > R$$



$$A < R$$

Fig. 3.4

La forma mas sencilla y conservadora de manejar el parámetro  $\Omega$  es hacerlo igual a 0.5 para todos y cada uno de los 24x7 valores en que interviene.

Con tal valor para  $\Omega$ , La ecuación  $\square$  quedará como sigue:

$$P = A + \Omega (R - A) \dots \square$$

$$\Omega = 0.5$$

$$P = A + 0.5 (R - A)$$

$$P = A + 0.5R - 0.5A$$

$$P = 0.5A + 0.5R$$

$$P = 0.5(A + R)$$

Pero tampoco es aceptable el pronóstico para esto a partir de la ecuación desarrollada en el tema anterior nos servirá para precisar que valor tendrá  $\Omega$  para nuestros pronósticos, partiendo por tanto de la ecuación  $\square$  tenemos:

$$W = \frac{P - A}{R - A} \dots \dots \text{[5]}$$

Expresando la ecuación [5] con la misma nomenclatura que la ecuación [4] para cada día de la semana tendremos la formula para calcular por medio de datos estadísticos el valor de  $W_{t,j+7}$  para los futuros pronósticos.

$$W_{t,j+7} = \frac{P_{t,j+7} - A_{t,j}}{R_{t,j} - A_{t,j}} \dots \dots \text{[6]}$$

## CAPITULO IV

### IV.1 ANALISIS DE LA INFORMACION

Clasificación de días normales y anormales, como mencionamos en el capítulo anterior existen días anormales que deben ser detectados para excluirlos de los procesos de la inicialización y actualización, con objeto de evitar que deformen los patrones de consumo.

Para poder hablar de días anormales, debemos definir primero los días normales: por días normales entendemos aquellos cuyas fechas no sean festivas o bien que no hayan registrado disturbios de cierta magnitud en el sistema.

La definición anterior, aún cuando es un tanto subjetiva, nos dará las bases para llevar a cabo un primer análisis de cada uno de los días de la semana.

El análisis consiste en determinar, para una muestra de un año (1990), la media  $\bar{X}_j$  y la desviación estándar  $S_j$  de la demanda  $D_j$  de cada día de la semana.

Sea  $j$  el día de la semana y  $n$  el tamaño de la muestra.

Así, la media  $\bar{X}_j$  estará dada por:

$$\bar{X}_j = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n [D_j]_k \dots\dots \boxed{40}$$

y la desviación estándar  $S_j$  por:

$$S_j = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{k=1}^n [D_j - \bar{X}_j]_k^2} \dots\dots \boxed{41}$$

Con  $X_j$  y  $S_j$  determinados, ya estamos en condiciones de establecer nuestro filtro de energía, tomando como límite inferior a  $X_j - S_j$  y como límite superior a  $X_j + S_j$ , pero estamos más interesados en investigar la relación que guardan  $X_j$  y  $S_j$  y para esto utilizaremos la siguiente expresión:

$$L_j = \frac{S_j}{X_j} \dots\dots \boxed{12}$$

encontrando que, para cada muestra y para cada día de la semana, el valor de  $L_j$  permanecía en un valor aproximado de 0.02.

Independientemente del tamaño  $n$  de la muestra y del día  $j$  de la semana.

De manera que en vez de tener un valor de  $L_j$  para cada día de la semana, tenemos un solo valor de  $L_j$  para los siete días de la semana.

El objetivo de lo que hasta aquí hemos hecho es para lo siguiente:

1.- Calificar a los días como normales o anormales en función de su energía.

2.- Encontrar un valor contra el cual comparar si un determinado día se debe considerar como normal o anormal.

Tal valor es  $X_j$

3.- Determinar un valor para con él formar una banda de tolerancia, dentro de la cual los días se consideren normales y fuera de ella anormales. Dicho valor es  $L_j$ .

#### IV.2 FILTRO PARA DIAS ANORMALES

Calcule la media de la energía  $X_j$  mediante una fórmula que nos permita actualizar día con día y obtener inmediatamente el cálculo,

para esto tenemos el siguiente desarrollo para obtener la media:

Partiendo de la ec. 10

$$X_j = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n [D_j]_k \dots\dots \text{ec. } \text{10}$$

Calculo de la MEDIA para n datos.

$$X_n = \frac{D_1}{n} \quad \text{para } n=1$$

$$X_n = \frac{D_1 + D_2}{n} \quad \text{para } n=2$$

$$X_n = \frac{D_1 + D_2 + D_3}{n} \quad \text{para } n=3$$

$$X_n = \frac{D_1 + D_2}{n} + \frac{D_3}{n}$$

$$X_n = \frac{\boxed{\frac{D_1 + D_2}{(n-1)}}}{(n-1)} + \frac{D_3}{n} \quad \rightarrow \text{esto es la media anterior } (X_{n-1})$$

$$X_n = \frac{X_{n-1}}{n-1} + \frac{D_3}{n}$$

$$X_n = \frac{(n-1) X_{n-1}}{n} + \frac{D_3}{n}$$

Por lo tanto nuestra formula general nos quedaria de la siguiente manera:

$$X_n = \frac{(n-1) X_{n-1} + D_n}{n} \dots\dots \text{ec. } \text{11}$$

Para  $n \geq 3$

En donde n es el contador de datos que estan entrando en juego.

La formula [18] nos servirá para lo siguiente; inicialmente tenemos una media original pero al obtener una demanda nueva tenemos un dato reciente que tenemos que agregar para obtener la media pero en este caso ya no hay que sumar todos los datos y dividirlos por el número de estos mismos, de esta manera solamente agregamos la media anterior, la demanda nueva y queda actualizada con el dato nuevo.

Ejemplo:

Si tenemos los siguientes datos;

JUE 910104 con una demanda de 2483 MW a la hora 1

JUE 910111 con una demanda de 2567 MW a la hora 1

$$X_2 = \frac{2483 + 2567}{2} = 2525 \text{ para } n = 2$$

y con otro día tendríamos un dato nuevo, JUE 910118 con una demanda de 2457 MW a la hora 1 tendríamos que hacer lo siguiente:

$$X_3 = \frac{2483 + 2567 + 2457}{3} = 2502.33 \text{ para } n = 3$$

Ahora bien teniendo la media anterior  $X_2$  y aplicando nuestra formula [18] calculamos la media de la siguiente manera:

$$X_3 = \frac{(3-1)(2525) + 2457}{3} = 2502.33$$

Obtenemos el mismo resultado pero con la ventaja de que no hay que sumar todos los datos, únicamente teniendo la media anterior y el dato nuevo más reciente obtenemos la media actualizada hasta el último dato que tengamos.

La expresión [18] es idéntica a la formula [10] pero ofrece la facilidad de poder actualizar  $X_n$  para cada nuevo valor de demanda de energía  $D_j$ .

Con  $L_j$  dado por [12] y  $X_n$  por [18] determinamos los límites

inferior  $L_x$  y superior  $L_g$  como sigue:

$$L_x = (1 - L)X_n = (1 - 0.02)X_n = 0.98X_n \dots\dots [14]$$

$$L_g = (1 + L)X_n = (1 + 0.02)X_n = 1.02X_n \dots\dots [15]$$

El filtro de energía quedará definido de la siguiente manera:

Sea  $D_{j+1}$  la energía del nuevo día a juzgar.

Entonces, si

$$L_x \leq D_{j+1} \leq L_g \dots\dots [16]$$

el nuevo día es considerado normal, de lo contrario anormal.

Al someter a prueba el filtro de energía con la base de datos encontramos en cuanto a los límites ( $L_x$ ) funcionó de manera satisfactoria, rechazando los días que efectivamente estaban considerados como anormales.

La prueba se efectuó con la información de enero de 1990 a diciembre del mismo año.

En lo que se refiere al límite superior  $L_g$  los resultados no fueron del todo buenos pues tenemos para los viernes un coeficiente de variación de 0.0587 y para el domingo 0.0412 por lo que se tuvieron problemas al utilizar el filtro con los valores de 0.02 porque se rechazaban algunos días considerados normales de esta manera se optó por tener un filtro en el límite superior de 0.04 dado que era el que presentaba problemas y dando solución a este problema que había surgido con este límite.

