

Universidad Nacional Autónoma de México

Facultad de Ingeniería

CONTROL AUTOMÁTICO DE GENERACIÓN DE POTENCIA  
ELÉCTRICA

TESIS

Que para obtener el título de  
Ingeniero Eléctrico -Electrónico

Presenta:

**FERNANDO VILLANUEVA PACHECO**

DIRECTOR DE TESIS: ING. HUGO A. GRAJALES ROMÁN.

México, D.F.

2007

A MIS PADRES:  
SR. LUIS L. VILLANUEVA SERRANO  
SRA. ANGELA PACHECO GALVÁN  
A QUINES DEBO UNA VIDA DE ESFUERZO Y  
SACRIFICIO, Y QUE DEPOSITARON EN MI  
SU FÉ Y ESPERANZA

A MI ESPOSA:  
CON CARIÑO, ANA LILIA ENCISO NEGRETE

A MIS HERMANOS:  
POR SU CARIÑO Y APOYO  
LUIS ALBERTO  
NORMA ANGELICA

A LA UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

A MI QUERIDA FACULTAD DE INGENIERÍA

A MI ASESOR:  
ING. HUGO A. GRAJALES ROMÁN  
POR LA AYUDA PRESTADA PARA LA REALIZACIÓN  
DE ESTA TESIS.

AL HONORABLE JURADO QUE EXAMINA ESTA TESIS.

## ÍNDICE

### **CAPITULO I DEFINICION Y CARACTERISTICAS DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

- I) INDICES PRINCIPALES DE LA CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA
  - I.1) RELACIÓN ENTRE CENTRALES ELÉCTRICAS, LÍNEAS Y SUBESTACIONES ELÉCTRICAS
  - I.2) DEFINICIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS
    - I.2.1) Capacidad De Generación
    - I.2.2) Clasificación De Tipos De Generación
  - I.3) TIPOS DE PLANTAS ELÉCTRICAS
    - I.3.1) Termoeléctricas Convencionales
    - I.3.2) Centrales De Tipo Combinado
    - I.3.3) Plantas Con Turbinas De Gas
    - I.3.4) Centrales Hidroeléctricas
    - I.3.5) Centrales Geotérmicas
    - I.3.6) Centrales Eólicas
  - I.4) CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA
    - I.4.1) Tres Perspectivas de la Calidad de la Energía Eléctrica

### **CAPITULO II FUNCIONAMIENTO DE LOS REGULADORES DE VELOCIDAD**

- II) INTRODUCCIÓN
  - II.1) REGULACIÓN DE LA VELOCIDAD
    - II.1.1) Funciones De Un Regulador
    - II.1.2) Mecanismos De Regulación
    - II.1.3) Regulador De Velocidad De La Turbina
    - II.1.4) Análisis De La Regulación En Un Sistema Interconectado
  - II.2) CARACTERÍSTICA DE LOS REGULADORES DE VELOCIDAD
    - II.2.1) Reguladores De Velocidad En Centrales Termoeléctricas
  - II.3) SISTEMA GOBERNADOR DE VELOCIDAD
  - II.4) REGULACIÓN PRIMARIA
  - II.5) CONSUMO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

## **CAPITULO III**

### **CONTROL AUTOMÁTICO DE LA FRECUENCIA Y LA GENERACIÓN**

#### **III) INTRODUCCIÓN**

##### **III.1) ESTADISTICO DE LA CARACTERISTICA DE LA REGULACIÓN**

##### **III.2) COMPORTAMIENTO DE LA CARGA**

###### **III.2.1) Característica De La Carga**

##### **III.3) REGULACIÓN DE LA FRECUENCIA**

###### **III.3.1) Control De La Frecuencia**

###### **III.3.2) Planteamiento General**

##### **III.4) REGULACIÓN SECUNDARIA**

##### **III.5) MARGEN DE RESERVA**

##### **III.6) DESPAHO ECONÓMICO**

###### **III.6.1) Característica Del Costo De Combustible – Generación**

###### **III.6.2) Reparto Económico De Carga Por El Método De Los Costos Incrementales.**

## **CONCLUSIONES**

## **BIBLIOGRAFÍA**

## **INTRODUCCIÓN**

De un modo u otro, la mayoría de los habitantes del país dependemos de un óptimo control de energía, para realizar nuestras actividades, hora con hora se debe satisfacer la demanda de energía en todo México.

La responsabilidad de mantener un suministro de electricidad sin interrupciones, conservando la calidad del servicio requerido por los usuarios al menor costo posible y dentro de los estrictos márgenes de seguridad, representa una tarea compleja y sumamente importante, dada la magnitud del "sistema". Lograr el correcto funcionamiento de todos estos elementos depende, en primer lugar, de una cuidadosa planeación de la operación, que además debe ser lo suficientemente flexible como para hacer frente a variaciones repentinas en la demanda, y a fallas o contingencias en las unidades de generación y en la red de transmisión.

Esto desde un punto de vista generalizado, ahora supongamos a nivel empresarial, lo que representa contar con un sistema eléctrico de potencia óptimo, lo cual involucre diversas disciplinas, como la matemática, la ingeniería eléctrica de potencia y la informática.

Durante el desarrollo del presente trabajo se analizarán cada uno de los elementos que constituyen dicho sistema, así como su clasificación, y conceptualización. Cabe mencionar que es de suma importancia una buena planeación de un sistema eléctrico de potencia, la cual comprende, capacidad, funcionamiento, calidad, confiabilidad y seguridad. Así mismo, es muy importante la continuidad del suministro de energía eléctrica ya que una interrupción causa trastornos y pérdidas económicas insoportables, para esto se deben tomar ciertas disposiciones, como lo sería disponer de la reserva de generación adecuada, para hacer frente a la posible salida de servicio de cierta capacidad de generación, así como también, contar con circuitos como son los reguladores de velocidad, entre otros.

Como introducción, definimos un sistema eléctrico de potencia, como el conjunto de elementos necesarios para producir, transmitir, transformar y distribuir la energía eléctrica para su utilización final, incluyendo todo el equipo adicional para lograr que el suministro de energía se realice con las características apropiadas de continuidad de servicio, de regulación, de tensión, de control de frecuencia, etc.

En el primer capítulo abordaré los índices principales de la calidad de energía eléctrica como lo son: La continuidad del servicio o confiabilidad, consiste en que la energía eléctrica esté a disposición del usuario en el momento y en todo el tiempo que la requiera, el voltaje dentro del rango, en general debe estar lo más cerca posible del valor nominal, y de la forma de onda senoidal. Así mismo, se estudiará la definición de la calidad de la energía, lo cual depende de no tener problemas como lo son: las interrupciones eléctricas, sobretensiones, deformaciones producidas por armónicas en la red, variaciones de voltaje, etc., todo esto para satisfacer la demanda de carga en el sistema eléctrico de potencia.

Posteriormente, en el capítulo dos hablaremos del funcionamiento de los reguladores de velocidad, ya que mantener la frecuencia constante es una condición indispensable en la operación normal de los sistemas eléctricos de potencia. Todas las unidades generadoras cuentan con sistemas de regulación de velocidad que automáticamente modifican el gasto del medio operante de las turbinas para establecer la velocidad nominal. Se desarrollará posteriormente, durante dicho capítulo, la importancia de la regulación de velocidad.

Para finalizar, presenté lo referente al control automático de la frecuencia y la generación, esto es un problema básico en los sistemas de potencia por su implicación directa en la calidad de servicio a los consumidores. Mantener la frecuencia constante es una condición indispensable en la operación normal de los sistemas eléctricos de potencia, como la carga en dicho sistema es variable, entonces se tiene que estar variando constantemente la potencia de las turbinas para restablecer el equilibrio. Todas las unidades generadoras cuentan con sistemas de regulación de velocidad que automáticamente modifican el gasto del medio operante de las turbinas para establecer la velocidad nominal. El medio operante es el vapor en las termoeléctricas y nucleares, el agua en las hidroeléctricas y los gases en las turbinas de gas.

Concluimos que, los sistemas eléctricos de potencia son elementos claves de la sociedad moderna, proporcionar la energía con calidad adecuada, para así satisfacer toda la carga del sistema eléctrico (motores, iluminación de hogares y calles, plantas de manufactura, negocios, sistemas de comunicaciones, etc.). El objetivo de un sistema de potencia es proporcionar energía eléctrica confiable y con calidad a los usuarios. Un suministro de energía con gran confiabilidad es fundamental e importante ya que cualquier interrupción en el servicio puede causar inconvenientes mayores a los usuarios, puede llevar a situaciones de riesgo, en el consumo industrial, puede ocasionar severos problemas técnicos y de producción. Invariablemente, en tales circunstancias, la pérdida del suministro repercute en grandes pérdidas económicas, de ahí su importancia.

## CAPÍTULO I

### DEFINICIÓN Y CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

#### I) ÍNDICES PRINCIPALES DE LA CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA

a.- La continuidad del servicio o confiabilidad. Consiste en que la energía eléctrica esté a disposición del usuario en el momento y en todo el tiempo que la requiera.

b.- La frecuencia constante. La frecuencia debe mantenerse en valores muy cercanos a la nominal, porque su variación puede causar problemas en algunos equipos y en procesos productivos. Los motores eléctricos modifican su velocidad en función de la frecuencia y los mecanismos que mueven, afectando la productividad. La frecuencia en régimen normal es la misma en todo sistema eléctrico de potencia y se mantiene por medio de la regulación de las potencias de las turbinas de acuerdo a la demanda.

c.- El voltaje dentro de rango. El voltaje debe mantenerse en el rango normalizado de  $\pm 5\%$ . En general debe estar lo más cerca posible al valor nominal. A diferencia de la frecuencia, mantener el voltaje dentro del rango es bastante complicado, porque en cada punto del sistema eléctrico de potencia, se tienen voltajes diferentes que además dependen de las cargas, del factor de potencia, de la generación de reactivos, etc.

d.- De la forma de onda senoidal. La forma de onda de la tensión proporcionada por el sistema eléctrico de potencia, debe de ser senoidal. En los transformadores y generadores entre otros elementos, se producen deformaciones de la onda senoidal conocidas como "armónicas". En realidad las armónicas son una onda senoidal de frecuencia de múltiplo de la onda fundamental cuya amplitud decrece cuando aumenta la frecuencia. La presencia de armónicas causa problemas en máquinas eléctricas, equipos electrónicos, etc.

#### ARMÓNICAS

Cualquier desviación cíclica de la forma de onda senoidal del voltaje o de la corriente, en un sistema de corriente alterna, se conoce con el nombre de deformación armónica. Generalmente la onda deformada puede descomponerse en un determinado número de ondas senoidales de frecuencia de múltiplos de la frecuencia fundamental (60 Hz).

La armónica de frecuencia fundamental tiene la mayor amplitud y va decreciendo según se incrementa la frecuencia de las armónicas. Por tal motivo, en los análisis se consideran solo las armónicas que tengan influencia en la forma de la curva, despreciándose las altas. La figura 1 muestra el efecto de la segunda y la tercera armónicas sobre la primera (fundamental).

En los sistemas de potencia reales se pueden presentar las deformaciones que tienen los componentes senoidales con frecuencias que no son múltiplos de la frecuencia fundamental, por ejemplo de 210 Hz, así como componentes con frecuencias menores que la fundamental. Todas estas componentes causan la deformación de la onda senoidal y frecuentemente se consideran deformaciones por armónicas.

Estrictamente hablando, solo las curvas senoidales con frecuencia de múltiplos exactos de la frecuencia nominal producen la distorsión armónica.

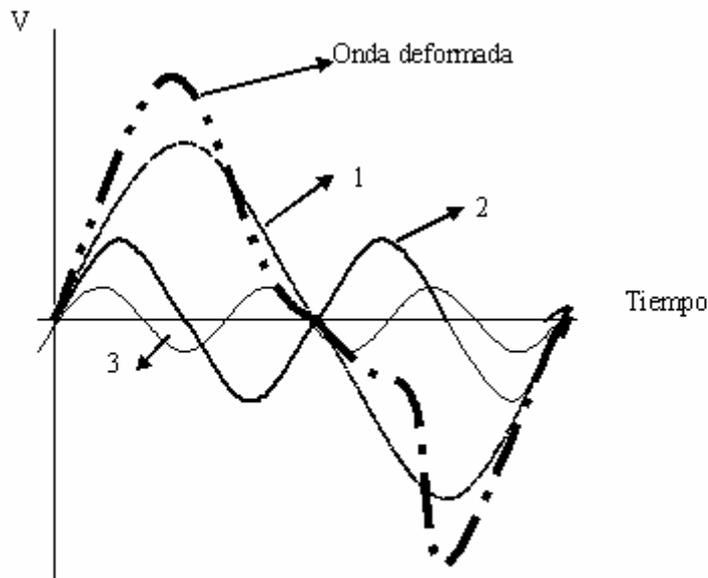


Fig. 1 Deformación de la onda senoidal por efecto de las armónicas  
1.Onda fundamental, 2.Segunda armónica y 3.Tercer armónica

En los sistemas de potencia cualquier impedancia no lineal produce deformaciones en la onda senoidal, es decir, produce armónicas. Los ejemplos más comunes son los transformadores de potencia sobrecargados, así como los hornos de arco eléctrico.

Como los sistemas de control, electrónicos están en expansión, cabe esperar que el problema de las armónicas y de la resonancia ira en aumento si no se toman las medidas necesarias para corregirlo.

E.- El defasamiento entre las fases debe ser  $120^\circ$ . Como puede verse por lo expuesto hasta ahora, la operación de un sistema eléctrico de potencia, es muy compleja porque se trata de mantener funcionando en paralelo un gran número de generadores, interconectados por transformadores y líneas de transmisión a sistemas de distribución con cargas localizadas en grandes territorios. Todo esto manteniendo la calidad de la energía según los índices mencionados.

## I.1) Relación Entre Centrales Eléctricas, Líneas Y Subestaciones Eléctricas

Las centrales generadoras del sistema se localizan en lugares propicios para su construcción y operación que frecuentemente están muy lejos de los centros de consumo. Esto obliga a realizar la transmisión de energía eléctrica a grandes distancias de cientos y hasta miles de kilómetros. La transmisión de energía eléctrica a grandes distancias es económica sólo si se eleva el voltaje de transmisión a niveles adecuados. La capacidad de transmisión de las líneas es proporcional al cuadrado del voltaje y las pérdidas activas

$(I \times R)$  se reducen notablemente al reducirse la corriente.

La figura I.1.1 se muestra los elementos principales de un sistema eléctrico de potencia, en el se generan y consumen potencias activas y reactivas, la potencia activa esta ligada con la frecuencia y la reactiva con el voltaje. La potencia activa tiene su origen en la potencia mecánica de las turbinas que mueven a los generadores del sistema, no se produce en ningún otro elemento del mismo. En cambio la potencia reactiva se puede generar en los propios generadores síncronos, en motores síncronos, en capacitores, en controladores electrónicos de voltaje, etc.

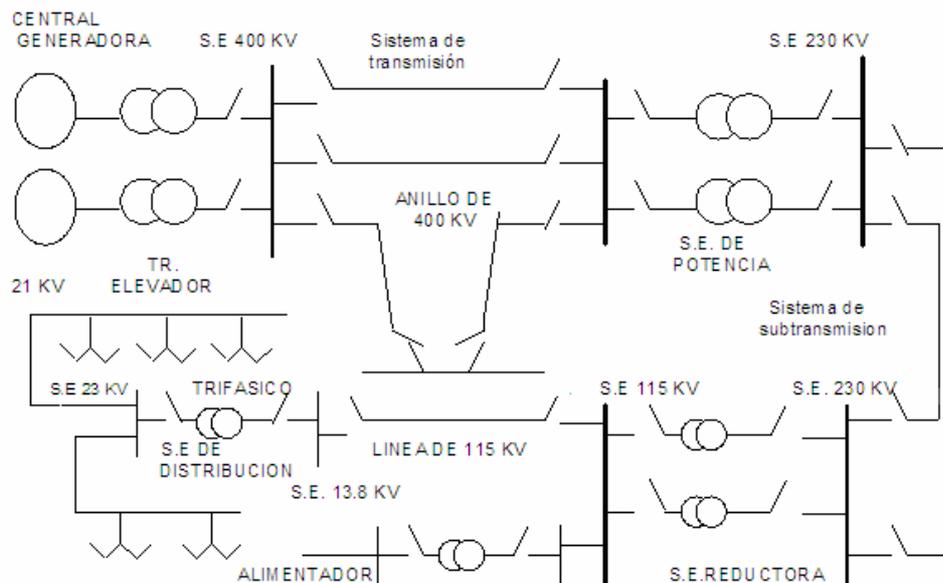


Fig. I.1.1 Elementos principales de un sistema eléctrico de potencia.

Una condición necesaria para que el sistema se mantenga operando en régimen permanente es que se mantenga el equilibrio entre las potencias generadas y demandadas, tanto activas como reactivas

$$P_g = P_c \quad \text{y} \quad Q_g = Q_c$$

Y además debe cumplir con la relación:  $S = R_p + jQ$

Donde:

$P_g, P_c$  – Potencia activa generada y consumida respectivamente.

$Q_g, Q_c$  – Potencia reactiva generada y consumida respectivamente.

Cuando ocurren disturbios en el sistema como desconexión de generadores, líneas o subestaciones de gran capacidad, se presentan desequilibrios que pueden causar la caída de todo el sistema eléctrico de potencia, por avalancha de frecuencia o de voltaje. Se entiende que la potencia de los elementos fallados o desconectados debe ser grande para poder afectar al sistema. Las líneas de mayor voltaje forman una red troncal dentro del sistema y es a través de dicha red que fluyen las mayores potencias. El funcionamiento del sistema depende del estado que guarde la red troncal, una falla grave en dicha red puede causar el colapso en la red eléctrica. Las fallas en las redes de menor voltaje tienen consecuencias de carácter local exclusivamente.

La avalancha de frecuencia, se puede definir cuando hay un déficit de potencia activa (la frecuencia baja y viceversa). Cuando se tiene una falla o se desconecta una línea de transmisión, en una parte del sistema se tiene exceso de potencia activa y en la otra déficit. La potencia que puede transmitir la línea esta dada por la fórmula siguiente:

$$P = \frac{V_1 V_2}{X_s} \text{ sen } \vartheta$$

Donde:

- P Potencia activa de paso por la línea.
- V1, V2 Voltajes en los extremos de la línea.
- Xs Reactancia equivalente del sistema o de transferencia.
- $\vartheta$  Angulo de carga.

Como se puede ver en la fórmula, la capacidad de transmisión de la línea es proporcional al producto de los voltajes en sus extremos y al seno del ángulo ( $\vartheta$ ). Así mismo es inversamente proporcional a la reactancia de transferencia. Al ocurrir un corto circuito en las cercanías de la línea o dentro de ella, los voltajes se abaten y la potencia que se transmite también se cae. Para que el sistema no tenga problemas de estabilidad es necesario que las fallas se liberen con gran rapidez en los casos de líneas de gran potencia como las de 400 KV o más.