Por lo que el filtro al que se llegó es el siguiente:

$$L_x = (1-L)X_n = (1-0.02)X_n = 0.98X_n \dots\dots [17]$$

$$L_g = (1+L)X_n = (1+0.04)X_n = 1.04X_n \dots\dots [18]$$

### IV.3 FILTRO HORARIO

Así como hay días que presentaban anomalía con respecto a su energía, los hay también en los que, aún habiendo sido aceptados por el filtro de energía, presentan anomalía en uno o más de sus 24 valores. Este tipo de anomalía se debe básicamente a errores en el manejo de la información, desde su fuente de obtención hasta la utilización en los archivos de la computadora.

Como se mencionó al principio, es nocivo para el método aceptarlos tal cual. De modo que hay que detectarlos, y esta será la segunda parte del análisis de la información.

Este análisis será un tanto similar al que efectuamos para determinar el filtro de energía, solo que ahora encontraremos la media  $\bar{X}_{i,j}$  y la desviación estándar  $S_{i,j}$  de cada una de las 24 horas de cada día de la semana de la demanda horaria  $D_{i,j}$ .

Considerando como hasta ahora  $i$  la hora del día,  $j$  el día de la semana y  $n$  el tamaño de la muestra. Entonces, la media  $\bar{X}_{i,j}$  de la demanda horaria estará dada por:

$$\bar{X}_{i,j} = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n [D_{i,j}]_k \dots\dots\dots (19)$$

y la desviación estándar  $S_{i,j}$  por:

$$S_{i,j} = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{k=1}^n [X_{i,j} - D_{i,j}]_k^2} \dots\dots\dots (20)$$

Ahora, al igual que en (12) encontramos la relación entre  $\bar{X}_{i,j}$  y  $S_{i,j}$ , coeficiente de variación.

$$L_{i,j} = \frac{S_{i,j}}{X_{i,j}} \dots\dots\dots [21]$$

Aquí no sucede como en [12] que el valor de  $L_j$  permanecia aproximado a un determinado valor constante. La variación de la demanda horaria es más aleatoria con respecto a su media, encontrándose valores para  $L_{i,j}$  que van desde 0.022 hasta 0.099 y mayores aún como se puede observar en la última columna de las tablas mostradas en las páginas 94 a 100 con la variante de que ahí  $L_{i,j}$  está consignado en porciento.

Los días considerados en este análisis fueron días normales quitando manualmente días festivos o días anormales por disturbios desde el 1 de Enero de 1990 al 9 de diciembre de 1990, por lo que en el cuadro siguiente observamos las muestras tomadas para cada día de la semana.

TABLA DE MUESTRAS TOMADAS DURANTE EL AÑO DE 1990 PARA DIAS NORMALES

DIAS DE LA SEMANA	MUESTRAS TOMADAS EN DIAS
LUNES	42
MARTES	42
MIERCOLES	28
JUEVES	44
VIERNES	47
SABADO	46
DOMINGO	46
TOTAL	295

De esta manera tenemos hasta aquí tanto el filtro horario con sus valores respectivos ya mencionados pero deducidos de estos datos y dado que es un sistema demasiado grande su variación o su tendencia a los cambios es casi nula por lo que sus características son casi las mismas tanto para este año como para los siguientes.

En las siguientes páginas reportamos los datos estadísticos tanto de la media desviación estandar, y el coeficiente de variación para el calculo de los filtros así como también las curvas medias típicas de cada día de la semana durante el año de 1990.

**REPORTE DE PARAMETROS  
ESTADISTICOS PARA EL LUNES  
ANALISIS DEL 900101 AL 901209**

HR	MEDIA MW	DESVIACION ESTANDAR MW	COEFICIENTE DE VARIACION %
1	2188	91	4.1659
2	2092	83	3.9578
3	2075	72	3.4883
4	2074	70	3.3648
5	2155	71	3.2716
6	2422	94	3.8777
7	2910	196	6.7252
8	3224	149	4.6351
9	3437	107	3.1260
10	3523	82	2.3358
11	3574	83	2.3160
12	3587	85	2.3705
13	3581	104	2.9107
14	3551	124	3.4918
15	3557	105	2.9620
16	3552	90	2.5478
17	3618	117	3.2454
18	3767	207	5.5021
19	4190	305	7.2897
20	4393	133	3.0332
21	4273	90	2.1130
22	3792	100	2.6355
23	3247	94	2.8904
24	2860	114	3.9822

MEDIA DE LA ENERGIA..... 77640  
 DESVIACION ESTANDAR DE LA ENERGIA..... 1245  
 COEFICIENTE DE VARIACION..... 1.6036

**REPORTE DE PARAMETROS  
ESTADISTICOS PARA EL MARTES  
ANALISIS DEL 900101 AL 901209**

HR	MEDIA	DESVIACION	COEFICIENTE
	MW	ESTANDAR	DE VARIACION
		MW	%
1	2595	99	3.8249
2	2521	109	4.3160
3	2487	102	4.1055
4	2491	99	3.9735
5	2542	95	3.7191
6	2741	95	3.4512
7	3147	160	5.0999
8	3404	104	3.0593
9	3550	125	3.5283
10	3616	105	2.9075
11	3656	115	3.1587
12	3648	119	3.2736
13	3644	123	3.3770
14	3626	105	2.8867
15	3613	99	2.7423
16	3621	109	3.0207
17	3682	116	3.1379
18	3858	218	5.6515
19	4253	310	7.2921
20	4461	133	2.9737
21	4279	106	2.4839
22	3823	122	3.1961
23	3285	114	3.4550
24	2892	114	3.9591

MEDIA DE LA ENERGIA..... 81433  
 DESVIACION ESTANDAR DE LA ENERGIA..... 1439  
 COEFICIENTE DE VARIACION..... 1.7668

**REPORTE DE PARAMETROS  
ESTADISTICOS PARA EL MIERCOLES  
ANALISIS DEL 900101 AL 901209**

HR	MEDIA MW	DESVIACION ESTANDAR MW	COEFICIENTE DE VARIACION %
1	2599	126	4.8463
2	2488	127	5.1047
3	2471	123	4.9584
4	2491	113	4.5404
5	2530	116	4.5672
6	2810	130	4.6321
7	3224	144	4.4610
8	3466	119	3.4381
9	3566	111	3.1099
10	3627	81	2.2408
11	3652	83	2.2593
12	3641	97	2.6660
13	3643	91	2.4991
14	3600	111	3.0707
15	3558	210	5.8897
16	3612	118	3.2734
17	3720	159	4.2837
18	3921	273	6.9675
19	4437	239	5.3814
20	4530	121	2.6745
21	4309	99	2.2900
22	3814	132	3.4707
23	3325	101	3.0473
24	2913	66	2.2739

MEDIA DE LA ENERGIA..... 81948  
 DESVIACION ESTANDAR DE LA ENERGIA..... 1535  
 COEFICIENTE DE VARIACION..... 1.8726

**REPORTE DE PARAMETROS  
ESTADISTICOS PARA EL JUEVES  
ANALISIS DEL 900101 AL 901209**

HR	MEDIA	DESVIACION ESTANDAR	COEFICIENTE DE VARIACION
	MW	MW	%
1	2627	97	3.6783
2	2526	108	4.2881
3	2480	105	4.2405
4	2482	93	3.7362
5	2529	94	3.7048
6	2761	106	3.8340
7	3144	150	4.7587
8	3383	147	4.3452
9	3557	80	2.2374
10	3630	85	2.3372
11	3645	75	2.0544
12	3636	89	2.4444
13	3611	95	2.6258
14	3608	90	2.4826
15	3587	93	2.5839
16	3620	107	2.9621
17	3661	272	7.4413
18	3620	297	7.7720
19	4247	350	8.2387
20	4492	125	2.7909
21	4289	94	2.1886
22	3819	110	2.8908
23	3297	123	3.7305
24	2898	72	2.4891

MEDIA DE LA ENERGIA..... 81350  
 DESVIACION ESTANDAR DE LA ENERGIA..... 1596  
 COEFICIENTE DE VARIACION..... 1.9619

**REPORTE DE PARAMETROS  
ESTADISTICOS PARA EL VIERNES  
ANALISIS DEL 900101 AL 901209**

HR	MEDIA MW	DESVIACION ESTANDAR MW	COEFICIENTE DE VARIACION %
1	2630	144	5.4805
2	2550	128	5.0368
3	2496	128	5.1088
4	2516	128	5.0972
5	2569	132	5.1297
6	2789	166	5.9415
7	3116	225	7.2238
8	3382	216	6.3831
9	3553	223	6.2689
10	3591	227	6.3207
11	3608	234	6.4755
12	3613	221	6.1038
13	3582	224	6.2649
14	3555	218	6.1421
15	3545	217	6.1327
16	3565	234	6.5670
17	3616	237	6.5557
18	3785	271	7.1510
19	4184	313	7.4797
20	4363	186	4.2684
21	4189	183	4.3705
22	3769	198	5.2476
23	3336	175	5.2586
24	2995	149	4.9700

MEDIA DE LA ENERGIA..... 80895  
 DESVIACION ESTANDAR DE LA ENERGIA..... 3720  
 COEFICIENTE DE VARIACION..... 4.5990

**REPORTE DE PARAMETROS  
ESTADISTICOS PARA EL SABADO  
ANALISIS DEL 900101 AL 901209**

HR	MEDIA MW	DESVIACION ESTANDAR MW	COEFICIENTE DE VARIACION %
1	2736	156	5.6898
2	2568	61	2.3774
3	2503	63	2.5096
4	2504	53	2.1109
5	2508	72	2.8856
6	2620	67	2.5480
7	2778	100	3.6101
8	2961	107	3.6076
9	3100	127	4.0921
10	3163	119	3.7672
11	3189	118	3.7061
12	3158	105	3.3126
13	3109	102	3.2837
14	3056	130	4.2461
15	2971	113	3.8200
16	2961	148	5.0112
17	2990	144	4.8135
18	3125	232	7.4133
19	3559	291	8.1708
20	3825	100	2.6200
21	3674	178	4.8407
22	3381	104	3.0772
23	3049	122	4.0040
24	2706	95	3.5146

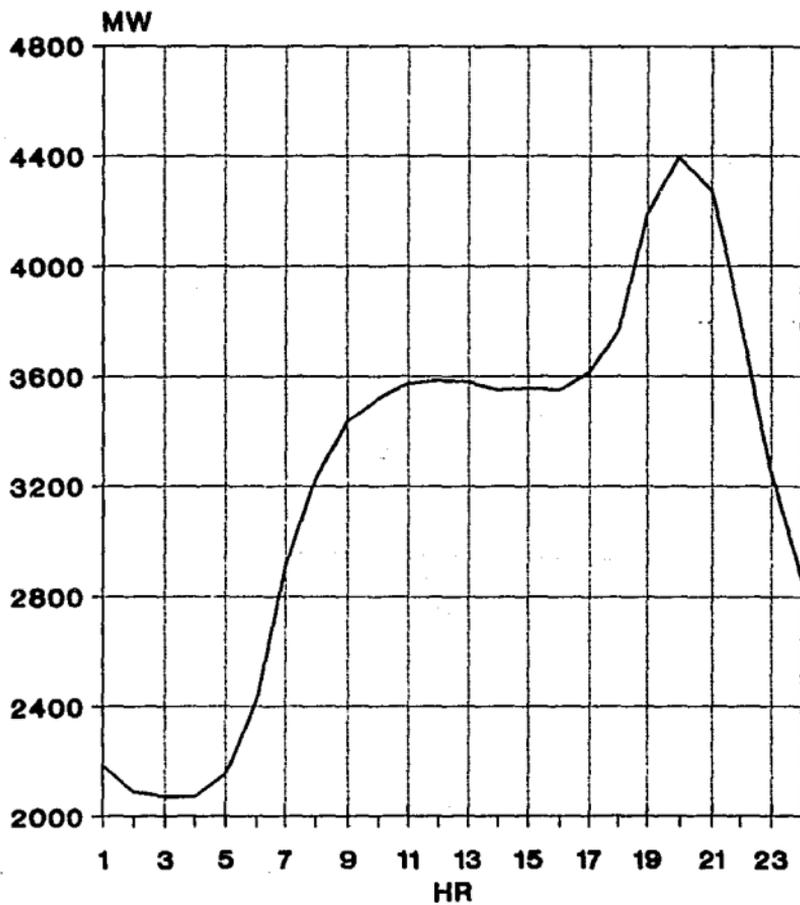
MEDIA DE LA ENERGIA..... 72193  
 DESVIACION ESTANDAR DE LA ENERGIA..... 1675  
 COEFICIENTE DE VARIACION..... 2.3204

**REPORTE DE PARAMETROS  
ESTADISTICOS PARA EL DOMINGO  
ANALISIS DEL 900101 AL 901209**

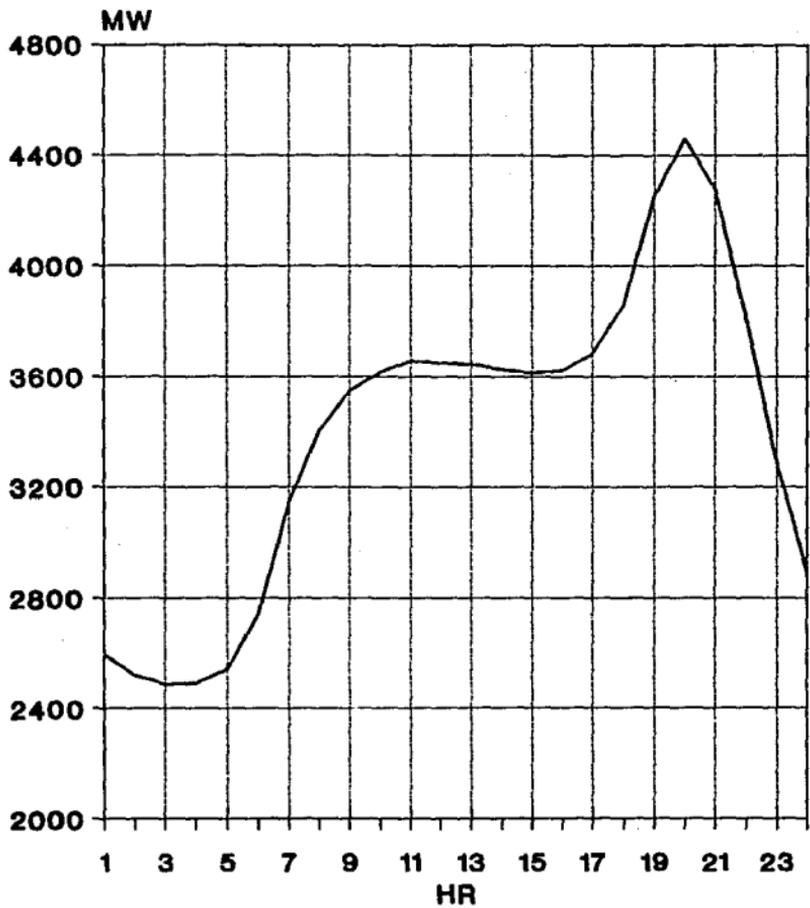
HR	MEDIA MW	DESVIACION ESTANDAR MW	COEFICIENTE DE VARIACION %
1	2472	98	5.6898
2	2312	114	2.3774
3	2249	109	2.5096
4	2231	104	2.1109
5	2220	93	2.8856
6	2222	103	2.5480
7	2176	87	3.6101
8	2281	65	3.6076
9	2347	67	4.0921
10	2397	74	3.7672
11	2390	74	3.7061
12	2381	60	3.3126
13	2398	80	3.2837
14	2359	88	4.2461
15	2347	82	3.8200
16	2357	73	5.0112
17	2418	106	4.8135
18	2582	158	7.4133
19	3118	309	8.1708
20	3450	110	2.6200
21	3389	125	4.8407
22	3093	98	3.0772
23	2706	103	4.0040
24	2390	131	3.5146