En donde hay falta de potencia activa, la frecuencia baja y con ella la velocidad de los motores. En las centrales termoeléctricas son de gran importancia las bombas de alimentación de las calderas, además de ser de capacidades que en ocasiones superan los 10 MW. Con la baja frecuencia las bombas de alimentación reducen su productividad (gasto), con lo cual las calderas reciben menos agua y por lo tanto producen menos vapor. La turbina recibe menos vapor y reduce su par con lo que se reduce aun más la potencia activa generada. Esto da lugar a un círculo vicioso que rápidamente causa la caída de las plantas termoeléctricas e hidroeléctricas en cascada. En esta forma se cae el sistema, por la llamada avalancha de frecuencia.

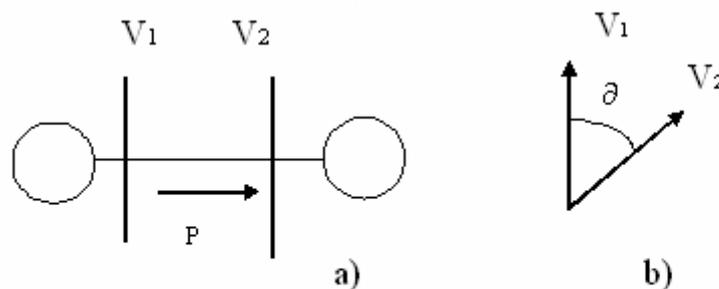


Fig. I.1.2 Trasmisión de potencia en una línea del sistema eléctrico de potencia . a) Diagrama Unifilar. b) Diagrama Vectorial.

En la parte del sistema en donde sobra la potencia activa, la frecuencia sube y entonces puede operar un dispositivo automático que desconecta parte de los generadores conocidos como “Descarga Automática de Generación”. En general los problemas producidos por la elevación de frecuencia no son tan graves, ya que se reduce la sobre velocidad y sobre tensiones de las unidades hidráulicas que se quedan sin carga.

Para esto actúan dispositivos automáticos de protección y de extinción del campo eléctrico.

Para prevenir la caída del sistema por avalancha de frecuencia, en el sistema se realizan una serie de estudios que permiten establecer y calibrar los dispositivos automáticos conocidos como “Desconexión Automática de Carga”. Por este medio se restablece la igualdad entre la potencia generada y la potencia consumida a costa de sacrificar parte de la carga. La desconexión de las cargas se realiza por etapas, generalmente 3, establecidas a diferentes rangos de frecuencia, por ejemplo la primera descarga a 59 Hz, la segunda a 58.5 Hz y la tercera a 57 Hz. En un principio se trata de desconectar las cargas de menor categoría (3a.) aunque pueden involucrarse de 2a. Y hasta de 1a.

Las cargas en los sistemas de distribución de energía eléctrica se clasifican en normales, poco sensibles y sensibles o como de 3a, 2a. y 1a. categorías. Las cargas de 3a. categoría son aquellas que no sufren ningún problema de importancia por la interrupción del servicio de una o dos horas, por ejemplo las cargas domesticas. Las poco sensibles o de 2a. categoría son las que sufren daños en la producción como fabricas de ropa, zapatos, etc. Las cargas de 1a., categoría son las que sufren pérdidas de materia prima, maquinaria, riesgos de personas y la seguridad nacional. Tal es el caso de hospitales, fábricas de productos químicos, fundidoras e instalaciones militares diversas.

El déficit de potencia reactiva puede causar también la caída del sistema, en este caso por avalancha de voltaje. A diferencia de la frecuencia, que en régimen normal se mantiene constante en todo el sistema, el voltaje es diferente en cada punto en que se mida y además depende de la carga. Por lo tanto la regulación del voltaje a nivel sistema, es un asunto complejo y de gran importancia. Un desbalance de energía reactiva puede causar el colapso del sistema antes de la avalancha de frecuencia.

Aunque hay explicaciones más complejas de la avalancha de voltaje, se puede partir de que en las centrales termoeléctricas se tiene gran cantidad de motores de inducción, cuyo par es proporcional al cuadrado de voltaje que lo alimenta:  $M_{mot} = KV^2$ . Cuando por cualquier circunstancia en las barras de servicio propios de la central generadora se cae el voltaje, alguno de los motores puede quedar frenado y con esto propiciar una mayor caída de tensión, que arrastraría a los demás motores y finalmente causaría el colapso del sistema.

La figura I.1.3 muestra la curva de un motor de inducción (momento contra velocidad) en condiciones de voltaje normal, voltaje bajo que permite la operación y voltaje con el que el motor se frena. Cuando el voltaje se reduce a 90 % del nominal, el par o momento se reduce a 81 % de su valor nominal. Si el motor queda en las condiciones de la figura I.1.3 b) su operación continua, pero en condiciones normales, ya que se tendrá un deslizamiento mayor, una velocidad menor y una corriente mayor que la nominal. Sin embargo si las condiciones son temporales, son aceptables, porque los servicios propios no se interrumpen.

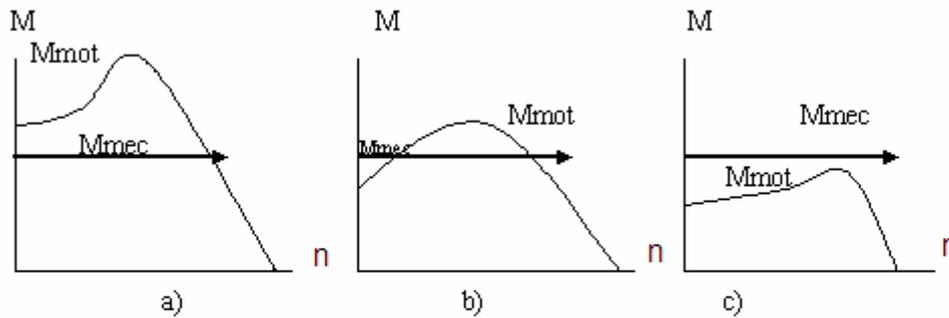


Fig.I.1.3 Curvas de momento de torsión en un motor de inducción en función del voltaje. a) Operación normal. b) Operación con bajo voltaje. c) Rechazo de carga.

Si el voltaje se cae a valores inferiores al 70 % el motor puede quedar en la situación de la figura I.1.3 c) con lo que resulta que el par del motor es menor que el par del mecanismo, frenándose de inmediato. Si el motor se detiene queda en régimen de rotor bloqueado consumiendo una gran corriente con un factor de potencia muy bajo (de 15 % a 35 %), lo que produce una caída de tensión adicional en las barras. Los motores vecinos que estaban operando según la figura I.1.3 b) pasan al régimen de rotor bloqueado causando la avalancha de voltaje, que a su vez produce un colapso en el sistema.

El colapso del sistema se sigue presentando en los sistemas modernos y continúa siendo un peligro real para la estabilidad del sistema. Se caracteriza por sufrir en cualquier momento una caída brusca sin retorno en la cual una vez que se presenta no se alcanza a tomar ninguna providencia. Lo único efectivo es tener los suficientes elementos compensadores de potencia reactiva con respuesta instantánea. La caída del sistema en el mejor de los casos implica una interrupción del servicio de por lo menos unas 4 ó 5 horas, lo que representaría pérdidas millonarias en la economía nacional.

## I.2) DEFINICIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS

Central eléctrica se define como, el conjunto de elementos (organismos, sistemas) destinados a convertir en energía eléctrica, parte de la energía primaria que existe en cualquiera de las fuentes conocidas.

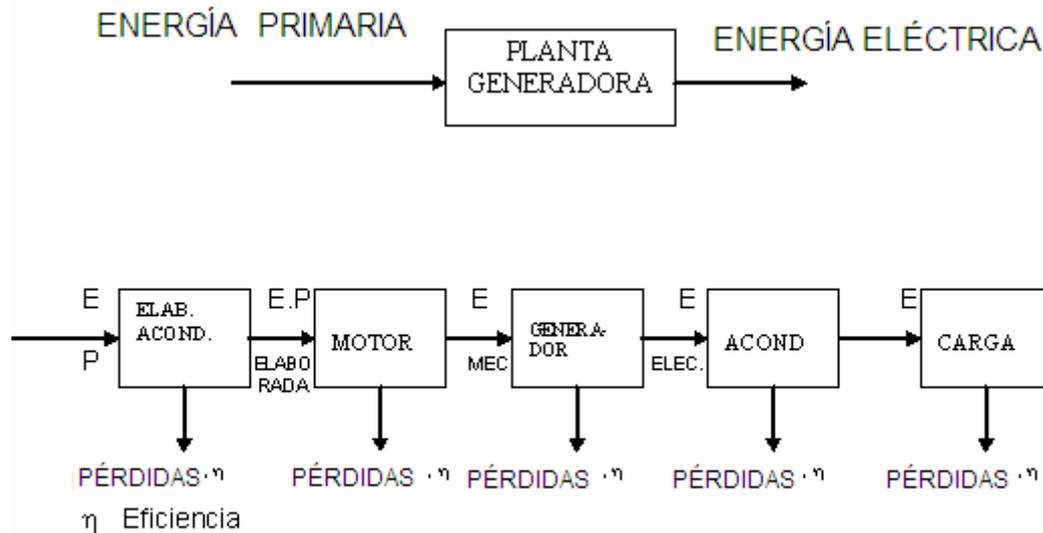


Fig. 1.2 Central Eléctrica

### I.2.1) Capacidad De Generación

Para obtener las características de capacidad de un sistema típico operando a baja frecuencia es necesario considerar todos los tipos de generación disponible: vapor, hidráulica, turbogas y otros. Las características se determinan tanto para las desviaciones de frecuencia de corta duración, que ocurrirán durante los primeros segundos de un abatimiento de frecuencia; como las desviaciones de mayor duración, que pudieran ser minutos, en cuyo caso se debe proteger la unidad generadora contra; sobrecalentamiento por ventilación reducida, fatiga de alabes por esfuerzos de resonancia o voltajes anormales a baja frecuencia.

Al desarrollar las características de capacidad, para un mismo tipo de generación, se debe tener presente que hay variaciones apreciables de acuerdo al tamaño y al diseño. Se han tratado de desarrollar curvas promedio por tipo de generación aún asignando pesos relativos a cada uno de ellos, de acuerdo a porcentajes típicos en los sistemas representativos. Al hacerlo así ninguna compañía eléctrica se puede representar exactamente, pero los resultados serán razonablemente aceptable para la interconexión de sistemas.

El peso dado a cada tipo de generación se escoge para reflejar las condiciones de demanda máxima del sistema. El argumento para esta decisión, es que un déficit de generación, es más probables que suceda durante la carga "pico", que es cuando se puede tener problemas de reserva de capacidad.

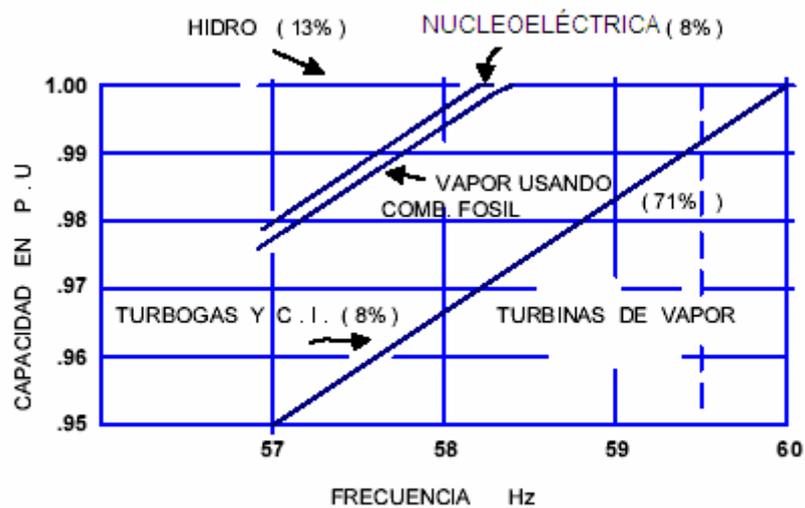


Fig. I.2.1 Capacidad de cada tipo de generación

### I.2.2) Tipos De Generación

En el proceso termoelectrico existe una clasificación de tipos de generación de acuerdo a la tecnología utilizada para hacer girar los generadores eléctricos, denominándoseles como sigue:

- Vapor.  
Con vapor se produce el movimiento de una turbina acoplada al generador eléctrico.
- Turbogas.  
Con los gases de combustión se produce el movimiento de una turbina acoplada al generador eléctrico.
- Combustión interna.  
Con un motor de combustión interna se produce el movimiento del generador eléctrico.

Una segunda clasificación corresponde al tipo de centrales que utilizan una combinación de las tecnologías de turbogas y vapor para la generación de energía eléctrica, denominada:

- Ciclo combinado.

Otra clasificación de las centrales termoelectricas corresponde al combustible primario para la producción de vapor, según:

- Vapor (combustóleo, gas y diesel).
- Carbo-eléctrica (carbón).
- Dual (combustóleo y carbón).
- Geotermoelectrica (vapor extraído del subsuelo).
- Nucleoeléctrica (uranio enriquecido).

La capacidad efectiva instalada en México y la generación de cada una de estos tipos de generación termoeléctrica, es la siguiente:

Tipo	Capacidad en MW	Generación GWh
Vapor	14,058.50	89,773
Dual	2,100.00	14,109
Carbo-eléctrica	2,600.00	18,567
Ciclo Combinado *	5,188.35	24,825
Geotermoeléctrica	837.90	5,567
Turbogas	2,006.68	5,066
Combustión interna	102.01	467
Nucleoeléctrica	1,364.88	8,726
Total	28,258.32	167,101

Tabla I.2.2

- Incluye productores externos de energía (centrales ciclo combinado Mérida III, Hermosillo, Saltillo y Tuxpan II)

### I.3) TIPOS DE PLANTAS ELÉCTRICAS

Secuencia de transformaciones de energía.

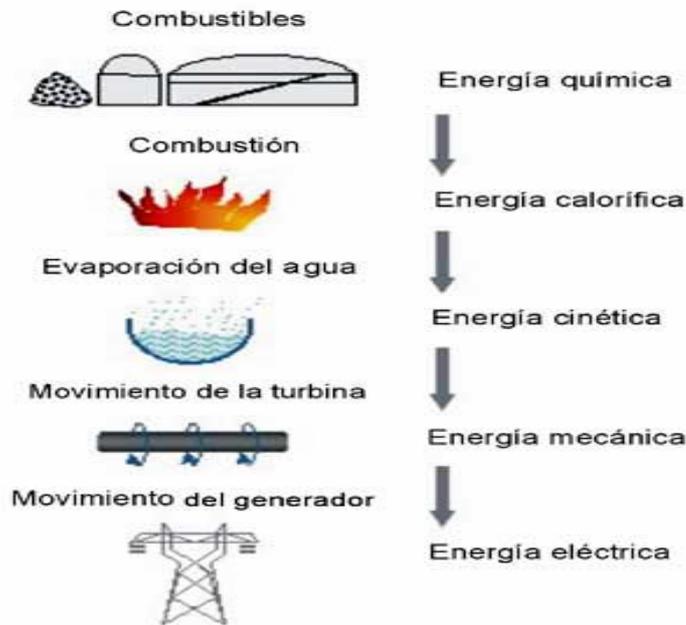


Fig. I.3 Transformación de la energía

#### I.3.1) Termoeléctricas Convencionales

Estas centrales utilizan el poder calorífico de combustibles derivados del petróleo (combustóleo, diesel y gas natural), para calentar agua y producir vapor a temperaturas del orden de los 520 °C y presiones entre 120 y 170 kg/cm<sup>2</sup>, para impulsar las turbinas que giran a 3600 r.p.m.

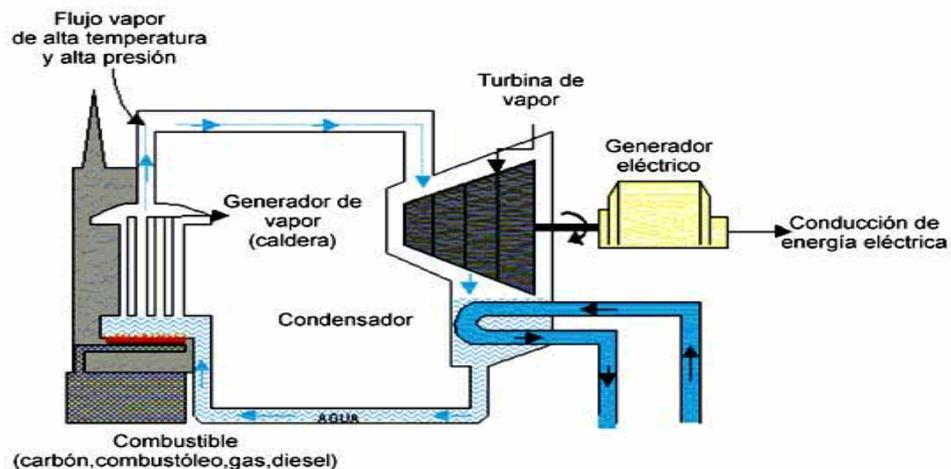
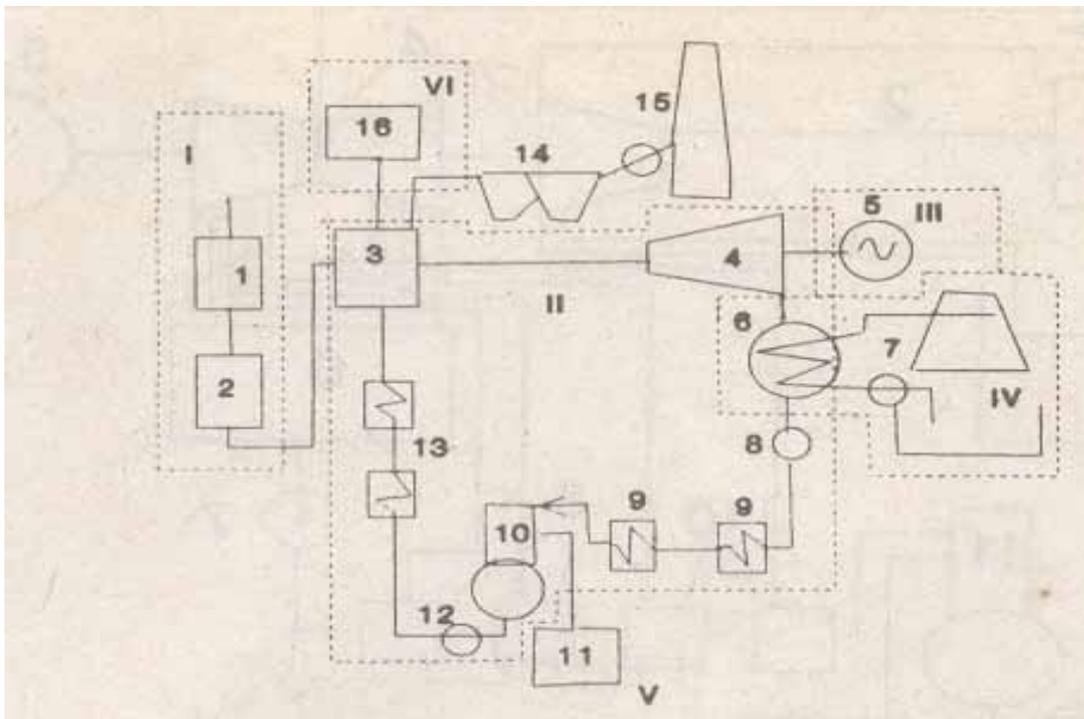


Fig. I.3.1.1 Termoeléctrica

El principio de funcionamiento de las centrales termoeléctricas convencionales consiste en quemar combustible orgánico (combustóleo, gas, carbón, etc.) en una caldera para producir vapor de agua, el cual se usa para mover las turbinas que a su vez mueven a los generadores síncronos que generan la energía eléctrica para la red eléctrica. En las centrales actuales se usan parámetros de vapor muy altos, como presiones entre 160 y 240 atmósferas y temperaturas entre 500 y 560 °C. Las potencias de las unidades termoeléctricas van desde decenas de MW hasta 200, 300, 350, 500, 600, 800, 1000, 1200 y 1500 MW. La eficiencia va desde 28 % hasta 41 % o un poco más en plantas nuevas.