MEDIA DE LA ENERGIA..... 60285  
 DESVIACION ESTANDAR DE LA ENERGIA..... 1160  
 COEFICIENTE DE VARIACION..... 1.9243

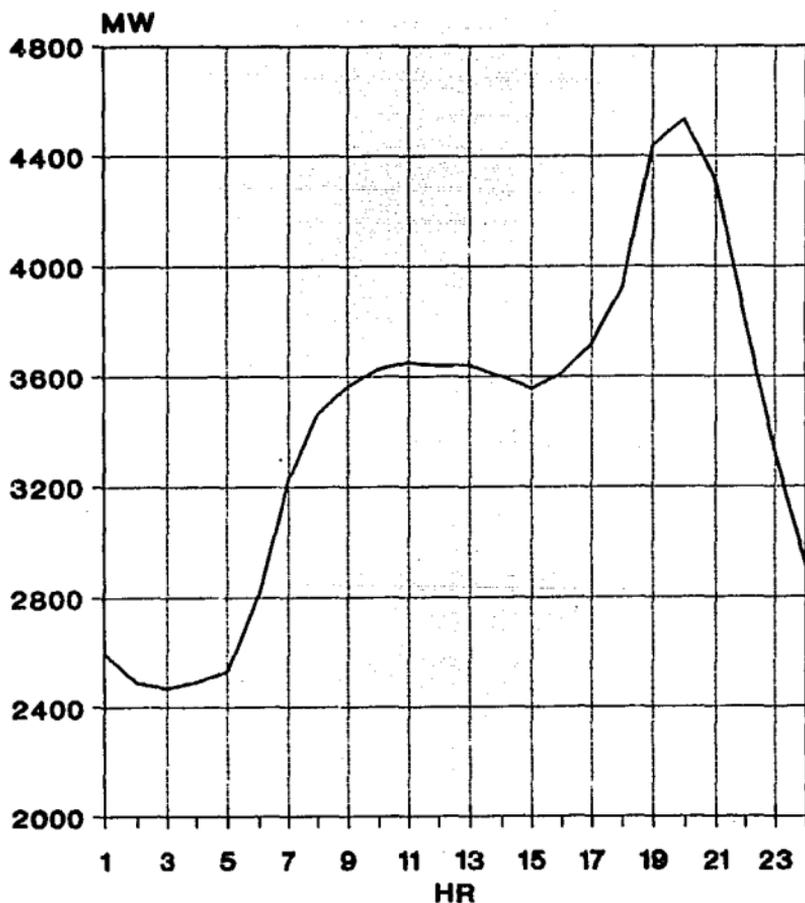
## CURVA CARACTERISTICA DEL LUNES



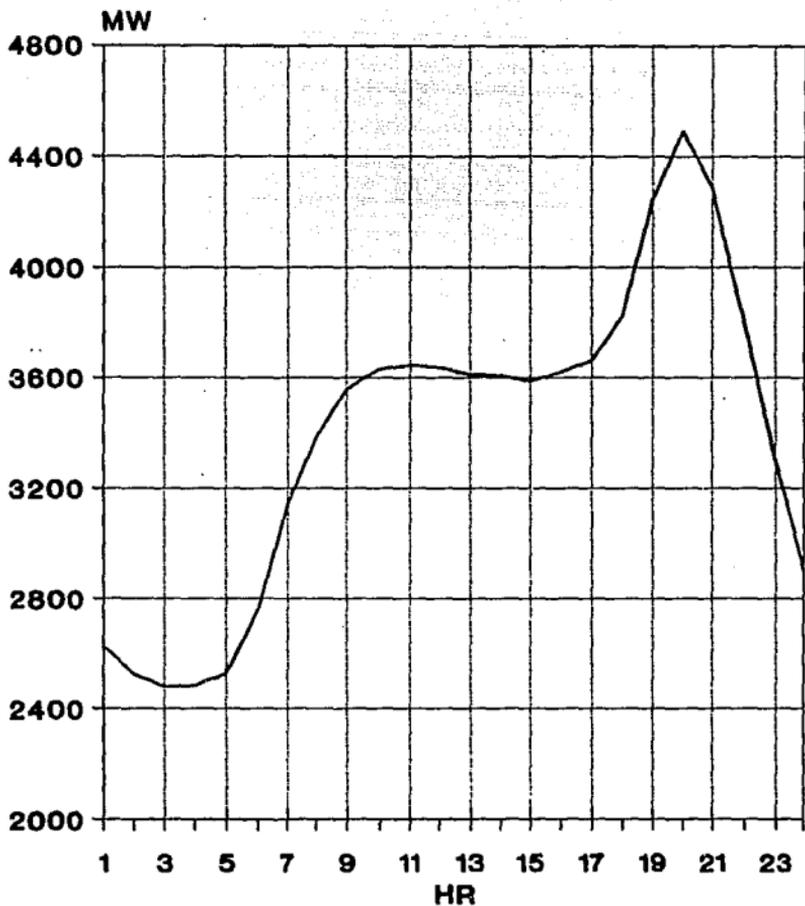
## GRAFICA CARACTERISTICA DEL MARTES



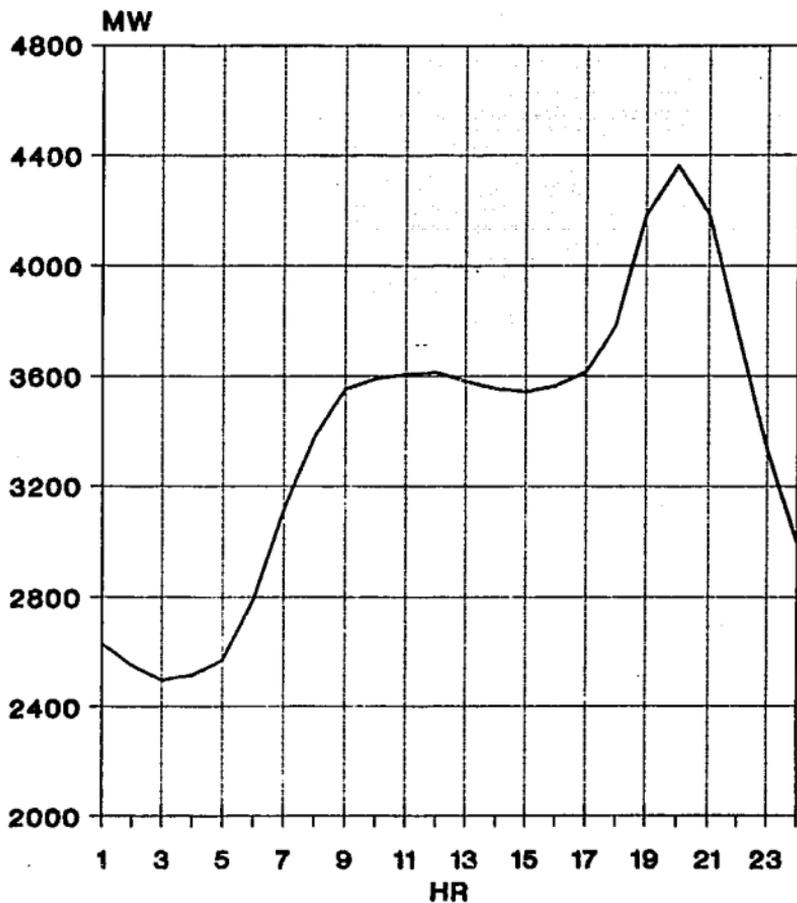
## CURVA CARACTERISTICA DEL MIERCOLES



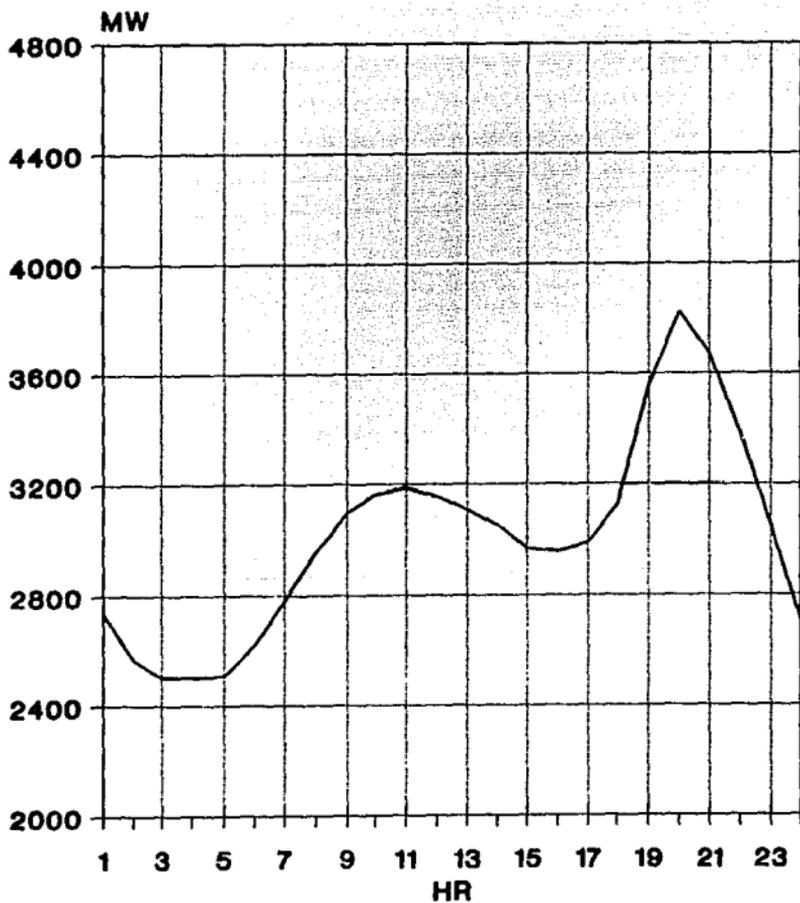
# CURVA CARACTERISTICA DEL JUEVES



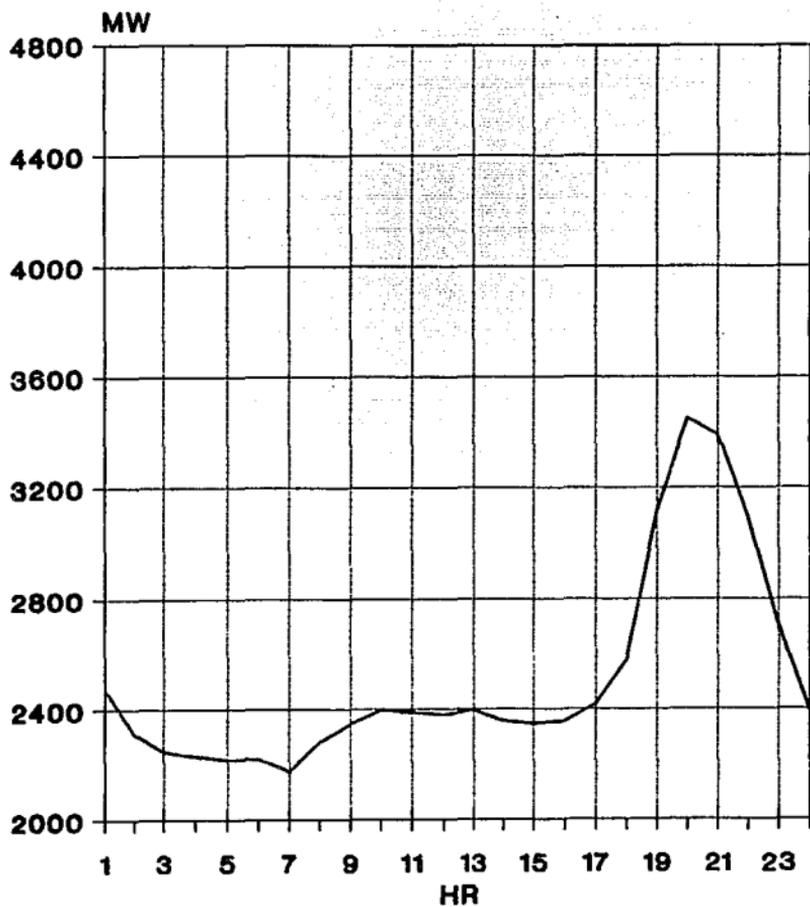
## CURVA CARACTERISTICA DEL VIERNES



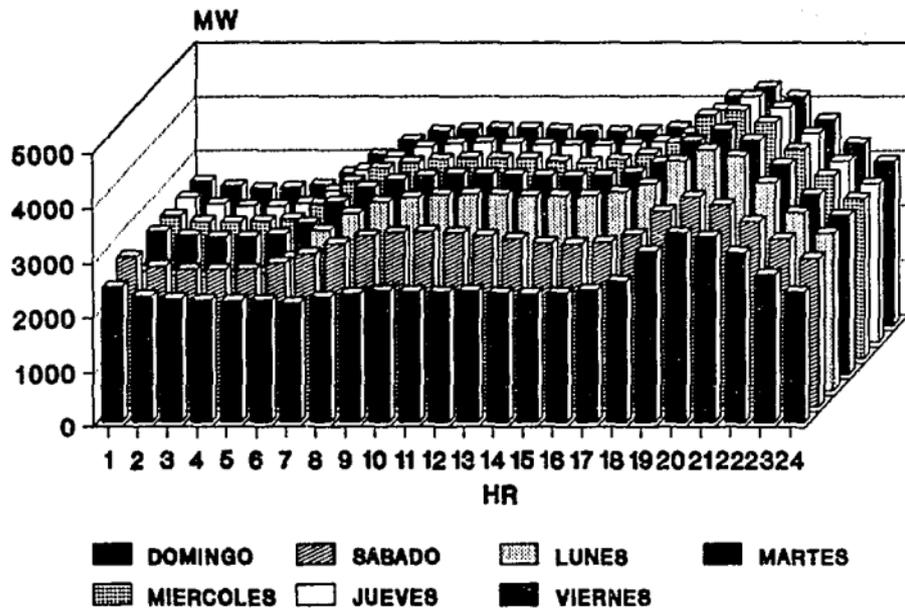
## CURVA CARACTERISTICA DEL SABADO



## CURVA CARACTERISTICA DEL DOMINGO



## GRAFICA CARACTERISTICA DE CADA DIA DE LA SEMANA TIPICO



Para determinar un valor adecuado  $\underline{L}_{i,j}$  y con el formar los límites del filtro horario, promediamos los valores de  $\underline{L}_{i,j}$  y encontramos que:

DIA DE LA SEMANA	PROMEDIO DEL COEFICIENTE DE VARIACION $\underline{L}_{i,j}$
LUNES	0.0359
MARTES	0.0361
MIÉRCOLES	0.0383
JUEVES	0.0374
VIERNES	0.0587
SABADO	0.0359
DOMINGO	0.0412
PROMEDIO GENERAL	0.0410

$$\underline{L}_{i,j} = 0.04$$

Como decidimos utilizar la energía esperada y no la media de la  $X_j$ , para obtener el filtro de energía, aquí seguiremos el mismo criterio y haremos uso de la demanda pronosticada  $P_{i,j}$  para definir el filtro horario. De manera que, los límites inferior  $\underline{L}_x$  y superior  $\underline{L}_g$  serán:

$$\underline{L}_x = (1 - \underline{L})P_{i,j} = (1 - 0.04)P_{i,j} = 0.96P_{i,j} \dots\dots [22]$$

$$\underline{L}_g = (1 + \underline{L})P_{i,j} = (1 + 0.04)P_{i,j} = 1.04P_{i,j} \dots\dots [23]$$

El mecanismo de filtro horario ya fué comentado anteriormente por lo que aquí solamente diremos lo necesario con objeto de que el filtro horario quede determinado.

Sea  $D_{i,j}$  la demanda horaria del nuevo día a calificar entonces, si

$$\underline{L}_x \leq D_{i,j} \leq \underline{L}_g \dots\dots [24]$$

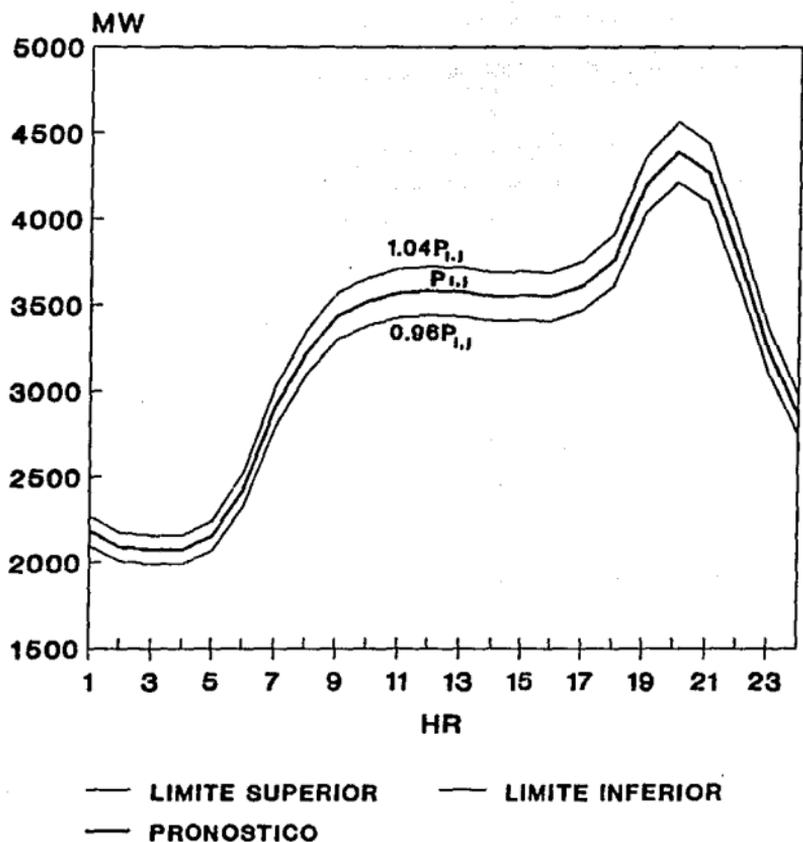
El valor de  $D_{i,j}$  se acepta tal cual; en caso contrario tenemos lo siguiente;

1) Si  $D_{i,j} < \underline{L}_x$  entonces  $D_{i,j} = \underline{L}_x \dots\dots [25]$

2) Si  $D_{i,j} > L_{ij}$  entonces  $D_{i,j} = L_{ij}$  ..... **30**

En la gráfica siguiente mostramos los filtros horarios para días normales.