La central termoeléctrica se puede considerar como una fábrica de energía eléctrica, como tal, tiene un esquema tecnológico similar al de la figura I.3.1.

El departamento de combustible en el caso del carbón es de gran importancia porque requiere de grandes recursos, ya que la planta siendo de gran potencia, puede quemar unas 10 000 toneladas diarias de carbón y almacenar unas 500 000 toneladas.



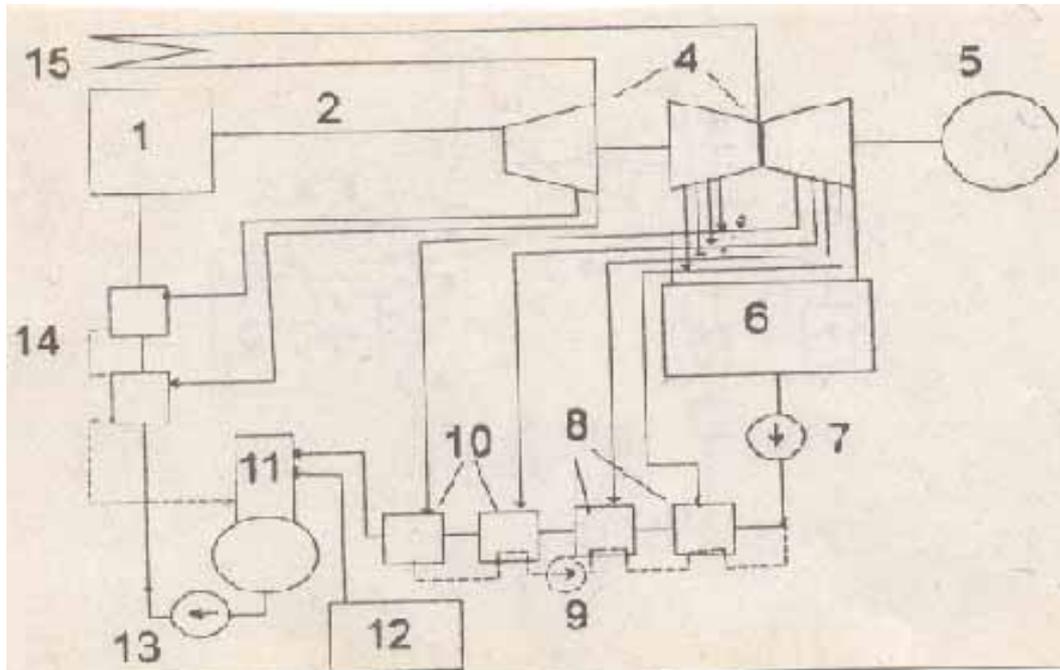
**Fig. I.3.1.2** Esquema tecnológico de la central carbo-eléctrica. 1. - Departamento de transporte y procesamiento de carbón. II.- Ciclo principal, ciclo térmico o ciclo agua-vapor. III.- Departamento eléctrico. IV.- Departamento de agua química. V.- Departamento químico VI.- Departamento de desechos sólidos. 1. - Descarga y almacenamiento de carbón 2. - Procesamiento del carbón. 3. - Generador de vapor. 4. - Turbina. 5. - Generador. 6. - Sistema de agua de enfriamiento del condensador. 8. - Bomba de condensado. 9. - Calentadores de baja presión. 10. - Desgasificador. 11. - Sistema de tratamiento químico del agua. 12. - Bombas de alimentación de la caldera. 13. - Calentadores de alta presión. 14. - Filtros de gases. 15. - Chimenea. 16. -Desechos sólidos.

En todas las calderas modernas la quema de carbón se realiza en forma de polvo mezclado con 12 a 14 partes de aire. Con esta mezcla, el combustible y el carbón se quema instantáneamente en forma de explosión controlada, elevando la eficiencia de la caldera y mejorando el control de la misma. La pulverización del carbón se realiza en molinos de bolas dentro de un sistema de tuberías con tiros forzados e inducidos.

El aire movido por los ventiladores de molino arrastra el polvo de los molinos hasta el ciclón, en donde se separa el polvo para almacenarse y quemarse posteriormente.

El aire utilizado en el sistema de procesamiento de carbón se calienta en la caldera para elevar la eficiencia.

El ciclo del combustible es abierto, llega como carbón y sale como calor y como desechos sólidos gaseosos.



**Fig. I.3.1.3** Esquema térmico de central termoeléctrica con recalentamiento intermedio. 1. - Generación de vapor 2. - Tubería de vapor vivo. 4. - Turbina. 5. - Generador síncrono. 6. - Condensador. 7. - Bomba de condensado. 8. - Calentadores de baja presión. 9. - Bomba de reinyección del condensado. 10. - Calentadores de media presión. 11. - Desgasificador. 12. - Agua de repuesto. 13. - Bomba de alimentación de la caldera. 14. - Calentadores de alta presión. 15. - Recalentador intermedio.

El ciclo térmico utilizado en las termoeléctricas se conoce como de Rankine y consiste en elevar la temperatura del agua hasta convertirla en vapor seco, expandir dicho vapor en la turbina y extraer calor en el condensador hasta obtener nuevamente agua (condensado). En caso de querer aplicar el ciclo de Carnot se tendría que meter el vapor que sale de la turbina nuevamente a la caldera, con lo que se gastaría tanta energía como la que se obtuvo en la turbina más las pérdidas. La figura I.3.1.3, muestra un esquema térmico con recalentamiento intermedio.

El abastecimiento del agua tiene un gasto muy grande que supera en 40 ó más el gasto de vapor de la turbina. Para una unidad de 300 MW se requieren más o menos 900 toneladas de vapor por hora y por lo tanto el condensador requerirá por lo menos de 12000 toneladas de agua de enfriamiento por hora. A presiones manejadas en este caso no son muy grandes, el costo del sistema es alto, llegando a ser de 15 % del costo total de la termoeléctrica. Cuando es posible, el sistema de abastecimiento es abierto, por ejemplo cuando hay grandes ríos o el mar, con lo que se reducen considerablemente los costos. Cuando el agua escasea se usan sistemas cíclicos con diversos tipos de torres de enfriamiento.

El agua que se usa en la caldera, debe ser químicamente tratada para que no tenga sales no solubles (que no tenga dureza) y tampoco debe tener oxígeno libre ni en forma de monóxido o bióxido de carbono. Las sales no solubles forman incrustaciones en el interior del tubo que además de reducir la sección útil del mismo impiden la circulación del calor y el tubo se sobrecalienta, llegándose a dañar. Si el agua contiene

oxígeno en suspensión, la oxidación de las superficies de calentamiento de la caldera se oxidan con gran rapidéz debido a las temperaturas de ebullición. Los productos de la oxidación son arrastrados por el flujo de agua o el vapor en los tubos hasta lugares propicios para acumularse, como son las curvas en “U”, en donde pueden causar la obstrucción y el daño del tubo.

Desde el punto de vista de operación las centrales termoeléctricas operan preferentemente en régimen base, es decir con carga cercana a la nominal las 24 horas del día todo el año. Las termoeléctricas tienen gran inercia térmica, por lo que su arranque es muy lento y lo mismo la variación de su carga. El arranque de cero a plena carga de un bloque de gran capacidad se lleva de 4 a 6 horas. Esto se debe a que tanto la caldera como la tubería de vapor vivo y la turbina se tienen que ir calentando poco a poco para evitar daños por esfuerzos térmicos. En cada caso se tienen establecidos gradientes de temperatura que deben respetarse, es decir no se debe sobrepasar el número de grados de elevación de temperatura en unidad de tiempo.

### **I.3.2) Centrales De Tipo Combinado**

Una central de ciclo combinado está formada por una planta con turbinas de gas y una termoeléctrica convencional. La turbina de gas se mueve con gases resultantes de la combustión con temperaturas cercanas a los 800 °C. A la salida de la turbina los gases tienen temperaturas superiores a los 500 °C, por lo tanto estos gases se usan en una caldera especial para producir vapor que a su vez moverá la turbina de vapor de la planta de ciclo combinado. La caldera de vapor además de recibir los gases de las turbinas de gas tiene sus quemadores de combustible. La gran ventaja de las plantas de ciclo combinado es que su eficiencia se eleva considerablemente. Actualmente la eficiencia de estas plantas alcanza el 51 %.

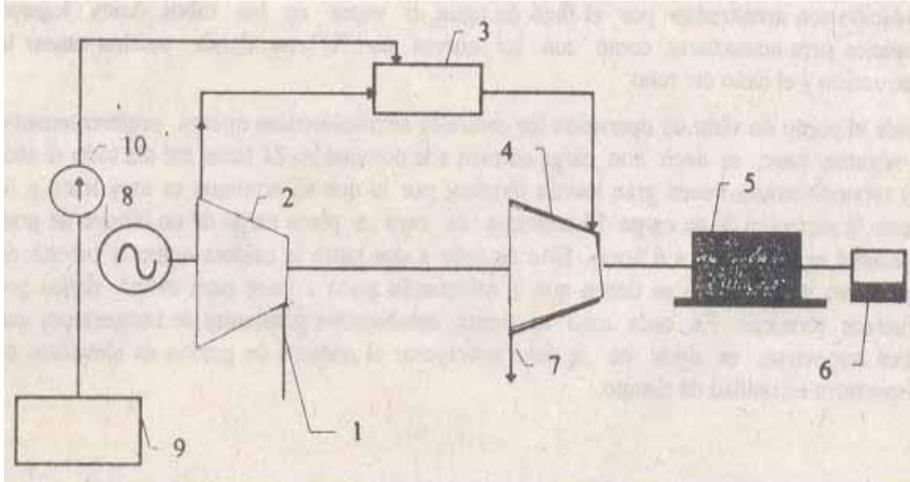
Operativamente las centrales de ciclo combinado se consideran similares a las convencionales, debido a que la parte de vapor sigue dificultando la maniobra de cambio de potencia. Por su gran eficiencia también deben operar en régimen base. La eficiencia de las plantas con turbinas de gas va desde 28 % hasta 38 % en las unidades actuales, por lo tanto la elevación de la eficiencia con el ciclo combinado es por lo menos del 10 %.

Actualmente se instalan en el mundo muchas centrales de ciclo combinado utilizando gas natural como combustible. Con esto además de mayor eficiencia se obtiene una contaminación muy baja, sobre todo en comparación con las carbo eléctricas.

### I.3.3) Plantas Con Turbinas De Gas

En esta forma de generación, inicialmente utilizo las turbinas de avión que ya no eran confiables para la navegación aérea, pero si en la generación de energía eléctrica. Posteriormente se fabricaron turbinas de mayor capacidad diseñadas especialmente para ser utilizadas en los sistemas de potencia.

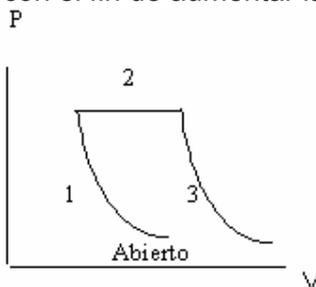
La figura I.3.3.1 muestra un esquema simplificado de una planta con turbina de gas.



**Fig. I.3.3.1** Esquema de una planta con turbina de gas 1. - Entrada de aire al compresor. 2. - Compresor. 3. - Cámara de combustión. 4. - Turbina de gas. 5. - Generador síncrono. 6. - Excitatriz. 7. - Salida de gases. 8. - Motor de arranque. 9. - Combustible. 10. - Bomba

El principio de operación de las turbinas de gas que se muestra en la figura I.3.3.1 consiste en que el compresor recibe el aire de la atmósfera y lo comprime. El aire comprimido llega a la cámara de combustión en donde entre el combustible, formándose la mezcla de combustible que se quema instantáneamente por la alta temperatura (del orden de 800 °C). Los gases resultantes de la combustión pasan a la turbina en donde se expanden y entregan parte de su energía, abandonándola con temperaturas del orden de 500 °C. Los gases que abandonan la turbina pueden usarse para calentar agua en las centrales de ciclo combinado o simplemente calentar la atmósfera.

El ciclo de la turbina de gas es abierto, según se ve el diagrama presión volumen que muestra la figura I.3.3.2. El proceso 1 corresponde a la compresión del aire en el compresor. Al comprimirse el aire sube la presión y se reduce el volúmen. En la cámara de combustión de gas se expande a presión constante debido a la energía térmica (2). El proceso en la turbina consiste en la expansión del gas y la obtención de trabajo. Las turbinas de gran capacidad tienen procesos de enfriamiento y recalentamientos intermedios con el fin de aumentar la eficiencia.



**Fig. I.3.3.2** Diagrama presión volumen en una turbina de gas 1. -Compresión del Aire en el compresor. 2. Expansión a presión constante de la cámara de combustión. 3. - Expansión en la turbina.

La potencia de la turbina se usa para mover el compresor y el generador, así como a la excitatriz cuando se tiene. Por esta razón las turbinas de gas tuvieron inicialmente eficiencias muy bajas.

Las turbinas de gas se usaron inicialmente para cubrir los picos de carga, debido al alto costo de energía que producían, sin embargo en la actualidad compiten, con las termoeléctricas, sobre todo por la baja contaminación que producen y la facilidad de maniobra que tienen. Las turbinas de gas arrancan en tiempos similares a las hidroeléctricas de 1 a 2 minutos de cero a plena carga.

### **I.3.4) Centrales Hidroeléctricas**

Las plantas hidroeléctricas producen cerca del 28 % de la energía eléctrica de nuestro país.

Estas centrales producen normalmente la energía de menor costo, sobretodo porque no se gasta en combustible. A diferencia de las unidades de termoeléctricas en donde las potencias se repiten exactamente en diferentes plantas, en las hidroeléctricas son normalmente diferentes, debido a que cada caso es especial. La potencia de las unidades depende de la altura estática de la hidroeléctrica y del caudal del río, así como cuando la planta cubre picos o es de régimen base.

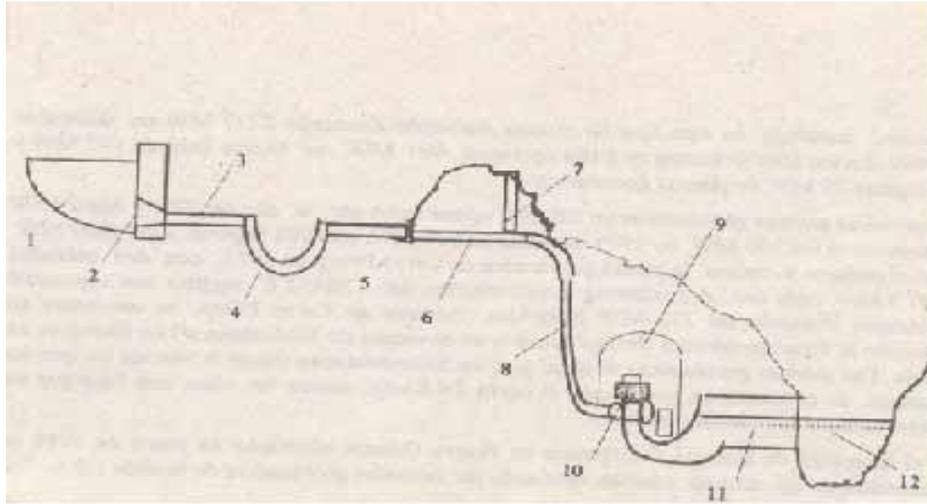
Dependiendo de la altura y del gasto se utilizan diferentes turbinas hidráulicas como las Pelton, Francis, Kaplan, Kaplan doble alabe, diagonales y hélice. Las Pelton son turbinas activas que operan no sumergidas en el agua. Todas las demás son turbinas reactivas que operan completamente sumergidas en el agua. Las turbinas Pelton se usan para alturas grandes y gastos de agua pequeños. Las turbinas Francis se instalan en alturas considerables con gastos medios. Las turbinas Kaplan y hélice son para gastos muy grandes y alturas pequeñas. Las turbinas de doble alabe y diagonales se usan para gastos medios y alturas medias. La tabla I.3.4.1 muestra las principales características de las diferentes turbinas Hidráulicas.

CLASE		ACTIVAS			REACTIVAS		
Sistema	Cápsula	Kaplan	Kaplan doble alabe	Diagonales	Hélice	Francis	Pelton
Carga	2 a 20	2 a 90	40 a 150	40 a 150	2 a 90	15 a 650 2 a 200	300 a1750
Diámetro (mts)	3 a 7.5	1 a 10			0.35 a 9	0.35 a 8.5	0.36 a 5.2
Potencia Límite (MW)	50	250		85	150	1000	200

**Tabla I.3.4** Características de las turbinas hidráulica.

En la figura I.3.4 se muestran los principales elementos que conforman una central hidroeléctrica, aunque en algunas de ellas no son necesarios todos. Tal es el caso de las hidroeléctricas de río, en donde la casa de máquinas sustituye parte de la cortina y las obras de toma y desfogue están integradas a la casa de máquinas. Aquí no existen obras de desviación ni tampoco son necesarios los pozos de oscilación. Las hidroeléctricas con desviación generalmente corresponden a las de pequeños gastos y grandes alturas con turbinas Peltón.

Las centrales hidroeléctricas tienen grandes ventajas con respecto a otros tipos de plantas generadoras, como las termoeléctricas; no gastan combustible, tienen eficiencias de 80 % y más, su gasto en servicios propios no pasa del 1 % de la potencia generada, son de gran duración por ser maquinas de baja velocidad, son de fácil maniobra, fáciles de automatizar, requieren de poco personal de operación, pueden sustituir a otras plantas en caso de que fallen y ahorran combustible al sustituir a las termoeléctricas.



**Fig. I.3.4** Elementos de la central hidroeléctrica. 1. - Presa. 2. - Obra de toma 3. - Derivación abierta 4. - Sifón 5. - Obra de puesta a presión 6. - Túnel a presión 7. - Pozo de oscilación 8. - Tubería de presión de la turbina 9. - Casa de maquinas 10. - Generador 11. - Desfogue 12. - Río

En los sistemas de potencia donde predominan las termoeléctricas y nucleares sobre las hidroeléctricas, estas últimas operan normalmente en régimen pico, es decir, se utilizan por periodos de tiempo de unas 3 o 4 horas al día a plena carga, cuando la demanda se maximiza. También en la regulación de la frecuencia intervienen hidroeléctricas de gran capacidad.

### **I.3.5) Centrales Geotérmicas**

Las centrales geotérmicas son plantas termoeléctricas en las cuales el vapor que mueven a las turbinas proviene del subsuelo, de donde se extrae por medio de pozos geotérmicos con profundidades de miles de metros. Estos pozos se perforan con tecnología similar a la utilizada en los pozos petroleros. La energía geotérmica normalmente se obtiene de vapor de agua caliente proveniente del subsuelo.

Sin embargo existen otras formas de energía geotérmica, como la roca caliente, que se encuentra en una gran variedad de localidades. La roca seca caliente del subsuelo se puede emplear para calentar agua en circuito cerrado y obtener grandes cantidades de energía térmica. También existe la energía de geopresión que consiste en grandes cavernas conteniendo sales naturales con metano a grandes presiones con temperaturas altas o moderadas. Estas formas de energía pueden tener un desarrollo muy importante

### I.3.6) Centrales Eólicas

#### DESCRIPCION DEL PROCESO DE LAS CENTRALES EÓLICAS

Este tipo de central convierte la energía del viento en energía eléctrica mediante una aeroturbina que hace girar un generador. La energía eólica está basada en aprovechar un flujo dinámico de duración cambiante y con desplazamiento horizontal. La cantidad de energía obtenida es proporcional al cubo de la velocidad del viento, lo que muestra la importancia de este factor.



Fig. I.3.6 Esquema de una central Eólica

Los aerogeneradores aprovechan la velocidad de los vientos comprendidos entre 5 y 20 metros por segundo. Con velocidades inferiores a 5 metros por segundo el aerogenerador no funciona y por encima del límite superior debe pararse para evitar daños a los equipos.

#### **Desarrollo de la energía eólica en México**

Además de la geotermia, la única fuente de energía alterna susceptible de desarrollarse a precios competitivos en gran escala es la energía eólica o energía del viento.

#### ***Central eólica de La Venta, Oaxaca***

La Central de La Venta se localiza en el sitio del mismo nombre, a unos 30 kilómetros al noroeste de la ciudad de Juchitán, Oaxaca. Fue la primera planta eólica integrada a la red en México y en América Latina, con una capacidad instalada de 1.575 MW.

#### ***Central eólica de Guerrero Negro, Baja California Sur***

Se ubica en las afueras de Guerrero Negro, Baja California Sur, dentro de la Zona de Reserva de la Biosfera de El Vizcaíno.

Tiene una capacidad de 0.600 MW, y consta de un solo aerogenerador.

## **I.4) CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA**

La definición de la calidad de la energía es muy amplia. Pero se puede definir como la ausencia de interrupciones, sobretensiones, deformaciones producidas por armónicas en la red y variaciones de voltaje suministrado al usuario. Además le concierne la estabilidad de voltaje, la frecuencia y la continuidad del servicio eléctrico. Actualmente la calidad de la energía es el resultado de una atención continua. En años recientes, esta atención ha sido de mayor importancia debido al incremento del número de cargas sensibles en los sistemas eléctricos, las cuales, por sí solas resultan ser una causa de degradación en la calidad de la energía eléctrica.

Debido a la importancia que representa la energía eléctrica en nuestra vida, la cual es usada en la iluminación, en la operación de diversos equipos, video, aire acondicionado y sistemas de cómputo, así como en procesos industriales como de servicio, es importante contar con una buena calidad de energía. La energía eléctrica además se ha empleado en la fabricación de la mayoría de las cosas que utilizamos. Por consiguiente los disturbios y variaciones de voltaje que se producen en la red eléctrica afectan directamente al usuario.

Por dar un ejemplo, las depresiones de voltaje por sólo cinco milisegundos son capaces de hacer que una computadora pierda su información o causar errores, es por esto que el incremento en el equipo de procesamiento de datos (computadoras) ha marcado al problema de la calidad de la energía como un problema muy serio.

Los disturbios no sólo afectan al equipo de los consumidores, sino que también perjudica la operación de la red de suministro. Los disturbios mencionados causan problemas como los que se citan a continuación:

- a) Operación incorrecta de controles remotos.
- b) Sobrecalentamiento de cables.
- c) Incremento de las pérdidas reactivas de los transformadores y motores.
- d) Errores en medición.
- e) Operación incorrecta de sistemas de protección.  
entre otros.

Debido a estos problemas, algún componente de cualquier equipo puede sufrir un daño considerable al presentarse algún transitorio que rebase su nivel de aislamiento. Otro ejemplo, un rectificador puede llegar a fallar si es expuesto a un voltaje transitorio arriba de cierto nivel.

Podemos decir, que el objetivo de la calidad de la energía es encontrar caminos efectivos para corregir los disturbios y variaciones de voltaje en el lado del usuario, y proponer soluciones para corregir las fallas que se presentan en el lado del sistema de la compañías suministradoras de energía eléctrica, para lograr con ello un suministro de energía eléctrica con calidad.

### **I.4.1) Tres Perspectivas de la Calidad de la Energía Eléctrica**

El problema de la calidad de la energía puede ser visto desde tres perspectivas diferentes. La primera de ellas, es la que corresponde al lado de los consumidores después del medidor, y es el impacto de los disturbios en los equipos. La segunda, también del lado de los consumidores, es que los fabricantes de equipos deben conocer los niveles de éstos disturbios y la frecuencia con que ocurren, para así determinar una tolerancia razonable para sus equipos. La tercera que concierne a ambos lados del medidor, es cómo los disturbios ocasionados por un consumidor afectan a otros consumidores que están conectados a la misma red de suministro.

La compañía de suministro no puede darse el lujo de suponer que provee una excelente calidad de energía, ya que algunos de los disturbios quedan fuera del control de la empresa. Por ejemplo no puede tener el control de que una descarga atmosférica no caiga sobre ni en las cercanías de una línea de transmisión, o no puede evitar que algún desperfecto en algún equipo genere una interrupción de energía.

Basados en el conocimiento de diseño y en el área eléctrica, los fabricantes deben diseñar y construir equipos que puedan resistir niveles razonables de disturbios. Los usuarios de equipo sensible a los disturbios pueden escoger entre dos opciones para eliminarlos, o al menos reducirlos: una es hacer un buen diseño del circuito de distribución y otra es utilizar equipo de acondicionamiento.

A continuación se muestran algunos tipos de consumidores que requieren forzosamente equipos de acondicionamiento para mantener un buen nivel de calidad de energía eléctrica:

- a) Sistemas de información que utilizan equipo de cómputo.
- b) Departamentos de paramédicos y bomberos.
- c) Empresas públicas (Gas, agua, energía eléctrica).
- d) Aeropuertos.
- e) Instituciones financieras.
- f) Departamento de policía, entidades gubernamentales, etc.

Los términos usados para describir los disturbios frecuentemente tienen diferente significado para diferentes usuarios. Pero muchos atributos de calidad de energía son comúnmente reconocidos. A continuación se da una breve descripción de algunos de los disturbios más comunes:

### Pico de voltaje

Es un incremento en el nivel de voltaje que dura microsegundos. Es debido principalmente por fallas en la red eléctrica, descargas atmosféricas y switcheo de grandes cargas.

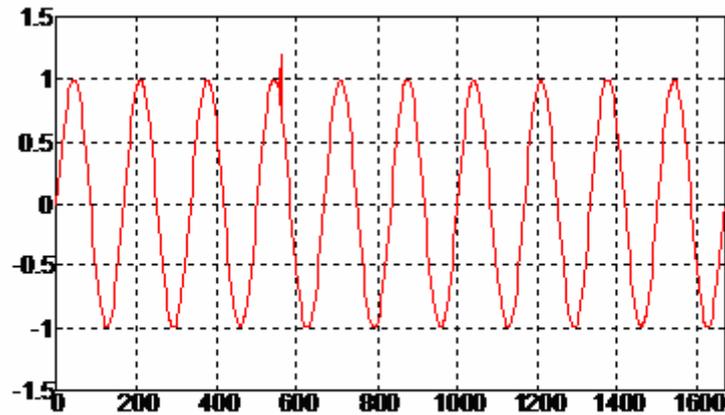


Fig. I.4.1.1 Pico de voltaje.

### Depresión de voltaje

Es un decremento momentáneo (varios ciclos de duración) en el nivel de voltaje. Es debido a la conexión de grandes cargas, descargas atmosféricas y fallas en la red eléctrica.

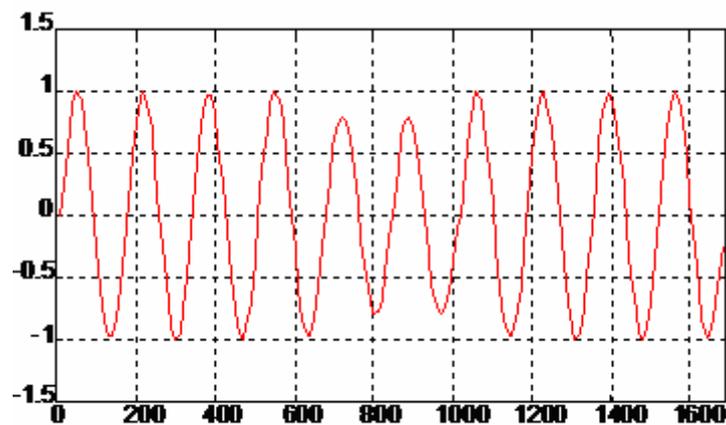


Fig. I.4.1.2 Depresión de voltaje

### Dilatación de voltaje

Es un incremento del voltaje de varios ciclos de duración. Es ocasionado por la desconexión de cargas grandes y no llega a ser un sobrevoltaje.

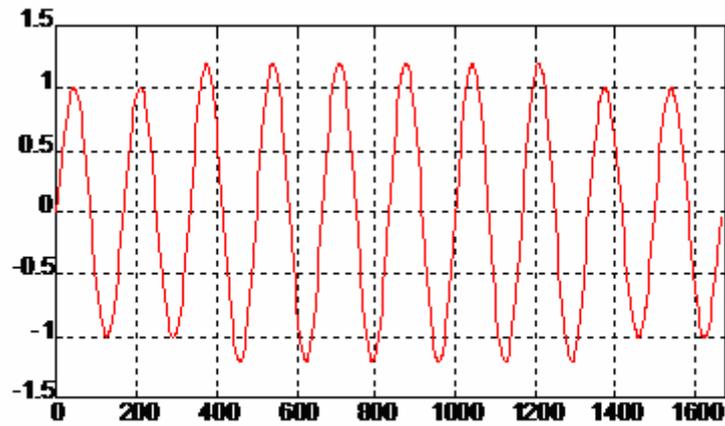


Fig. I.4.1.3 Dilatación de voltaje.

### Sobrevoltaje

Es una condición de voltaje elevado (arriba del valor nominal), dura mucho más tiempo. Es causado por una pobre regulación de voltaje.

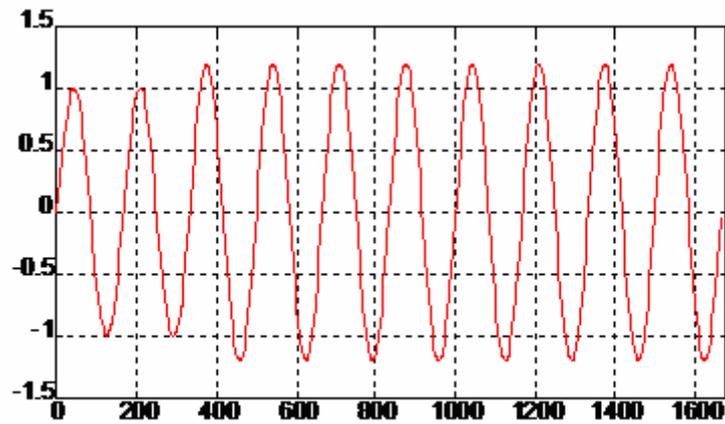


Fig. I.4.1.4 Sobrevoltaje

## Parpadeo

Se refiere a las fluctuaciones en el nivel de voltaje. Estas son debidas a la conexión de cargas cíclicas como hornos eléctricos o por oscilaciones subarmónicas (subarmónicas se refiere a señales de frecuencia menor a la fundamental). Por lo general este efecto se observa fácilmente en el cambio de intensidad bajo y alto de lámparas y ruido acelerado y desacelerado de motores.

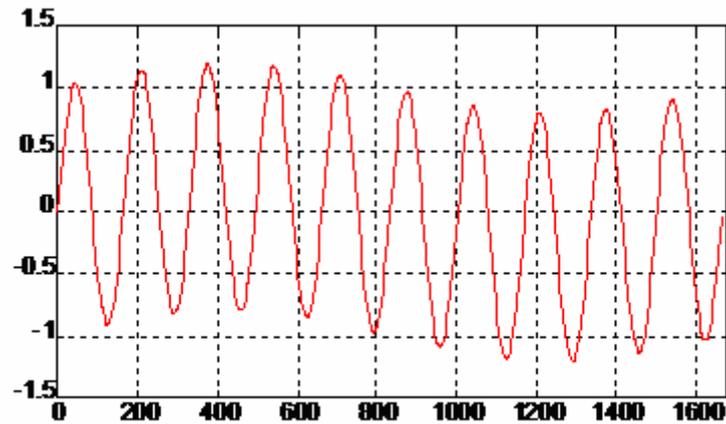


Fig. I.4.1.5 Parpadeo

## Interrupciones de energía

Es la pérdida total de potencia. Por lo general se considera interrupción cuando el voltaje ha decrecido a un 15 % del valor nominal o menos. Este es debido a aperturas de líneas, daño de transformadores, operación de fusibles o equipos de protección de la red, entre otras posibilidades. También se consideran interrupciones de energía aquellas que duran milisegundos.

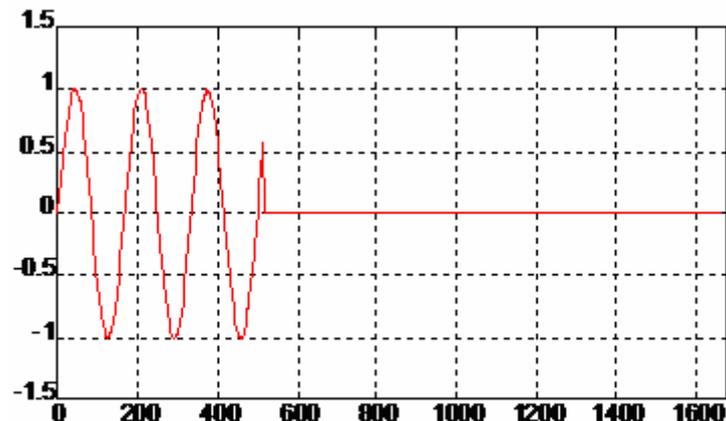


Fig. I.4.1.6 Interrupción de energía

### Ruido eléctrico

Es la distorsión (no necesariamente periódica) de la forma senoidal del voltaje. Este es debido a switcheo, transmisores de radio y equipo industrial de arco eléctrico.

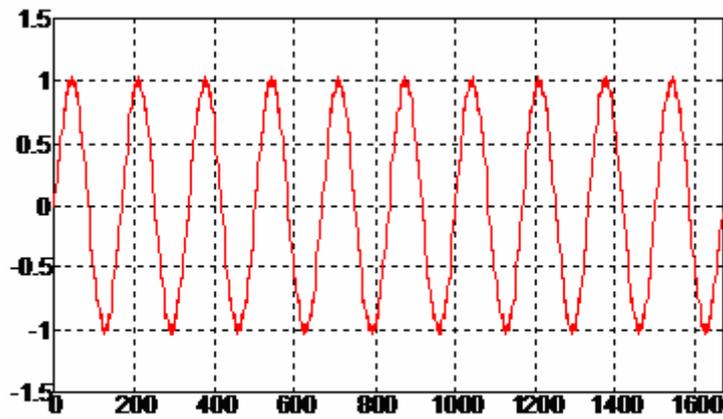


Fig. I.4.1.7 Ruido eléctrico.

### Distorsión armónica

Es la distorsión (periódica) de la forma de onda senoidal del voltaje o corriente. Esta es causada por la operación de equipos no lineales como lo son rectificadores y hornos de arco eléctrico. Este es un fenómeno en estado estable.

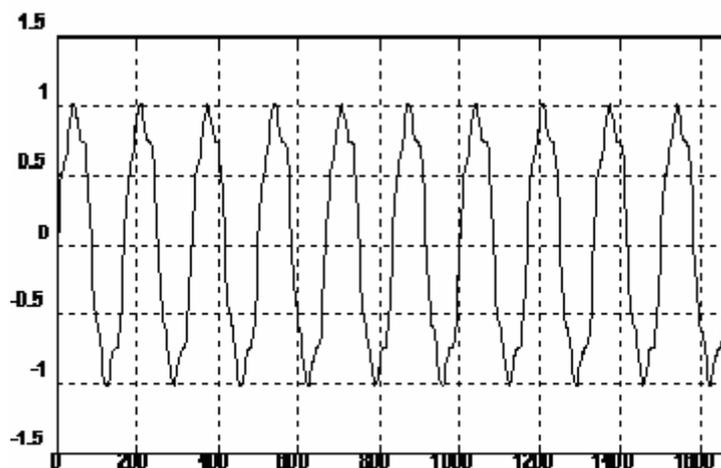


Fig. I.4.1.8 Distorsión armónica

## **CAPÍTULO II**

### **FUNCIONAMIENTO DE LOS REGULADORES DE VELOCIDAD**

#### **II) INTRODUCCIÓN**

Mantener la frecuencia constante es una condición indispensable en la operación normal de los sistemas eléctricos de potencia. Como la carga en la red eléctrica es variable, entonces se tiene que estar variando constantemente la potencia de las turbinas para restablecer el equilibrio. Cuando se tienen cambios en la carga del sistema, la frecuencia se altera, por ejemplo si la carga se incrementa la frecuencia se reduce. Todas las unidades generadoras cuentan con sistemas de regulación de velocidad que automáticamente modifican el gasto del medio operante de las turbinas para establecer la velocidad nominal. El medio operante es el vapor en las termoeléctricas y nucleares, el agua en las hidroeléctricas y los gases calientes en las turbinas de gas.