## FILTRO HORARIO PARA DIAS NORMALES (LUNES TÍPICO)



## CAPITULO V

### V.1 EVALUACION DE LOS ERRORES DE PRONOSTICO

En este capítulo comentaremos algunos tipos de errores de pronóstico que consideramos de relevancia para tener una idea clara de la calidad de nuestro método de predicción.

#### V.2 PORCIENTO DE ERROR EN LA DEMANDA

Este tipo de error nos da información porcentual de qué tan lejano estuvo el pronóstico con respecto a la carga real.

Sea  $P_{i,j}$  la carga horaria estimada,  $R_{i,j}$  la carga real y  $ED_{i,j}$  el error, como siempre  $i$  es la hora del día y  $j$  el día de la semana. Entonces:

$$ED_{i,j} = 100 \left[ \frac{P_{i,j} - R_{i,j}}{R_{i,j}} \right] (\%) \dots \dots \dots [27]$$

#### V.2.1 PORCIENTO DE ERROR EN LA ENERGIA

Este error es similar al anterior, pero aplicando a la energía estimada  $EP_j$  con respecto a la real  $E_j$ .

Sea  $EE$  dicho error. Así

$$EE = 100 \left[ \frac{EP_j - E_j}{E_j} \right] (\%) \dots \dots \dots [28]$$

#### V.2.2 PORCIENTO DE ERROR EN EL VALOR PICO

Es tan importante vigilar este índice de error que

prácticamente puede significar el éxito o el fracaso de cualquier método de predicción de carga si su valor es alto.

Como al principio de este trabajo comentamos, nuestra industria eléctrica no cuenta con la reserva de generación suficiente para afrontar en determinadas ocasiones valores de alta demanda (valores pico), de ahí la necesidad de que el pronóstico emitido para tales valores esté dentro de una precisión aceptable, ya que en base a dicho pronóstico y a la disponibilidad de unidades generadoras se podrá prever si se satisface la demanda esperada para dichos valores pico.

Sea  $K$  la hora en que se presentó el pico del día  $j$ . Por lo que el error  $\mathbb{E}P$  será:

$$\mathbb{E}P = 100 \left[ \frac{P_{K,j} - R_{K,j}}{R_{K,j}} \right] [\%] \dots \dots \boxed{26}$$

### V.3 ERROR ABSOLUTO PROMEDIO

Este tipo de error nos indica el promedio de los errores del día. Sea  $\mathbb{E}A$  dicho error. Así,

$$\mathbb{E}A = \frac{1}{24} \sum_{i=1}^{24} |P_{i,j}| \dots \dots \boxed{27}$$

donde  $P_{i,j}$  está dado por  $\boxed{27}$

#### V.3.1 ERROR MEDIO CUADRÁTICO

El error medio cuadrático nos informa qué tan dispersos estuvieron los valores pronosticados de los reales. Si  $\mathbb{E}M$  es el error, entonces:

$$EM = \sqrt{\frac{1}{24} \sum_{i=1}^{24} [P_{t,j} - D_{t,j}]^2} \text{ [MW]} \dots \text{ [21]}$$

En las páginas 115 y 116 mostramos un reporte y una gráfica de los errores que hemos comentado, así como los diagramas de flujo para calcular el pronóstico de demanda de energía eléctrica en las páginas 117 a 122.

**REPORTE DE ERRORES DE PRONOSTICO  
PARA EL 30 DE OCTUBRE DE 1990**

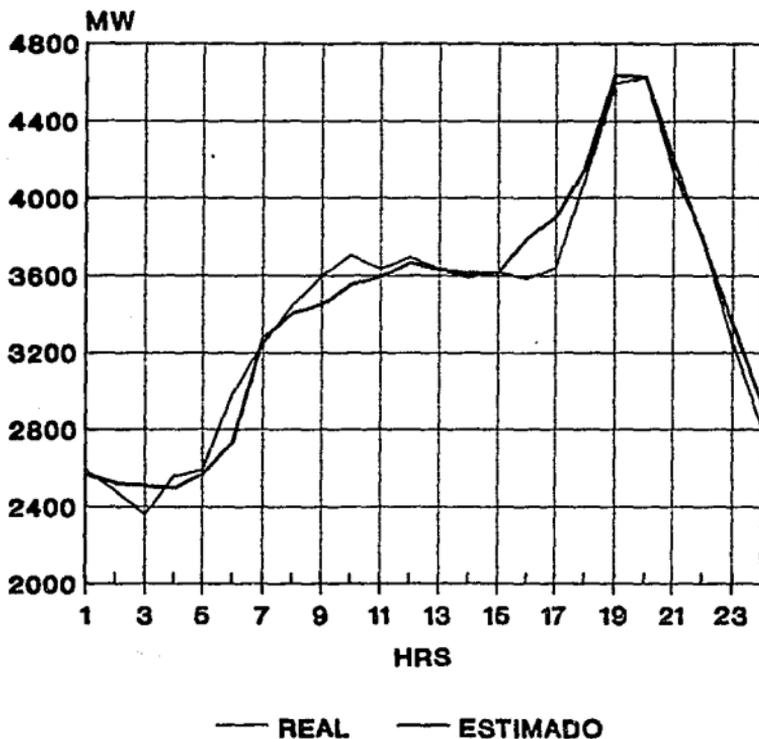
<b>HORAS</b>	<b>REAL [MW]</b>	<b>ESTIMADA [MW]</b>	<b>%ERROR [%]</b>
1	2596	2571	0.966
2	2482	2524	-1.658
3	2360	2512	-6.038
4	2559	2497	2.501
5	2593	2570	0.877
6	2983	2735	9.078
7	3248	3271	-0.717
8	3444	3404	1.184
9	3601	3449	4.419
10	3705	3554	4.236
11	3634	3595	1.081
12	3696	3667	0.796
13	3636	3633	0.073
14	3591	3615	-0.650
15	3621	3617	0.101
16	3586	3793	-5.455
17	3640	3902	-6.706
18	4096	4153	-1.376
19	4596	4641	-0.978
20	4625	4631	-0.124
21	4133	4200	-1.591
22	3810	3793	0.439
23	3252	3349	-2.886
24	2804	2930	-4.305
<b>TOTAL</b>	<b>82291</b>	<b>82605</b>	<b>-6.733</b>

**ERROR EN EL PICO.....-0.124 [%]**

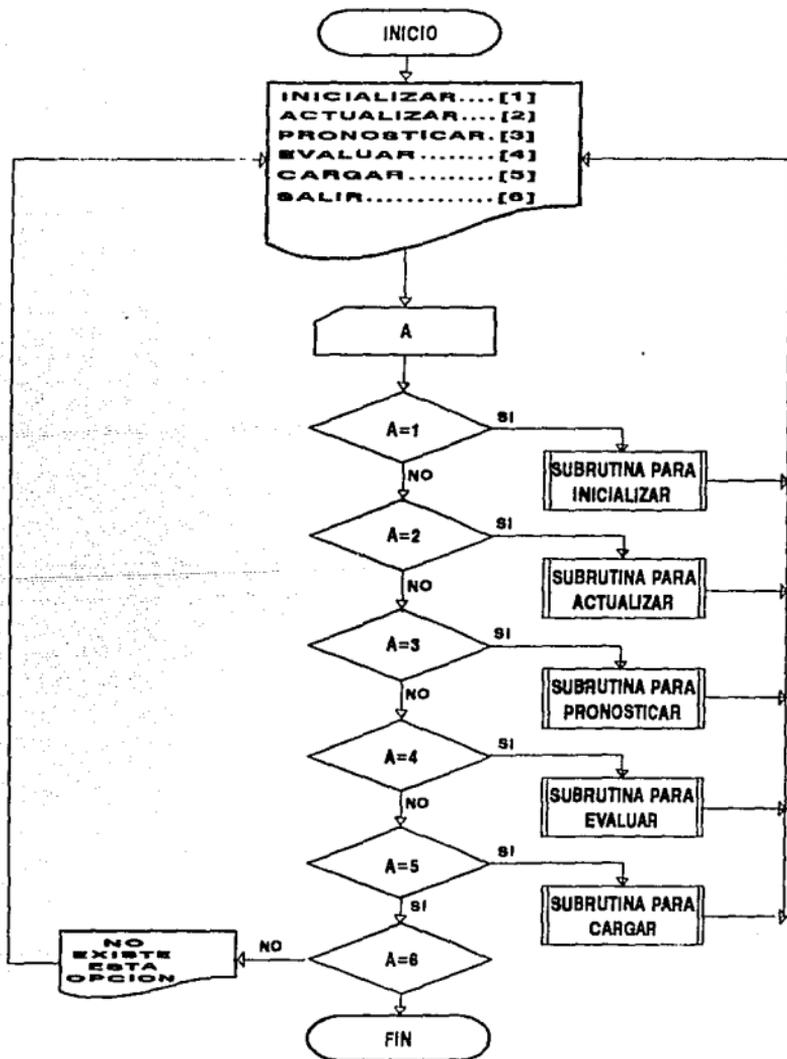
**ERROR ABSOLUTO PROMEDIO ..... 2.42649 [%]**

**ERROR MEDIO CUADRATICO..... 109.739 [MW]**

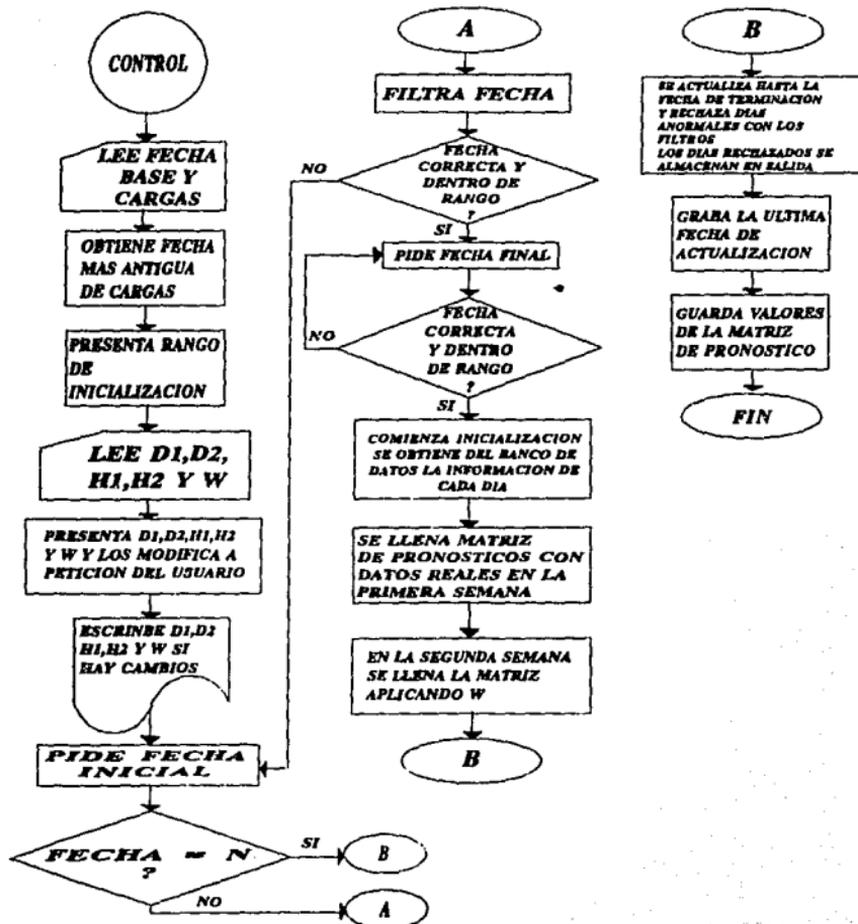
# EJEMPLO COMPARATIVO DEMANDA REAL Y ESTIMADA 30-OCT-1990