Por otra parte en las centrales generadoras, se tiene sistemas para absorber los cambios de carga. Estas plantas desarrollan la función de la regulación de la frecuencia. En otras palabras si en un momento dado la red eléctrica, requiere una determinada potencia adicional, las centrales reguladoras de frecuencia la aportan. Las centrales reguladoras de frecuencia deben ser de fácil maniobra, es decir, tomar la carga con rapidez y además de tener potencia considerable. Tales requisitos los cumplen únicamente las centrales hidroeléctricas.

Cuando ocurre un disturbio que causa la caída de la frecuencia o su elevación, actúa de inmediato el sistema de regulación primaria.

#### **II.1) REGULACIÓN DE LA VELOCIDAD**

El primer paso de un sistema de regulación es obligar a la magnitud o magnitudes realimentadas (“salidas” del sistema) a conservar valores tan próximos como sea posible a los que se consideren como ideales. Estos valores ideales, o teóricos, son a su vez funciones de las magnitudes de entrada del sistema: “referencia” y “perturbación”.

##### **II.1.2) Funciones De Un regulador**

A un regulador no sólo se le pide hacer coincidir el valor de la variable primaria, con una magnitud de referencia, sino también realizar un cierto número de funciones, necesarias para el buen comportamiento de la máquina:

- a) Limitación de las magnitudes críticas: como la corriente o la tensión de inducido. Si se alcanza el valor del límite de la variable secundaria, el sistema de la regulación abandona el control de la variable primaria y se dedica a la vigilancia de la variable secundaria, manteniéndola tanto como necesite en su valor límite.
- b) Control preciso de las variables de forma que se eviten evoluciones excesivamente rápidas de las mismas. Por ejemplo, el control del gradiente de corriente en un inducido es necesario.

c) Paso sin golpe de un modo de control a otro. Así, la conmutación de la regulación de velocidad con limitación de la corriente a la regulación de corriente debe hacerse sin brusquedades.

d) Ajuste y optimización fáciles de un ciclo de control, independientemente de los otros. Eso es indispensable en el período de puesta en servicio y también en el caso en que nos viéramos obligados a cambiar un regulador, o incluso de modificar sus funciones.

### **II.1.3) Mecanismos de Regulación**

Existen distintos mecanismos de regulación unos manuales y otros automáticos y estos mecanismos pueden estar limitados a un determinado generador, es decir, a la central eléctrica o instalados para regular los sistemas interconectados, obviamente a mayor nivel de redes más complejos y sofisticados serán estos mecanismos.

### **II.1.4) Regulador De Velocidad De La Turbina**

La necesidad de equilibrar la potencia entregada a la turbina, por el agua en turbinas hidráulicas y por el vapor en las térmicas, con la demanda eléctrica incluyendo las pérdidas hace indispensable regular permanentemente la admisión de la turbina. Todo cambio de carga afecta inicialmente a la energía cinética, provocando que la velocidad de las máquinas y con ello la frecuencia en la red disminuya en el caso que la carga crezca y viceversa.

Para un correcto funcionamiento de las máquinas eléctricas, es necesario que funcione lo más cercano a la frecuencia nominal. De no ser así, podría ocurrir que las centrales dejaran de operar en márgenes aceptables, por la menor velocidad de las bombas, ventiladores y otros elementos eléctricos, reduciéndose la potencia que entregan lo que provocaría que fuera necesario desconectar consumos con el fin de recuperar los niveles de frecuencia aceptables.

En primer lugar se analizará el regulador de velocidad de la turbina que está compuesta por los siguientes dispositivos:

- Un sistema de medida que detecta las variaciones de velocidad (tacómetro).
- Un servomecanismo capaz de transformar la señal del sistema de medida en la acción de variar la admisión de la turbina.
- Órganos de regulación: válvulas, alabes, deflectores son los encargados de realizar la regulación propiamente tal.
- Un dispositivo de amortiguación que reduzca las oscilaciones del conjunto.

A continuación se muestra en figura II.1.4 de este sistema de regulación:

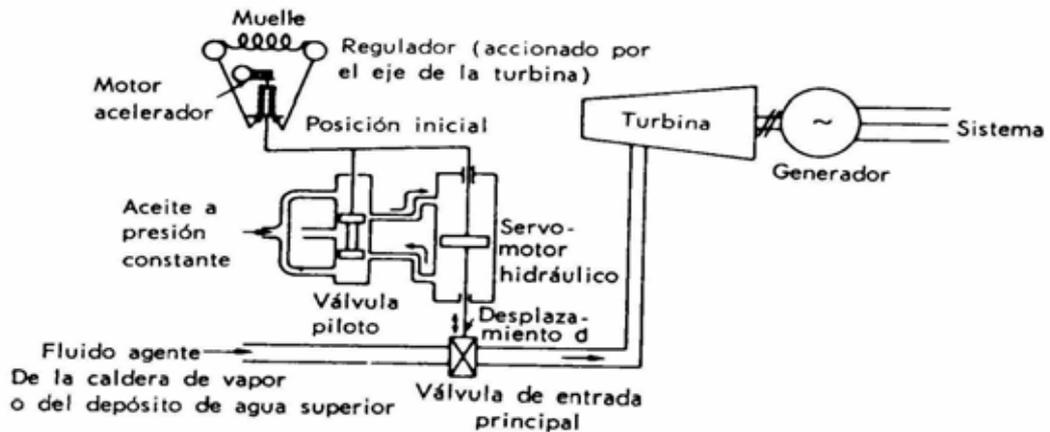


Figura II.1.4

Las variaciones de velocidad angular de la turbina son medidas la mayoría de las veces con un regulador centrífugo de Watt. En este tipo de regulador, dos pesos se mueven radialmente alejándose del eje cuando su velocidad de rotación aumenta y así actúan moviendo un manguito sobre un vástago central. El movimiento de este manguito se transmite, mediante un mecanismo de palanca, al pistón de una válvula piloto y mediante dicho mecanismo se hace funcionar el servomotor. En este mecanismo existe una zona muerta, es decir, la velocidad debe cambiar en una cierta cantidad antes de que la válvula comience a funcionar, debido al rozamiento y al punto muerto del retroceso mecánico. El tiempo empleado por la válvula principal para moverse debido a los retrasos en los sistemas de la válvula piloto hidráulica y del servo-motor es apreciable, de 0,2 a 0,3.

Una característica importante del sistema de regulación es el mecanismo mediante el cual la posición del manguito del regulador y, por lo tanto, las posiciones de la válvula principal pueden variarse y ajustarse independientemente de su actuación debido a la variación de velocidad. Esto se realiza mediante el variador de velocidad o motor acelerador como a veces se le denomina. El efecto de este ajuste consiste en la producción de una familia de características paralelas. De aquí que la potencia de salida del generador a una velocidad determinada pudiere ajustarse según nuestra voluntad y esto tiene una importancia extrema cuando se ha de funcionar con economía óptima.

Las turbinas cuentan con un control de emergencia que cierra la admisión en el caso de pérdida total de la carga con el fin de evitar el posible embalamiento, este cierre ocurre a velocidades preestablecidas.

### **II.1.5) Análisis De La Regulación En Un Sistema Interconectado**

Las máquinas forman parte de un sistema más grande y su comportamiento estará condicionado por el resto del sistema, haciéndose más compleja la regulación debido al mayor número de generadores y centrales que se deben considerar, al igual que las cargas han aumentado y siguen patrones menos predecibles.

Un concepto que es necesario mencionar es el de la característica potencia/frecuencia de un sistema interconectado. A la variación de potencia para una modificación determinada de la frecuencia en un sistema se le conoce como rigidez del sistema, cuanto más pequeña sea la variación de frecuencia para una variación de carga determinada, más rígido será el sistema. La característica potencia/frecuencia puede aproximarse a una recta descendiente, para lograr un control estable, por lo que a todo aumento de carga corresponderá una nueva condición de operación a una frecuencia ligeramente menor.

En los casos mencionados anteriormente existen distintos tipos de regulación de frecuencia, ellos son:

- Regulación Primaria: se produce cuando la regulación de frecuencia se realiza sin el uso automatizado del control carga-velocidad. Además controla la potencia generada por cada máquina.
- Regulación Secundaria: cuando es necesario controlar en forma automática la potencia que fluye por las líneas y modificar convenientemente la generación total de cada sistema para lograr un correcto ajuste, este ajuste se realiza más lento que el caso primario.
- Regulación Terciaria: cuando los sistemas son muy grandes y cuentan con muchos generadores es necesario controlar automáticamente las máquinas para alcanzar valores económicamente convenientes, considerando las características propias de cada generador.

En sistemas interconectados la manera más óptima para conseguir un correcto funcionamiento de estos se logra a través de la implementación de programas computacionales que buscan un óptimo económico, incorporando el control automático y factores como los flujos de potencia a través de las líneas. La selección de las unidades generadoras que han de funcionar se decide fundamentalmente por las exigencias de las reservas disponibles de energía, el control de tensión, la estabilidad y la protección. A continuación se muestra en figura II.1.5 típico de implementación de control automático para la regulación de un sistema.

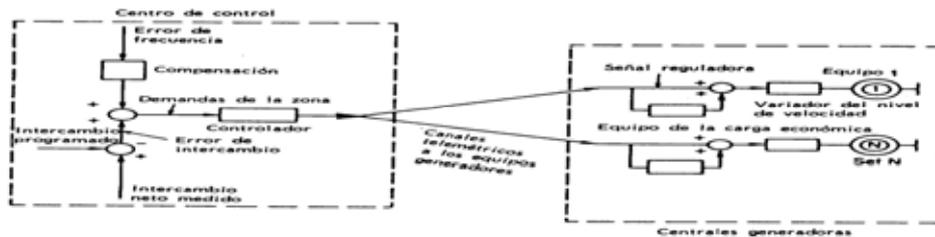


Fig. II.1.5

## II.2) CARACTERÍSTICA DE LOS REGULADORES DE VELOCIDAD EN CENTRALES HIDRIELÉCTRICAS

El regulador de velocidad permite controlar la potencia generada de la unidad, una vez que se ha sincronizado al sistema eléctrico, manteniendo la velocidad de operación en sincronía con la red eléctrica. Para tal efecto el regulador de velocidad establece una relación directa entre los dispositivos que controla el operador (variador de velocidad) y la apertura de distribuidor, que a su vez actúa sobre los alabes móviles de la turbina.

Las funciones del regulador de velocidad son:

- a) Monitorear el comportamiento de la unidad durante los rechazos de carga, preservando la seguridad y corrigiendo la sobrevelocidad debido a variaciones transitorias o disturbios en el sistema eléctrico.
- b) Permitir la regulación necesaria de la unidad, para mantener las condiciones estables antes de la sincronización y contribuir a que se haga ésta en forma precisa a la red eléctrica.
- c) Hacer que el turbo generador, participe en la distribución de la carga, cuando dicha unidad (turbina-generador) está conectada en paralelo con otras unidades.
- d) Contribuir en la realización del despacho económico de generación, siguiendo las políticas operativas del sistema eléctrico.

### II.2.1) Reguladores De Velocidad En Centrales Termoeléctricas

La mayoría de las turbinas de vapor están equipadas con dos tipos de reguladores, unos para la velocidad y otros independientes para las velocidades excesivas. Las únicas excepciones son aquellos casos especiales en que se juzga como una remota probabilidad la velocidad excesiva debida a la pérdida de carga. En el caso de turbinas de velocidad variable, el regulador de velocidad puede arreglarse para que cubra un amplio intervalo de velocidades. Se opera por medio de la válvula que controla el flujo de vapor a este regular, a través de un mecanismo de relevación hidráulico. En general, el regulador de velocidad excesiva es del tipo isócrono, arreglado para dispararse en el momento en que la velocidad exceda un 10 % la velocidad nominal a plena carga, ejerce su acción sobre una válvula de cierre rápido que corta el suministro de vapor a la turbina.

### II.3) SISTEMA GOBERNADOR DE VELOCIDAD

Un sistema de potencia elemental, resaltando las componentes que integran al sistema de gobernación, se muestra:

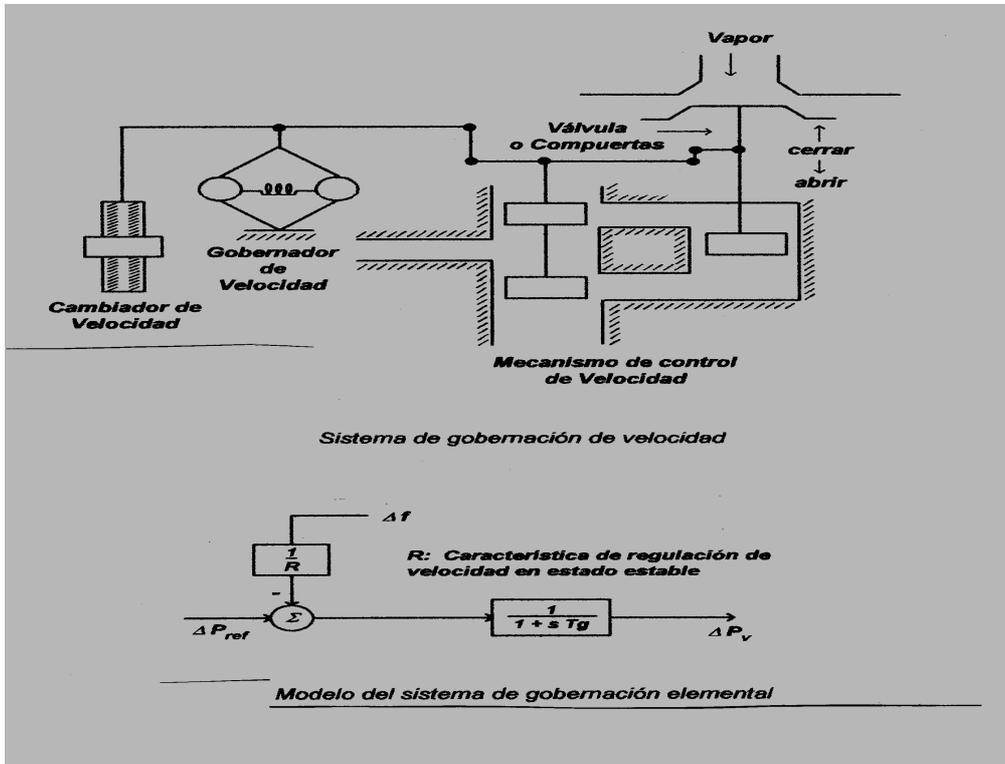


Fig. II.3

El dispositivo sensible al cambio de velocidad es un gobernador centrífugo. Su principio de operación se basa en que dos esferas de cierto peso se mueven radialmente hacia fuera a medida que la velocidad de rotación aumenta moviendo un brazo sobre el eje central. Este movimiento de desplazamiento se transmite por un mecanismo de leva al pistón de la válvula piloto y de ahí se opera el servomotor. Este mecanismo presenta una banda muerta, es decir, la velocidad debe cambiar cierta cantidad antes que la válvula comience a operar, esto debido a la fricción y retroceso mecánico. El tiempo que toma la válvula principal de vapor para moverse, debido a los retrasos en la válvula hidráulica piloto y sistema del servomotor, es del orden 0.2 a 0.3 segundos.

Recientemente se ha generalizado el uso de gobernadores eléctrico-hidráulicos, en lugar de los gobernadores mecánico-hidráulicos convencionales; funcionalmente su operación es similar.

En este caso la medición de velocidad y la característica de regulación de velocidad son realizadas en forma electrónica. La señal de velocidad opera una válvula piloto y el servomotor de la válvula principal. Un control de velocidad electro-hidráulico proporciona mayor flexibilidad y sensibilidad al utilizar circuitos electrónicos en lugar de componentes mecánicos. Cuando son usados en unidades hidráulicas tienen características especiales por requerimientos de estabilidad.

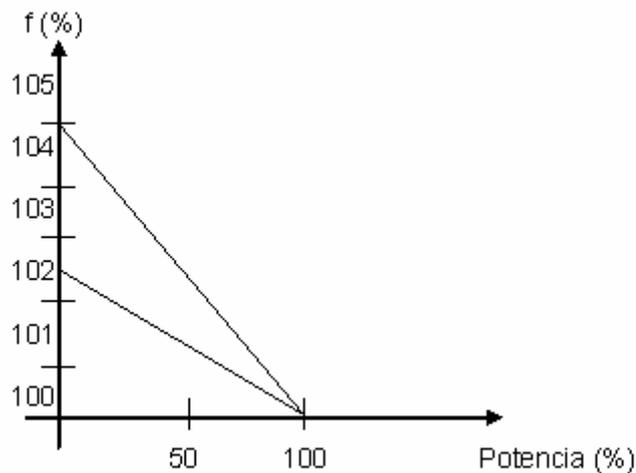


Fig. II.3 Característica de regulación de velocidad en estado estable.

La característica en estado estable del gobernador generalmente se presenta en gráficas de velocidad contra potencia de salida, como en la figura II.3.2. Los valores típicos de la característica de regulación  $R$  son del 5 % al 10 %.

En la figura II.3.2 se tiene que:

$$\Delta f = -R \Delta P$$

donde  $\Delta P$  y  $\Delta f$  son los cambios en % por unidad, de potencia y frecuencia respectivamente, para valor de  $R$  en % (p.u) dado. En general, la característica de regulación en estado estable permite determinar la distribución total de cada máquina ante un cambio de frecuencia en el sistema.

Durante transitorios, la diferencia entre potencia eléctrica y mecánica de cada máquina del sistema origina un cambio en las velocidades y en la frecuencia del sistema. El mecanismo de control de velocidad intentará ajustar la salida de acuerdo a su característica de regulación, tratando de modificar el par mecánico de acuerdo a los cambios en velocidad.

En la figura II.3.2 la característica de regulación en estado estable para unidad A es del 5%, lo cual significa que, en operación aislada, la unidad incrementará su velocidad 5 % (de 60 Hz a 63 Hz) como consecuencia de un cambio, en la posición de válvulas y en la potencia eléctrica, de plena carga a operación en vacío.

La característica de regulación de un grupo de generadores operando en paralelo sigue los mismos principios usados para controlar la potencia eléctrica entre varias máquinas. En la figura II.3.2 se presentan dos máquinas, una con regulación del 5 % (máquina A) y otra con el 25 % (máquina B). Si se considera que ambas máquinas son de la misma capacidad, para un cambio en la carga del sistema, la unidad B tendrá una aportación dos veces mayor que la unidad A.

Si estas máquinas fueran las únicas en el sistema, y la carga se pierde es tal que la frecuencia final del sistema es del 101 %, entonces, la unidad A disminuiría su salida de potencia a un 80 % mientras que la unidad B llegaría a un valor del 60%.