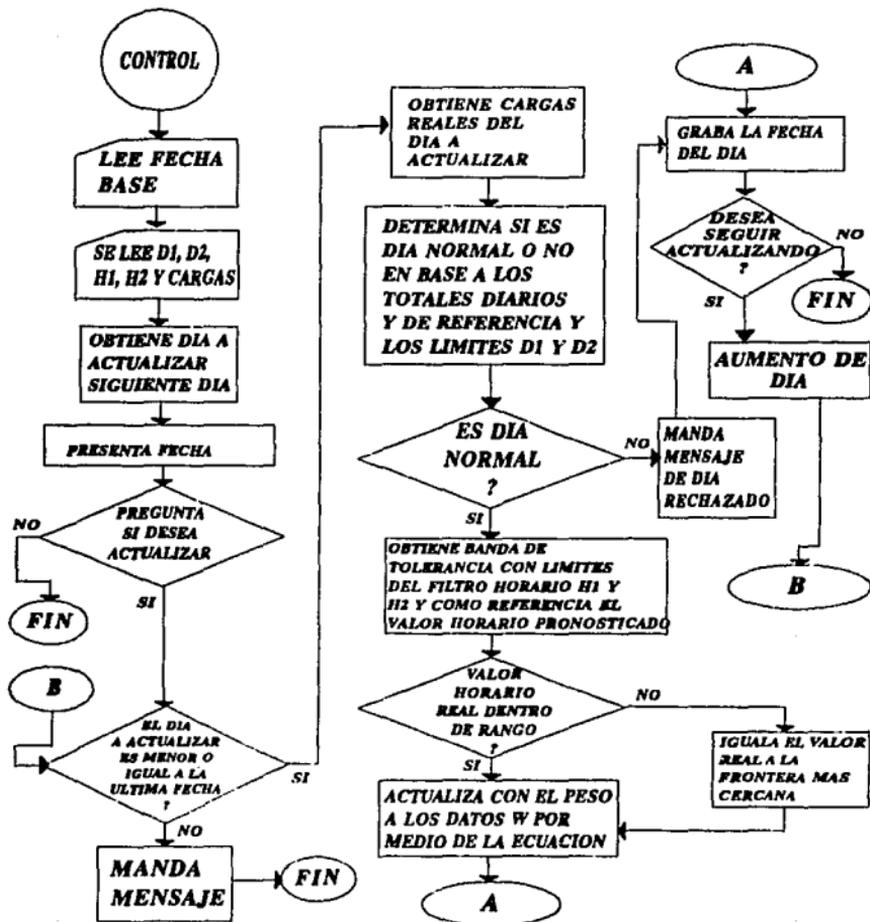
# PROGRAMA PRINCIPAL



# SUBROUTINA INICIALIZAR

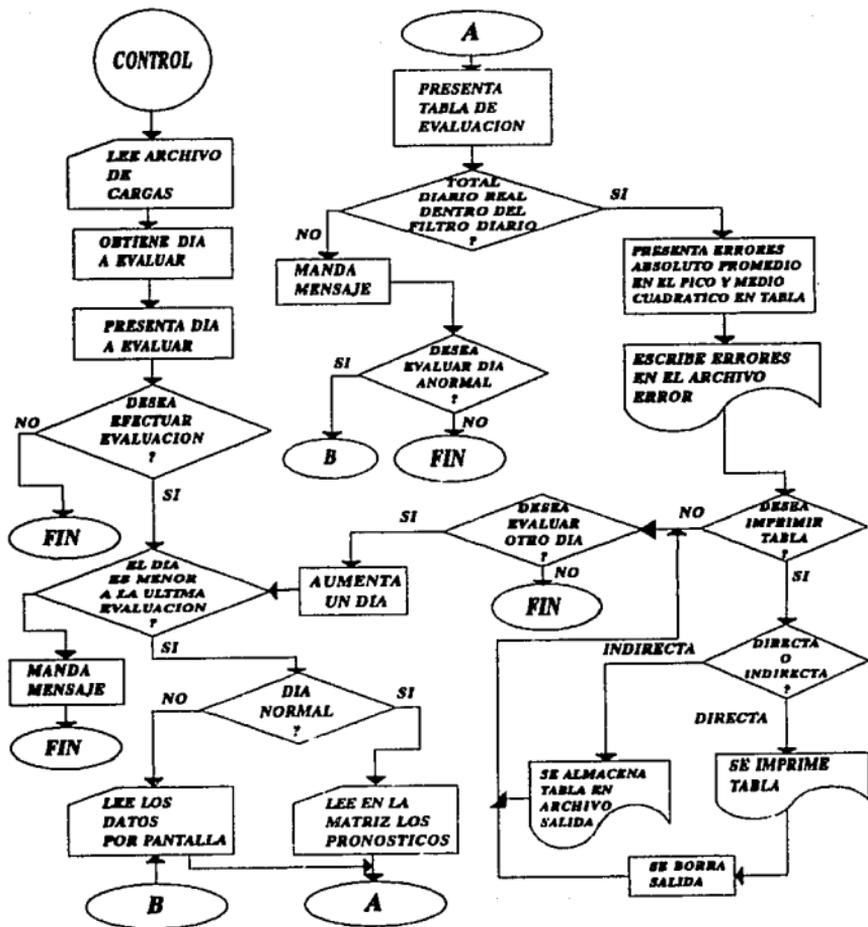


# SUBROUTINA ACTUALIZAR

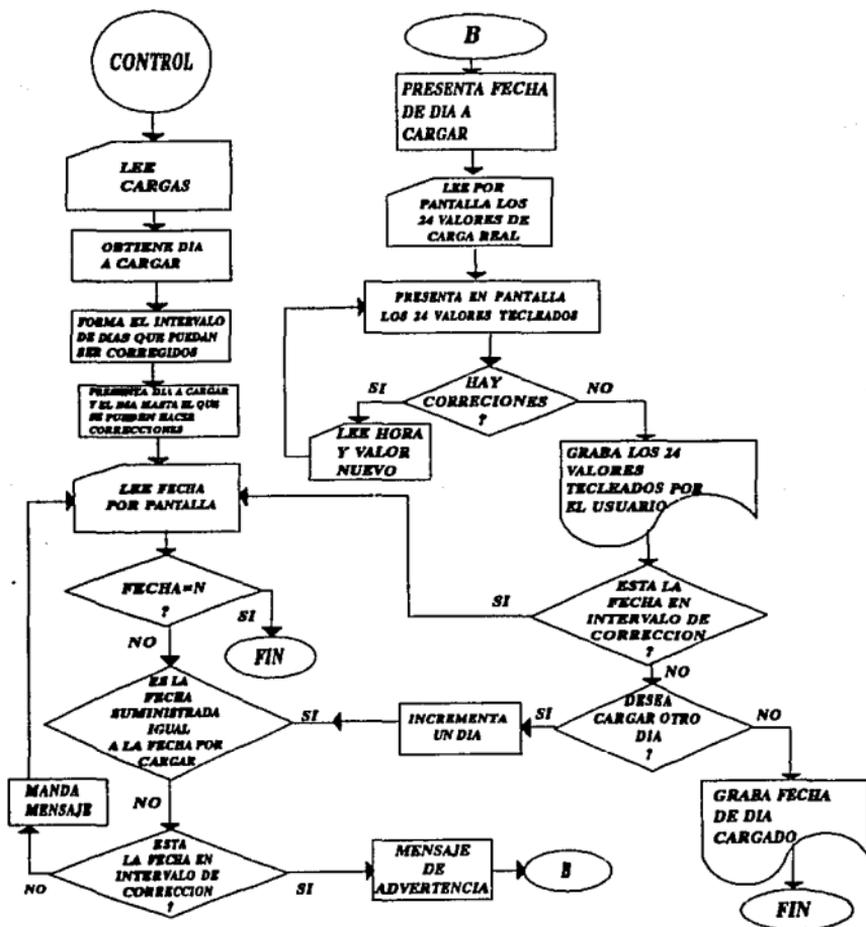




# SUBROUTINA EVALUAR



# SUBROUTINA CARGAR



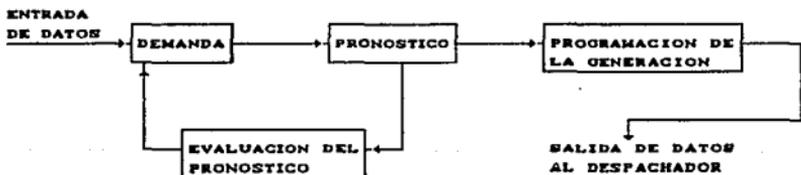
## CONCLUSIONES

Si consideramos los resultados obtenidos y la calidad de la información así como la precisión del pronóstico, concluimos que el método de pronóstico de carga horaria que presentamos en este trabajo es aceptable ya que la precisión esta dentro de la banda de calidad. Por medio de este método podemos conocer la demanda que el día de mañana se espera, es posible generar la cantidad necesaria de energía dado que la energía eléctrica no se puede almacenar en grandes cantidades de esta manera se hace una programación de la generación de energía con los beneficios de no tirar carga (mantener la continuidad), en el caso de que nuestro pronóstico no fuera lo suficientemente preciso para cubrir un exceso de carga por alguna condición anormal el operador de sistema tiene la facultad de modificar las características de generación es decir subir generación al máximo de las unidades de las centrales generadoras disponibles y en caso de no cubrir la demanda aún con esto se importaría más energía por medio de los enlaces (oriental y occidental) a los cuales estamos interconectados si con esto no fuera suficiente pasaríamos al caso más crítico que sería tiro de carga rotativo es decir por zonas ir tirando carga a intervalos de tiempo específicos. Si nuestro pronóstico esta dentro de las condiciones normales de demanda entonces es posible economizar y racionar la energía que cada día es mas costosa, además de no generar ni más ni menos energía solo la necesaria. Para esto se programa con tiempo la generación la entrada y salida de unidades generadoras así como el intercambio de energía entre sistemas interconectados por lo que se requiere de conocimiento preciso de

demanda esperada, de hay la necesidad de contar con un método confiable para pronosticar la demanda que se espera el día de mañana.

Por otro lado a medida que el pronóstico este más cercano con lo real y previa programación de unidades generadoras e intercambios de energía obtendremos el costo más óptimo para generar la energía y satisfacer las necesidades de energía eléctrica.

El predictor que se presenta en este trabajo es un modelo de ciclo cerrado como se muestra en la siguiente figura cuya retroalimentación la define al comparar cada uno de los valores pronosticados con cada uno de los valores reales correspondientes y hacer la programación de la generación, de esta manera obtendremos un sistema óptimo GENERACION-DEMANDA.



## BIBLIOGRAFIA

CENTRALES ELECTRICAS  
FREDERICK T. MORSE M.  
CECSA

CENTRALES DE VAPOR  
G. A. GRAFFERT  
REVERTE

PLANTAS ELECTRICAS  
CARLOS LUCA M.  
REPRESENTACIONES Y SERVICIOS DE INGENIERIA

PLANTAS DE VAPOR  
CHARLES DONALD SWIFT  
CONTINENTAL

TEORIA DE LAS TURBINAS DE GAS  
H. COHEN  
G. F. C. ROGERS  
H. I. H. SARAVANAMUTTOO  
MARCOMBO

CENTRALES ELECTRICAS  
E. SANTO POTES  
GUSTAVO GILI

MECANICA DE FLUIDOS Y MAQUINAS HIDRAULICAS  
CLAUDIO MATAIX  
HARLA

LOTUS 1 2 3  
MANUAL DE REFERENCIA  
MARY CAMPBELL  
MC GRAW HILL

**INFORME ANUAL DE CIA. DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO 1990-1991**  
**DEPTO. ANALISIS**  
**L Y F DEL CENTRO**

**SUBSISTEMA PRONOSTICO DE CARGA**  
**INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS**

**REPORTES ESTADISTICOS DE CIA. DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO**  
**DEPTO. DE ANALISIS**  
**L Y F DEL CENTRO**

**PLANTAS ELECTRICAS**  
**RAUL GONZALEZ APAOLAZA**  
**TRILLAS**