Debe señalarse que la regulación total en un sistema de potencia puede ser considerablemente diferente de sus valores promedio, especialmente si algunas de las unidades no están bajo control del gobernador debido a la acción del limitador de posición de válvulas. Considere que la R de todas las unidades libres de un sistema es del mismo valor en %, entonces la regulación total en % estará dada por:

$$R_t = \frac{R \sum SB}{\sum SsB}$$

donde:

$\sum SB$  es la suma de las potencias nominales de todas las unidades bajo control del gobernador.

$\sum SsB$  es la suma de las potencias nominales de todas las máquinas.

El valor de  $R_t$  será diferente y superior al de R dependiendo de la relación:  $(\sum SB / \sum SsB)$ .

#### **II.4) REGULACIÓN PRIMARIA**

La acción del control se inicia al retroalimentar la señal de velocidad y tener la respuesta del gobernador de velocidad. A esta reacción del sistema de control, tendiente a producir cambios en la potencia mecánica se le conoce como regulación primaria. Esta es la primer línea de defensa para contrarrestar el efecto de disturbios.

Tradicionalmente la regulación primaria se evalúa con índices del comportamiento del sistema en estado estable, sin embargo, hay conceptos importantes involucrados en la respuesta dinámica de un sistema que hacen necesario un tratamiento detallado de la regulación primaria en el tiempo.

Uno de estos aspectos es la rapidéz con que se puede producir la potencia mecánica; esto depende de los mecanismos utilizados para accionar válvulas y del tipo de turbinas empleadas. Si el retardo de tiempo es grande y la frecuencia llegará a valores extremos más altos (máximos o mínimos), impactará así la respuesta del sistema.

En la figura II.4 se presenta el comportamiento de la frecuencia para un aumento de carga, se trata de dos sistemas idénticos excepto en la rapidéz para producir potencia mecánica.

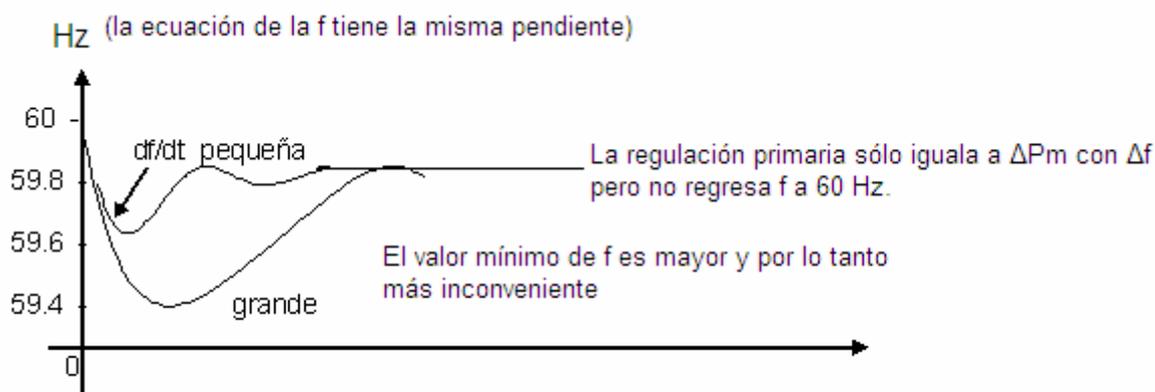


Fig. III.4 Efecto de constante de tiempo en la frecuencia del sistema.

Al analizar la figura II.4 se observa:

- El valor final de la frecuencia es el mismo para ambos casos.
- La frecuencia en estado estable después de la perturbación no es nominal.
- El valor mínimo de la frecuencia es diferente en cada caso.
- El tiempo en que ocurre el mínimo de frecuencia es mayor para el caso de una respuesta lenta.

## II.5) CONSUMO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

Alrededor del 70 % del consumo de la energía eléctrica generada se debe al funcionamiento de los motores eléctricos. Incontables ejemplos de su aplicación, se tienen en la industria, el comercio, los servicios y el hogar.

Es significativo el hecho de que los motores eléctricos, suministran en su mayor parte, la energía que mueve los accionamientos industriales, por lo que la operación y conservación de los motores en la industria, representa uno de los campos más fértiles de oportunidades en el ahorro de energía, que se traducen en una reducción en los costos de producción y en una mayor competitividad.

El ahorro de energía comienza desde la selección apropiada de los motores. Siempre hay uno adecuado a las necesidades que se tienen, tanto en lo que respecta a su tipo por condiciones ambientales de operación, por condiciones de arranque o regulación de velocidad, así como por su tamaño o potencia. Los mayores ahorros de energía eléctrica se obtienen cuando el motor y su carga operan a su máxima eficiencia.

La eficiencia o rendimiento de un motor eléctrico es una medida de su habilidad para convertir la potencia eléctrica que toma de la línea en potencia mecánica útil. Se expresa usualmente en por ciento de la relación de la potencia mecánica entre la potencia eléctrica, esto es:

$$\eta = (\text{salida} / \text{entrada})$$

No toda la energía eléctrica que un motor recibe, se convierte en energía mecánica. En el proceso de conversión, se presentan pérdidas, por lo que la eficiencia nunca será del 100 %. Si las condiciones de operación de un motor son incorrectas o éste

tiene algún desperfecto, la magnitud de las pérdidas, puede superar con mucho las de diseño, con la consecuente disminución de la eficiencia.

Para calcular la eficiencia, las unidades de las potencias deben ser iguales. Como la potencia eléctrica se expresa usualmente en kilowatts (kW) en tanto que la potencia mecánica en caballos de potencia (CP o HP), las siguientes equivalencias son útiles para la conversión de unidades:

<b>1 CP</b>	=	<b>0.746 kW</b>
<b>1 kW</b>	=	<b>1.34 CP</b>

Si un motor de 100 CP toma de la línea 87.76 kW:

<b>Potencia mecánica</b>	=	100 x 0.746
	=	<b>74.6 kW</b>
<b>Eficiencia</b>	=	<b>85%</b>
<b>Pérdidas</b>	=	87.76 - 74.6
		<b>13.16 kW</b>

Esto es el motor convierte el 85 % de su energía eléctrica en mecánica, perdiendo el 15 % en el proceso de conversión. En términos prácticos, se consume (y se paga) inútilmente la energía utilizada para hacer funcionar al motor.

Emplear motores de mayor eficiencia, reduce las pérdidas y los costos de operación. Por ejemplo si el motor anterior se sustituyera por otro con una eficiencia del 90 %, la potencia ahorrada (PA) se puede calcular aplicando la siguiente ecuación:

$$PA = ( P_{salida} ) \times ( ( 1 / E_1 ) - ( 1 / E_2 ) )$$

Donde:

0.746	=	Factor de conversión de CP a kW
CP	=	Caballos de potencia
E <sub>1</sub>	=	Eficiencia del motor de rendimiento menor
E <sub>2</sub>	=	Eficiencia del motor de rendimiento mayor
f.p	=	Factor de potencia en los motores f.p. ≈ 0.89 min. valor permitido f.p. ≈ 0.90 valor oficial

calculando la potencia ahorrada:

$$PA = (74.6 \text{ kW}) \times ((1 / 0.85) - (1 / 0.90)) = 4.87 \text{ kW}$$

Suponga que ambos motores trabajarán 12 horas diarias, 5 días de la semana y 50 semanas por año, que equivalen a 3000 horas al año. La energía ahorrada anualmente equivale a:

$$3000 \text{ horas} \times 4.87 \text{ kW} = 14610 \text{ kWh}$$

Como ejercicio multiplíquese esta cantidad de kWh por el costo de la tarifa que corresponda al servicio que usted tenga y obtendrá el ahorro monetario por utilizar el motor de mayor eficiencia. Un motor bien diseñado puede tener un precio de compra elevado, pero generalmente tendrá una mayor eficiencia que el de motores de procedencia ignorada.

Los incrementos que han experimentado el costo de los energéticos a nivel mundial, han orientado a los fabricantes de motores a lograr principalmente motores de alta eficiencia, con rendimientos de hasta un 96 % y cuyo costo adicional sobre los convencionales se puede pagar rápidamente con los ahorros que se tienen en el consumo. Vale la pena considerar su utilización.

La reparación inadecuada de un motor puede ocasionar un incremento en las pérdidas y adicionalmente en los motores de corriente alterna, la reducción del factor de potencia. Todo esto conduce a una disminución de su eficiencia.

Por ejemplo un motor que sufrió un desperfecto en su devanado y que por ello hay que rebobinarlo, puede disminuir su eficiencia considerablemente, si durante el proceso de reparación se presenta:

- Calentamiento desmedido del hierro al quitar el devanado.
- Daños en las ranuras al quitar el devanado dañado y montar el nuevo.
- Diferente calidad y calibre del alambre.
- Diferente número de vueltas.
- Daños a los cojinetes y mal alineamiento.
- Mayor tiempo de secado final.

Por esto es importante que cuando un motor sea reparado, los trabajos los efectúe personal calificado para garantizar que la compostura sea realizada correctamente y que los materiales empleados sean de calidad igualo superior a los originales.

La misma atención se debe prestar a las partes eléctricas del motor, como a los componentes mecánicos, tales como los cojinetes, el eje y el sistema de ventilación o enfriamiento. Con frecuencia los daños que sufren los devanados tienen su origen en desperfectos mecánicos.

Un motor mal reparado al ser instalado nuevamente, gastará más energía que antes. Cuando los daños sean mayores puede resultar más económico sustituir un motor que componerlo. Evalúe técnica y económicamente la posibilidad de hacerlo.

Los motores de inducción por su simplicidad de construcción, su velocidad prácticamente constante, su robustez y su costo relativamente bajo, son los motores más utilizados en la industria. Sin embargo, tienen el inconveniente de que aún en óptimas condiciones, consumen potencia reactiva (kVAR) por lo que son una de las causas principales del bajo factor de potencia en las instalaciones industriales.

El factor de potencia es indicativo de la eficiencia con que se está utilizando la energía eléctrica para producir un trabajo útil. Se puede definir como el por ciento de la relación de la potencia activa (kW) y la potencia aparente o total (kVA).

Un bajo factor de potencia significa energía desperdiciada y afecta a la adecuada utilización del sistema eléctrico. Por esta razón en las tarifas eléctricas, se ofrece una reducción en las facturas de electricidad en instalaciones con un factor de potencia mayor del 90 % y también se imponen cuotas a manera de multas si el factor de potencia es menor que la cifra señalada.

Ya que los motores de inducción son una de las causas principales del bajo factor de potencia se pueden tomar las siguientes medidas con respecto a éstos para corregirlo:

- Selección justa del tipo, potencia y velocidad de los motores que se instalan.
- Empleo de motores trifásicos en lugar de monofásicos.
- Aumento de la carga de los motores a su potencia nominal (evitar sobredimensionamiento del motor).
- Evitar el trabajo prolongado en vacío de los motores.
- Reparación correcta y de alta calidad de los motores.
- Instalación de capacitores en los circuitos con mayor número de motores o en los motores de mayor capacidad.

## CAPÍTULO III

### CONTROL AUTOMÁTICO DE LA FRECUENCIA Y LA GENERACIÓN

#### INTRODUCCIÓN

Partiendo de una condición de equilibrio de un sistema eléctrico de potencia, con la frecuencia a su valor nominal (60 Hz), cualquier cambio en la carga del sistema dará por resultado un cambio en el valor de la frecuencia, es decir, que las variaciones de frecuencia son consecuencia de los cambios de la carga y, por lo tanto nos indicaran el estado del sistema. Para mantener constante la frecuencia a un valor determinado, debemos lograr el equilibrio entre la potencia generada y la carga ( $P_G = P_C$ ); entonces es necesario contar con un dispositivo que corrija los desequilibrios que de manera constante tienen lugar en el sistema, y este es el regulador de velocidad

Cuando la carga aumente la máquina tiende a perder velocidad por lo cual disminuye la frecuencia y es entonces cuando interviene el regulador de velocidad, cuya función es abrir la válvula de alimentación del primotor para poder satisfacer la potencia demandada por la carga, el caso contrario sucede cuando la carga disminuye entonces la velocidad de la máquina aumenta incrementándose la frecuencia, por lo tanto el regulador actúa y cierra la válvula de la alimentación hasta igualar la potencia generada con la carga demandada.

Esto es  $P_{ci} + \Delta P_{ci} = P_{gi} + \Delta P_G$  por lo que la frecuencia resulta constante pero diferente a la inicial.

- CONTROL PRIMARIO

Equilibrio instantáneo en potencia activa ( $\Delta$ Energía cinética = Demanda).  
Respuesta de 2 a 20 segundos.  
Control automático y local.

- CONTROL SECUNDARIO

Mantiene la frecuencia constante.  
Respuesta al orden de 1 minuto.  
Control automático y local.

- CONTROL TERCIARIO (DESPACHO ECONÓMICO)

Actualización de la referencia de potencia de cada generador.  
Se realiza cada 5 minutos.

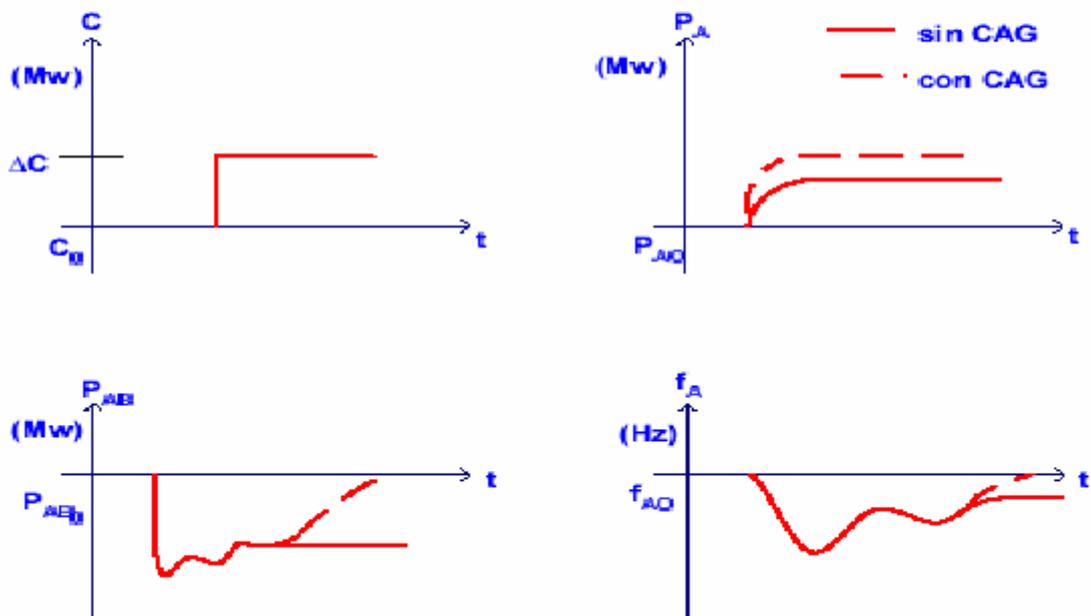
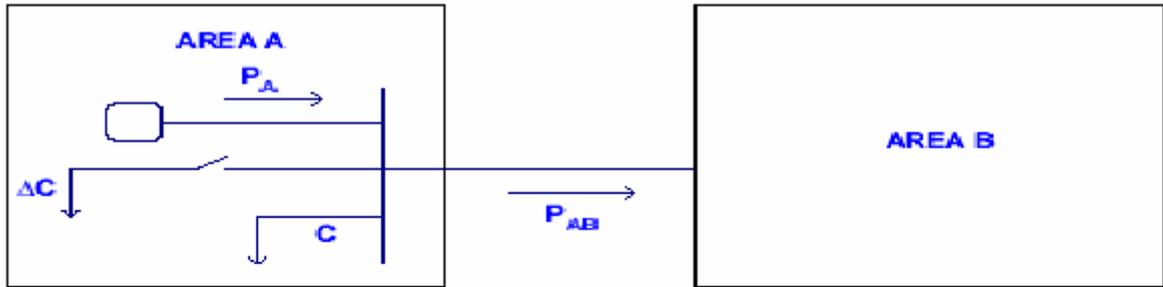


Fig. III Efectos del CAG en el control de generación

CAG. Sistema de control con tres objetivos principales:

1. Mantener la frecuencia del sistema lo más cerca posible a un valor nominal especificado.
2. Mantener el valor correcto de potencia intercambiada entre distintas áreas de control.
3. Mantener la producción de cada central al valor fijado en el despacho económico.

### III.1) ESTADISMO DE LA CARACTERÍSTICA DE LA REGULACIÓN

Se define como el cambio de velocidad angular que se tiene al pasar de carga cero al 100% de carga (potencia nominal), o sea, la variación de frecuencia con respecto al cambio de carga. El estadismo se identifica con la letra “ε” y se expresa en Hertz (Hz), aunque generalmente se da en porcentaje (%) y se identifica con la letra “E” a la que se conoce como regulación. Lo anterior se muestra a continuación:

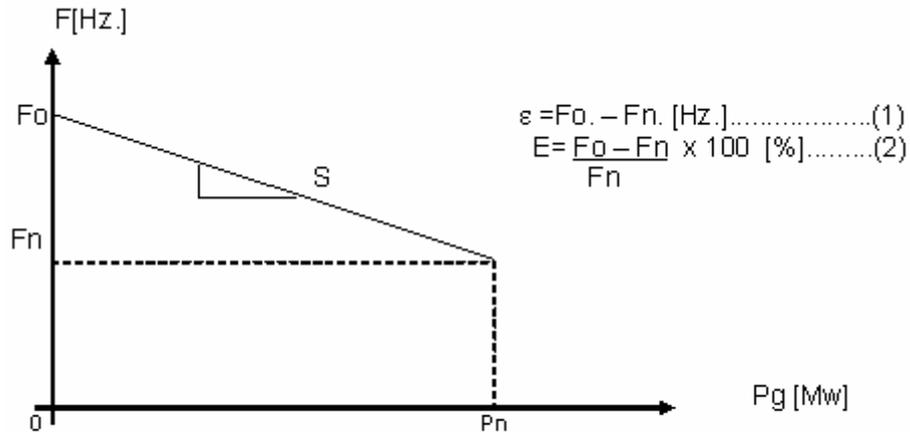


Fig. III.1 Estadismo

- Donde:
- F<sub>0</sub> = Frecuencia en vacío (Hz)
  - F<sub>m</sub> = Frecuencia a plena carga (Hz)
  - F<sub>n</sub> = Frecuencia nominal (Hz)
  - ε = Estadismo (Hz)
  - E = Regulación (% ó p.u.)
  - P<sub>n</sub> = Potencia nominal (Mw)

La característica de regulación se considera como una línea recta, aunque en realidad es una sucesión de pequeñas líneas con diferentes pendientes; sin embargo, para nuestro estudio es permisible esta consideración. Se puede apreciar en la gráfica que la pendiente “s” es negativa y se expresa como:

$$S = \frac{\Delta F}{\Delta P} \text{ [Hz/Mw]}$$

### **III.2) COMPORTAMIENTO DE LA CARGA**

La determinación de las cargas eléctricas es el punto de partida para la solución de problemas técnicos y económicos complejos, relacionados con el proyecto y ejecución de redes de distribución.

La carga se puede definir como la cantidad que caracteriza el consumo de potencia por parte de receptores o consumidores de energía eléctrica.

Densidad de carga: Es la relación entre la carga instalada y el área

$$D_c = C / A$$

Donde:

D<sub>c</sub>: Densidad de carga, MW / Km<sup>2</sup>, MVA / Km<sup>2</sup>.

A: Área, Km<sup>2</sup>.

El modelado para cargas es fundamental en estudios dinámicos, en general la carga varía tanto en su parte activa como reactiva cuando hay cambios de frecuencia y voltaje.

#### **III.2.1) Característica De La Carga**

De lo visto hasta ahora se asume que la generación y la carga están conectadas en un punto y que la potencia de la carga no se afecta por la frecuencia. El comportamiento de la carga con la frecuencia se describe generalmente por una función no lineal que depende la composición de la carga, de acuerdo al tipo que se incluyen en ella. Los tipos de carga que se pueden afectar por la frecuencia, se comportan de manera que los cambios de carga con respecto a los incrementos de frecuencia son positivos. En la siguiente figura III.2.1 se muestra en forma gráfica el comportamiento de la carga con la frecuencia:

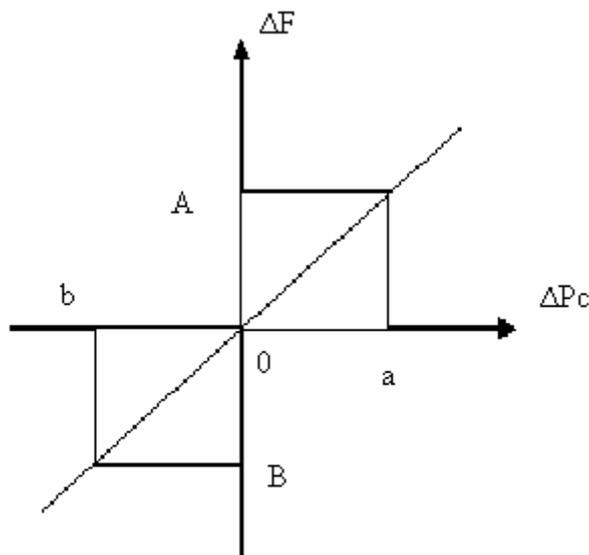


Fig. III.2.1.1 Característica de la carga.

La pendiente de la recta en la figura III.2.1.1 es de  $1 / D$ , en este caso se presenta  $D$  expresada en p.u. e indica el % de cambio de potencia de carga para un % de cambio de velocidad. Los valores típicos de  $D$  en sistemas reales son de entre 1 y 2.

Si la frecuencia sube hasta el punto A el comportamiento o incremento de la carga será 0-a, similarmente si la frecuencia disminuye hasta B, la carga disminuirá en un valor 0-b. El comportamiento descrito anteriormente muestra que la carga tiene un efecto estabilizador entre un disturbio, ya que en los momentos de baja generación (baja frecuencia) la potencia de la carga disminuye, en cambio en los casos de exceso de generación (alta frecuencia) la potencia de la carga aumenta, con lo cual se tiene un mecanismo natural de autodefensa del sistema.

Es importante observar que el cambio de la potencia de la carga con la frecuencia tiene un efecto instantáneo en la potencia de aceleración.

Ante un disturbio no existe manera de obtener el equilibrio de energía entre la carga y la generación, y el cambio neto se traducirá en una desviación de la velocidad nominal. Los efectos combinados de la regulación primaria y el amortiguamiento de la carga con la frecuencia se pueden analizar en estado estable, bajo la base de que ambas acciones tienden a controlar el disturbio. En la figura III.2.1.2 se muestran las características y se muestran los efectos importantes:

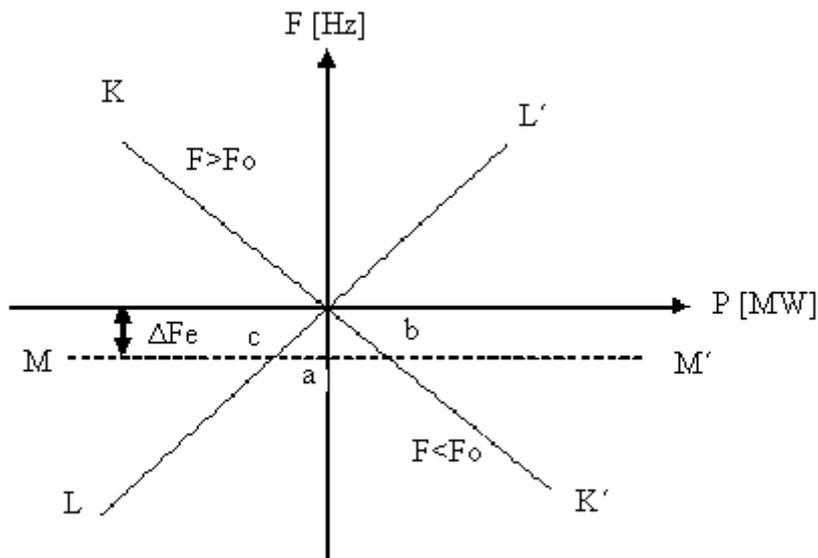


Fig. III.2.1.2 efecto combinado de la regulación y el amortiguamiento.

La recta K-K' representa la característica de regulación en estado estable y en forma de ecuación en estado estable se expresa como:

$$\Delta f = - R \Delta P$$

La recta L-L' representa el comportamiento final de la carga con respecto a la frecuencia y se expresa analíticamente así:

$$\Delta f = (1/ D) \Delta P$$

Para un cambio de frecuencia especificado, indicado por la recta M-M' en la Fig.III.2.1.2, los cambios en la potencia de generación a-b se obtienen de la ecuación:

$$\Delta P = (-1/ R) \Delta F_e$$

Similarmente en cambio de la potencia de carga con la frecuencia a-c se obtiene de la ecuación:

$$\Delta P_c = D \Delta f_e$$

Ahora bien para visualizar mejor el comportamiento del sistema, no se fijará decremento de frecuencia  $\Delta F_c$ , sino que en la realidad se tienen  $\Delta C$ , por lo cual tendremos que apoyar en la siguiente gráfica:

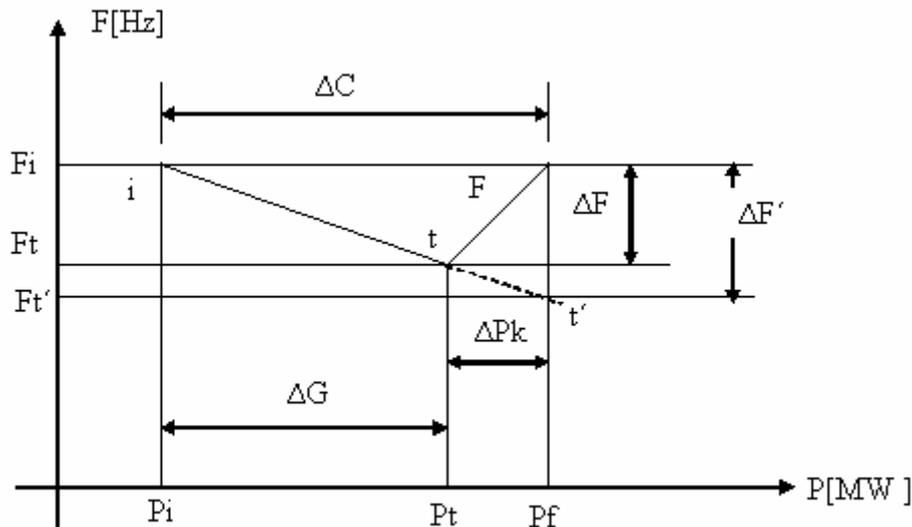


Fig. III.2.1.3

La recta i-t representa la característica de regulación o generación que en la figura III.2.1.2, está representada por la recta K-K'. La recta t-F representa el comportamiento de la carga con respecto a la frecuencia y que en la fig.III.3.1.2 esta representada por la recta L-L'. En el punto i se tiene una condición de estado estable en la cual  $P_g = P_c$  y por consecuencia no existe una  $P_a$  que provoque una desviación de la frecuencia con respecto al valor inicial  $F_i$ . Al momento de ocurrir un  $\Delta C$ , la frecuencia se ve alterada, descendiendo; este descenso de velocidad provoca un incremento de potencia de generación, proporcionado por la energía cinética

almacenada en los rotores y por la producción de P en la turbina, ya que el regulador de velocidad ordenó la apertura de válvulas en la admisión de la turbina al detectar que la frecuencia o velocidad de los rotores disminuye. Al mismo tiempo, la carga que en un momento se manifestó con un cierto valor, tiene un comportamiento descendente, es decir que la carga ya no demanda el mismo valor que al principio, sino que ésta demanda de potencia va disminuyendo. Estos fenómenos se manifiestan en forma simultánea.

El  $\Delta C$  se observa en la figura III.2.1.3 como la línea trazada desde i hasta el punto F, este  $\Delta C$  es realizado en forma finita y única, es decir que no tomamos en cuenta como se manifiesta con respecto al tiempo.

Como se ha mencionado anteriormente, el sistema se encuentra en el punto i, y al ocurrir el  $\Delta C$  el sistema se desplaza por la recta i-t (K-K'), al mismo tiempo la potencia demandada por la carga, se desplaza desde el punto F, por la recta F-t (L-L'). Ambos desplazamientos se encuentran o intersectan en el punto t en el cual se alcanza la estabilidad entre la generación y la carga. En este punto se tiene la frecuencia Ft. La ecuación de la recta (i-t) es:

$$\Delta P_g = -N_g \Delta F \quad \text{o bien} \quad \Delta P_g = -(1/R) \Delta F$$

Y la ecuación de la recta (F-t) es:

$$\Delta P_k = N_k \Delta F \quad \text{o bien} \quad \Delta P_k = D \Delta F$$

Y al intersectarse ambas ecuaciones en el punto t, adquieren la frecuencia Ft. De la fig.III.3.1.3 se observa que el  $\Delta C$  está dado por:

$$\Delta C = \Delta G - \Delta P_k$$

Y sustituyendo la característica de generación y carga en  $\Delta G$  y  $\Delta P_k$  tenemos:

$$\Delta C = -N_g \Delta F - D \Delta F$$

Despejando

$$\overline{\Delta F} = \frac{\Delta C}{N_g + N_k} \quad \text{o bien} \quad \overline{\Delta F} = \frac{\Delta C}{((1/R) + D)}$$

Como podemos apreciar en la ecuación anterior, si no existiera el fenómeno de amortiguamiento de la carga o, si no se tuviera la recta (F-t), la frecuencia descendería hasta el valor Ft' en el cual la generación equiparía a la carga ( $\Delta G = \Delta C$ ) y se alcanzaría la estabilidad.

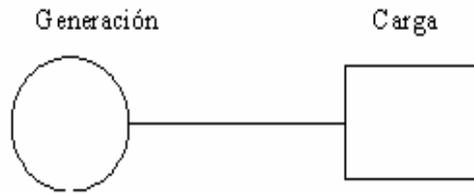
Una ecuación que debe ser de importancia en la solución de problema que involucra más máquinas generadoras, será la de la característica de generación de la planta; la carga total tomada por una planta es igual a la suma de las cargas tomadas por cada una de las unidades y la frecuencia deberá ser la misma en todas las unidades.

Otra situación que puede presentarse ante un aumento de carga, es la saturación de una o más máquinas. Definimos como saturación de una máquina generadora, al fenómeno que se presenta cuando se le demanda una potencia superior a la nominal. Para entender mejor estos conceptos, se realizarán ejemplos ilustrativos, en los cuales se aplicarán las ecuaciones y conceptos descritos anteriormente.

## Ejemplo

- Si se tiene una unidad generadora con las siguientes características:

$P_{nominal} = 50 \text{ MW}$   
 $\text{Estatismo} = 5 \%$   
 $P_i = 30 \text{ MW}$   
 $\Delta P_c = 8 \text{ MW}$   
 $F = 60 \text{ Hz}$



para este ejemplo se requiere calcular la nueva frecuencia del sistema, debida al incremento de la potencia de carga.

Partiendo de la ecuación de incremento de frecuencia se tiene:

$$\Delta F = F_n - F_a \dots \dots \dots (1)$$

Determinamos el valor de "característica de la carga":

$$\Delta N_g = P_n / (E * F_n) \dots \dots \dots (2)$$

=  $50 / (0.05 * 60) = 16.66 \text{ (MW/Hz)}$ , así también tenemos:

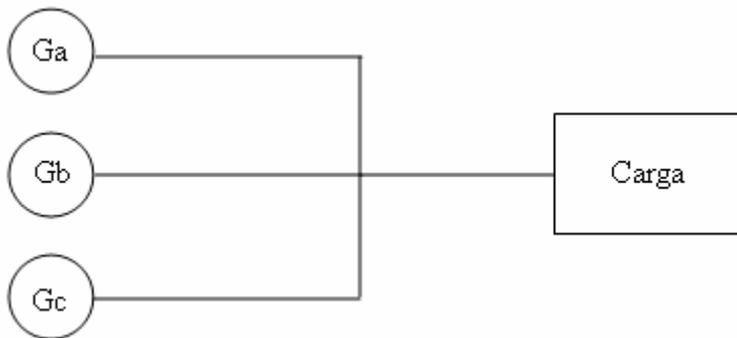
$\Delta N_g = \Delta P_c / \Delta F$ , despejando el decremento de frecuencia se tiene:

$$\Delta F = \Delta P_c / N_g = 8 / 16.66 = 0.48 \text{ Hz}$$

De la expresión (1), despejamos  $F_a$ , así que:  $F_a = F_n - \Delta F$ , sustituyendo los valores:

$F_a = 60 - 0.48 = 59.52 \text{ (Hz)}$  que es la nueva frecuencia que adquiere el sistema al presentarse un incremento de carga.

- Supongamos que tenemos tres unidades generadoras :



Teniendo los siguientes datos:

MÁQUINA	POTENCIA NOMINAL MW	POTENCIA INICIAL MW	ESTATISMO	POTENCIA DE CARGA MW
A	50	30	5	-
B	75	40	4	-
C	85	50	3	-
TOTAL	210	120	-	120

Determinando la característica generación de cada unidad, tenemos:

$$\Delta Ng = P_n / (E * F_n)$$

$$\Delta Ng_A = 50 / (60 * 0.05) = 16.66 \text{ (MW/Hz)}$$

$$\Delta Ng_B = 75 / (60 * 0.04) = 31.25 \text{ (MW/Hz)}$$

$$\Delta Ng_C = 85 / (60 * 0.03) = 47.22 \text{ (MW/Hz)}$$

La característica de generación total del sistema la determinamos como:

$$Ng_S = Ng_A + Ng_B + Ng_C = 16.66 + 31.25 + 47.22$$

$$Ng_S = 95.13 \text{ (MW/Hz)}$$

De la ecuación  $Ng_S = \Delta P / \Delta F$ , despejando el decremento de frecuencia :

$$\Delta F = \Delta P / Ng_S$$

$$\Delta F = 40 / 95.13 = 0.4204 \text{ Hz}$$

Suponiendo que solamente actúa la regulación primaria, el nuevo valor de la frecuencia al aumento de carga, será:

$$F_a = F_n - \Delta F$$

$$F_a = 60 - 0.42 = 59.58 \text{ (Hz)}$$

Si el incremento de la carga es factible de ser alimentado por el sistema, es decir que se tiene la suficiente capacidad de cada máquina y en conjunto satisfacer la nueva demanda. Se tiene:

$$\Delta P_{gA} = \Delta F * Ng_A = 0.4204 * 16.66 = 7.003 \text{ (MW)}$$

$$\Delta P_{gB} = \Delta F * Ng_B = 0.4204 * 31.25 = 13.137 \text{ (MW)}$$

$$\Delta P_{gC} = \Delta F * Ng_C = 0.4204 * 47.22 = 19.851 \text{ (MW)}$$

$$\text{Total} = 39.991 \text{ (MW)}$$

Se puede observar que estos incrementos en cada máquina no logran saturar al conjunto de unidades, por lo cual sumando los incrementos de potencia, se observa que logran completar el nuevo incremento de carga.

PN

$$P_{fA} = 30 + 7.003 = 37.003 \text{ (MW)} \quad < 50$$

$$P_{fB} = 40 + 13.137 = 53.137 \text{ (MW)} \quad < 75$$

$$P_{fC} = 50 + 19.851 = 69.851 \text{ (MW)} \quad < 85$$

$$\text{Total} = 159.991 \text{ (MW)}$$

3 Del ejemplo num. 2, ahora le agregaremos un número adicional, el cual consistirá en considerar que la carga varía con la frecuencia (potencia decarga). Esto es que el coeficiente de amortiguamiento es distinto de cero  $D \neq 0$ . Dando el coeficiente un valor de  $D = 1$ .

Así que, tenemos 120MW de potencia inicial y 40 MW incremento de potencia, de la siguiente fórmula tenemos:

$$D = (1 \% PF) / (1 \% Fn) \text{ se tiene :}$$

$$D = (0.01 * (120 + 40)) / (0.01 * 60) = 2.67 \text{ (MW/ Hz)}$$

La característica de generación de problema anterior permanece igual. Para resolver el incremento de frecuencia, se realiza el siguiente procedimiento:

$$\Delta F' = (\Delta Pc) / (Ngs + D) = 40 / (95.13 + 2.67) = 0.4092 \text{ Hz}$$

De donde la frecuencia actual será:

$$Fa = 60 - 0.4092 = 59.5908 \text{ (Hz)}$$

Y el aumento de carga se repetirá , según la característica de generación de cada unidad:

$$\Delta PgA = \Delta F' NgA = (0.4092 * 16.66) = 6.81 \text{ (MW)}$$

$$\Delta PgB = \Delta F' NgB = (0.4092 * 31.25) = 12.78 \text{ (MW)}$$

$$\Delta PgC = \Delta F' NgC = (0.4092 * 47.22) = 19.32 \text{ (MW)}$$

Necesariamente estos incrementos no logran saturar las máquinas, dado que éstos son más pequeños que los incrementos obtenidos en el ejemplo anterior.

De igual manera la suma de los incrementos de potencia suman una cantidad que es menor a la potencia de carga, es decir, al incremento de 40 MW.

$$\Delta PgA + \Delta PgB + \Delta PgC = 6.81 + 12.78 + 19.32 = 38.91 \text{ (MW)}$$

Esto es debido al amortiguamiento de la carga, que indica o puede interpretarse como la cantidad de energía que no es generada, o mejor dicho, que no es demandada por la carga. Ya que la carga disminuyó su consumo de energía, al bajar la frecuencia.

### **III.3) REGULACIÓN DE LA FRECUENCIA**

Cuando los generadores operan interconectados en el SEP su velocidad corresponde a la frecuencia del sistema, ya que las fuerzas de sincronismo les impiden tener una velocidad diferente. Cuando la carga del sistema se modifica se produce un desequilibrio entre la potencia de las turbinas y la de los generadores, por lo que la frecuencia se modifica.

Una central reguladora de frecuencia debe cumplir dos condiciones importantes. Ser de fácil maniobra y tener una gran capacidad. Fácil maniobra significa que la planta puede tomar o dejar carga con rapidez como las plantas con turbinas de gas y las hidroeléctricas. Se entiende que las hidroeléctricas en general tienen mayor capacidad que las turbinas de gas, por lo tanto lo normal es que la frecuencia del SEP se regule en plantas hidroeléctricas de gran capacidad.

Se debe recordar que las centrales hidroeléctricas pueden arrancar sus unidades de cero a plena carga en tiempos del orden de un minuto. Además las plantas reguladoras de frecuencia deben de estar de preferencia situadas en puntos estratégicos del SEP.

Las unidades generadoras reguladoras de frecuencia tienen una característica de regulación sin estatismo, es decir, que su velocidad depende de la carga que toman. Esto corresponde a una característica de velocidad constante en donde las r.p.m. de la maquina no dependen de la carga. El generador que está regulando la frecuencia absorbe la carga independientemente de su magnitud, lo cual puede dar lugar a sobrecargas peligrosas si no se cuenta con dispositivos de control adecuados. Por esta razón la mayoría de las máquinas del sistema se operan con estatismo elevado, lo que significa mantenerlas con carga constante.

En caso de disturbio, por ejemplo cuando la frecuencia se cae las máquinas con carga fija o "máquinas amarradas" no incrementan en potencia y por lo tanto no ayudan a restablecer el régimen normal. Por tal motivo debe limitarse el número de tales máquinas con objeto de mejorar la regulación de la frecuencia.

La frecuencia se cae sobre todo cuando ocurren desconexiones imprevistas de generadores de gran capacidad o peor aun cuando ocurren fallas en subestaciones o de líneas de red troncal de 400 KW. Para el caso nacional. Por cada MW de potencia de generación por debajo de la demanda hay una pequeña caída de la frecuencia. Se entiende que para el caso del SEP nacional que tiene una carga pico del orden de 20 000 MW la desconexión de una máquina de gran capacidad como es la de Laguna Verde no debe causar ningún problema de pérdida de estabilidad al sistema.

La regulación de la frecuencia normalmente se realiza en dos etapas: la primera está a cargo de los reguladores de velocidad y se llama regulación primaria. La segunda se efectúa por los reguladores de frecuencia electrónicos. La regulación primaria es una respuesta en cierto grado tosca al cambio de la frecuencia que no restablece el valor nominal sino uno cercano. Esta regulación es sumamente importante porque evita la posible caída del sistema por avalancha de frecuencia. La respuesta de la regulación secundaria consiste en llevar al sistema nuevamente a la frecuencia nominal, es decir hace una corrección más fina que la regulación primaria.

### **III.3.1) Control De La Frecuencia**

Los sistemas de energía eléctrica funcionan a una frecuencia determinada, dentro de cierta tolerancia. El rango de tolerancia de la frecuencia de operación de un sistema eléctrico, depende funcionalmente de dos factores, los cuales son: Las características de las cargas conectadas a él y del funcionamiento del mismo sistema.

Es evidente que las cargas resistivas son insensibles a los cambios de frecuencia, pero existen otros tipos de carga, como motores, que son afectados por dichas variaciones.

Los cambios en la frecuencia producen una variación del mismo signo de la potencia consumida. Cargas sensibles a variaciones de frecuencia son usadas en muchos procesos industriales, tales como la fabricación del papel en el cual la variación de la velocidad debido a un cambio en la frecuencia puede afectar notablemente el buen funcionamiento del proceso.

Por lo tanto desde el punto de vista de las características de la carga es suficiente controlar la frecuencia con una tolerancia de 1% del valor nominal, con lo cual se asegura un funcionamiento adecuado de está.

Desde el punto de vista del funcionamiento del sistema, debe tenerse en cuenta que si los generadores conectados al sistema están girando a velocidad correspondiente a la frecuencia nominal, cada unidad contribuye con una generación determinada; el número de generadores en servicio y la repartición de la generación entre las distintas unidades, se basa en consideraciones impuestas por restricciones de operación, tales como la producción de potencia reactiva para contribuir a la regulación de la tensión y la necesidad de contar con reserva rodante para asegurar la continuidad del servicio.

Al producirse una variación de la carga conectada al sistema, se produce un desequilibrio que se refleja en una variación de la velocidad de rotación de las máquinas y en consecuencia de la frecuencia. Los reguladores de velocidad de cada turbina registran esta variación y actúan sobre las válvulas de admisión de fluido a la turbina, introduciendo un par de aceleración o de frenado lo que lleva a la unidad a un nuevo estado de equilibrio.

Sin embargo este nuevo estado de equilibrio se establece a una frecuencia ligeramente distinta de la nominal.

El lograr esto requiere un control de la frecuencia mucho más preciso que el que sería necesario de acuerdo con las características de la carga. Por esta razón los sistemas modernos controlan la frecuencia con una precisión del orden de  $\pm 0.1$  %.

### III.3.2) Planteamiento General

Mantener la frecuencia constante es una condición indispensable en la operación normal de los sistemas eléctricos de potencia. Como la carga en los sistemas eléctricos de potencia es variable, entonces se tiene que estar variando constantemente la potencia de las turbinas para restablecer el equilibrio. Cuando se tienen cambios en la carga del sistema, la frecuencia se altera, por ejemplo si la carga se incrementa la frecuencia se reduce. Todas las unidades generadoras cuentan con sistemas de regulación de velocidad que automáticamente modifican el gasto del medio operante de las turbinas para establecer la velocidad nominal. El medio operante es el vapor en las termoeléctricas y nucleares, el agua en las hidroeléctricas y los gases calientes en las turbinas de gas.

Por otra parte el sistema tiene preparadas algunas centrales generadoras para absorber los cambios de carga. Estas plantas desarrollan la función de la regulación de la frecuencia. En otras palabras si en un momento dado el sistema eléctrico de potencia requiere una determinada potencia adicional, las centrales reguladoras de frecuencia la aportan. Las centrales reguladoras de frecuencia deben de ser de fácil maniobra, es decir, tomar la carga con rapidez y además de tener potencia considerable. Tales requisitos los cumplen únicamente las centrales hidroeléctricas.

Cuando ocurre un disturbio que causa la caída de la frecuencia o su elevación, actúa de inmediato el sistema de regulación primaria.

### III.4) REGULACIÓN SECUNDARIA

#### Reposición de Frecuencia

Sea visto hasta este punto, el comportamiento del sistema ante un incremento de carga, y se ha concluido que el sistema logra estabilizarse y hacer frente a la nueva situación de carga, pero a una frecuencia menor que la que tenía antes del incremento de carga.

Dicho proceso lo podemos analizar con el siguiente diagrama:

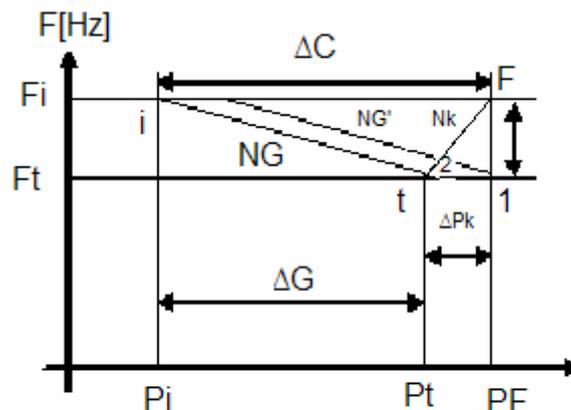


Fig.III.4.1 Control de reposición

En el punto i se tiene el sistema en estado estable, es decir que la potencia de generación es igual a la potencia de carga. Al presentarse un  $\Delta C$  la frecuencia del sistema decrece de  $F_i$  a  $F_t$ , siembargo la potencia generada se incrementa desde  $P_i$  a  $P_t$  satisfaciendo el incremento en la carga. Este  $\Delta P_g$  se explica debido a la energía cinética almacenada en los elementos giratorios, ya que el regulador de velocidad emite la orden de aumentar la potencia mecánica de la turbina

mediante la apertura de las válvulas o compuertas de acceso del combustible, vapor o agua según sea el caso. Cabe señalar que la demanda de la potencia de carga, ayuda al sistema a no generar más energía eléctrica. Ahora bien, después de alcanzar la estabilidad, el sistema se encuentra en el punto t, es decir el sistema viaja desde el punto i hasta el punto t, siguiendo la característica de generación de la planta NG. En el punto t se logra satisfacer el  $\Delta C$  pero a una frecuencia menor, y para lograr reestablecer la frecuencia, es necesario incrementar la velocidad del rotor por medio de incrementos en la potencia mecánica de la turbina, haciendo que la  $P_g$  aumente, acelerando los rotores. El  $\Delta P_g$  debe ser tal que logre llevar al sistema a la frecuencia inicial  $F_i$ ; y ya que el sistema se mueve de un punto estable a otro punto estable siguiendo la característica de generación, es lógico pensar que al aumentar la  $P_g$ , digamos hasta el punto 1, y teniéndose que en el punto 1 la potencia de generación es mayor que potencia de carga  $P_g > P_c$ , esto es un punto no estable, se obtiene un punto 2, el cual es un punto de estado estable, desplazándose desde el punto 1 al punto 2 siguiendo la característica de generación, se ve desplazada paralelamente hacia arriba. El punto 2 tiene una frecuencia mayor que la frecuencia en el punto t, es decir  $F_2 > F_t$ . Podemos realizar este proceso nuevamente hasta obtener la  $F_i$ , con el sistema localizado en el punto F.

Cada vez que incrementamos la potencia de generación, aceleramos el rotor del generador, y el regulador de velocidad lo detecta, corrigiendo la velocidad (cierre de válvula). Otro factor que contribuye a que los rotores no incrementen demasiado su velocidad, es el hecho de que al acelerar los rotores, se incrementa la frecuencia y al mismo tiempo se incrementa la potencia de carga, con la cual el sistema se autorregula. Como mencionamos anteriormente el incremento en la potencia de generación  $\Delta P_g$  debe ser tal que logre llevar al sistema a la recuperación de la frecuencia; este valor está definido por:

$$\Delta P_g = NG * \Delta F$$

A esto se le conoce como el control de reposición. El control de reposición CR es una corrección, es decir que si el error es positivo, la corrección de frecuencia será negativa y viceversa. Como enunciamos anteriormente, la corrección de frecuencia está dada por una serie de impulsos que en suma son iguales al valor del error.

### **III.5) MARGEN DE RESERVA**

Un concepto importante en el control de generación, es el margen de reserva; el punto central es tener generación disponible para el control de la frecuencia, Aquí aparece el primer factor básico en la determinación de la reserva, siendo éste la disponibilidad del recurso para efectuar cambios en la potencia mecánica. Esto implica que las unidades debe estar limitados o “amarrado”.

Si el cálculo de la reserva se los realiza mediante la suma de la reserva individual de cada unidad, la cual se evalúa como la diferencia entre la potencia máxima y la generación actual de la máquina, se puede llegar a valores ficticios de reserva. En esta evaluación sólo se deben incluir las unidades libres, o bien los márgenes de reserva, deben asociar con valores de regulación.

Otro factor importante, que ha sido comentado anteriormente, es la rapidéz de respuesta de las unidades donde se tiene la reserva. Definitivamente el comportamiento de la frecuencia será muy diferente, aún en casos con la misma reserva, cuando en una situación la reserva está disponible en unidades térmicas sin recalentamiento. De esta manera la calidad de la frecuencia se afectará por el tipo de generador donde se ubica la reserva.

También la capacidad de regulación altera el comportamiento dinámico de la frecuencia, aquí la ganancia de la acción de control afecta la producción de la potencia mecánica y finalmente la frecuencia.

### **III.6) DESPACHO ECONÓMICO**

El punto de partida para establecer la repartición óptima de una carga determinada entre varias unidades generadoras termoeléctricas que funcionan en paralelo alimentando dicha carga, es la característica de consumo de combustible contra generación de cada unidad.

Esta característica se determina experimentalmente, manteniendo la generación de la unidad a un valor fijo determinado y midiendo el consumo de combustible por hora, correspondiente a esa generación. La medición del consumo de combustible se repite para distintos valores de la generación y se obtienen así una serie de puntos que permiten trazar la curva de consumo contra generación.

El consumo de combustible suele expresarse en kilocalorías por hora o en Btu por hora y la generación en MW.

### III.6.1) Característica de Costo de Combustible-Generación

Como el precio del combustible, suele expresarse en pesos por millón de kilocalorías, puede ser distinto para diferentes unidades, dependiendo del tipo de combustible que consuman y de su localización, es necesario, para realizar los estudios de despacho económico de carga, multiplicar el consumo de combustible por el precio correspondiente del combustible. En esta forma se obtiene, a partir de la característica de consumo de combustible por hora, contra generación, una característica de costo de combustible por hora, expresada en pesos por hora contra generación.

### III.6.2) Reparto económico de carga por el método de los costos incrementales

Sea un sistema con  $m$  unidades generadoras termoeléctricas funcionando en paralelo, suministrando una carga total  $P_t$ . La suma de las generaciones de las unidades tiene que ser igual a la carga. Por lo tanto puede escribirse:

$$P_t = P_1 + P_2 + \dots + P_m = \sum_{j=1}^m P_j$$

Donde  $P_1, P_2, \dots, P_m$  son, respectivamente las generaciones de las unidades  $1, 2, \dots, m$ .

Por otra parte el costo por hora de combustible de cada unidad generadora puede expresarse en función de la generación de la unidad.

Ahora si llamamos:

$$F_1 = \varphi_1 ( P_1 ) \quad F_2 = \varphi_2 ( P_2 ) \quad \dots \quad F_m = \varphi_m ( P_m )$$

A los costos de combustible de las unidades  $1, 2, \dots, m$  y  $F_t$  al costo total de combustible de las unidades, se verifica que:

$$F_t = F_1 + F_2 + \dots + F_m = \sum_{j=1}^m F_j$$

El problema del despacho económico de carga consiste en distribuir la generación entre las unidades que están funcionando en paralelo, alimentando la carga  $P_t$ , de manera que el costo total de combustible sea mínimo, cumpliendo al mismo tiempo la condición de que la suma de las generaciones de las máquinas sea igual a la carga total  $P_t$ .

## **CONCLUSIONES**

El control de sistemas eléctricos de potencia, considero que adquiere una gran importancia para el desarrollo del país, pues su progreso material queda ampliamente representado por la capacidad y ritmo de crecimiento de su industria eléctrica.

Es indudable que México es un país en vías de desarrollo; siendo una de sus principales metas la de alcanzar cada día un nivel superior, para lo cual debe pasar por cambios de toda índole en su estructura y tetándose de su industria eléctrica suministradora que impulsa el progreso, estos cambios se hacen obligados, sin embargo, deben de cumplir con los requerimientos que demanda el servicio eléctrico.

Puedo concluir que para un mejor aprovechamiento de la energía, es necesario cubrir ciertos requisitos que son indispensables para lograr un mejor servicio en su suministro y distribución como lo son la continuidad, calidad y economía del servicio. A lo largo de éste trabajo, hemos visto que dichos parámetros se encuentran estrechamente ligados a la seguridad del sistema, podemos decir que: la continuidad nos permite conservar el sistema intacto durante las contingencias o perturbaciones que inevitablemente experimenta, por ejemplo, en condiciones de operación crítica cuando la demanda es superior a la capacidad del sistema instalado, se deben adoptar medidas que disminuyan la demanda, ya sea de tipo general, reduciendo la frecuencia y/o voltaje, o bien ocasionando interrupciones determinados consumidores. En el primer caso, se disminuye la calidad y en el segundo la continuidad, pero el sistema no perezca, por esta razón hablamos de una seguridad del sistema.

La frecuencia de un sistema, en estado estable, tiene el mismo valor en cualquier parte de éste, desde las terminales de la unidad generadora más remota y grande hasta las terminales del usuario más insignificante, esto se debe a que se considera que el sistema es rígido, lo cual en sentido estricto no es exacto, aunque en la práctica, se estima que el sistema es lo suficientemente rígido para aceptar que la frecuencia sea la misma en todas las partes del sistema. En relación con el voltaje no es fácil hablar de sus condiciones a lo largo del sistema. Existe una dependencia del voltaje con respecto a la frecuencia. Entendemos que si la frecuencia baja, el voltaje también baja, hasta que sus reguladores lo recuperan.

Se ha llegado a la conclusión que la razón básica para operar el sistema a la frecuencia nominal es que sirve de medio para realizar una correcta operación económica, esto es, sirve para alcanzar la economía de producción. Esto es lo primordial. Se han hecho múltiples estudios para determinar la mejor forma de operar el sistema eléctrico nacional. Los términos, operar y controlar son más o menos equivalentes, que se usan para determinar el camino a seguir para alcanzar la verdadera meta, que es la optimización de la producción de la energía eléctrica del sistema nacional.

Se concluye que dentro de nuestro sistema eléctrico nacional se tiene la capacidad de generación que permite mantener el frecuencia y/o voltaje en forma optima para lograr mantener la demanda de carga de todo el país. Con la gran infraestructura que se tiene como son las unidades generadoras, hidroeléctricas, termoeléctricas, geotérmicas, etc., y por medio de mecanismos como los reguladores de velocidad, que nos permiten realizar una regulación a tiempo para mantener, la continuidad del servicio y con ello la energía eléctrica esté a disposición del usuario en el momento y en todo el tiempo que lo requiera.

## **BIBLIOGRAFÍA**

- Análisis de Sistemas de Potencia  
Grainger Stevenson  
McGraw Hill
- Redes Eléctricas  
Ing. J. Viqueira  
Alfa Omega
- Diseño de Subestaciones Eléctricas  
Ing. José Raúl Martín  
Facultad de Ingeniería 2000
- Apuntes de Plantas Generadoras  
Ing. Roberto Brown B.
- Boletín Instituto de Investigaciones Eléctricas  
Noviembre- Diciembre 2001
- Página de Internet de la Comisión Federal de Electricidad
- Máquinas Eléctricas  
George J. Theler  
Limusa
- Máquinas Eléctricas Rotativas y Transformadores  
Edit. Prentice Hall.
- Sistemas de Distribución De Energía Eléctrica  
José P. Juárez Cervantes
- Reguladores de Velocidad Para Turbinas Hidráulicas  
Gelcalsthom
- La Regulación De Velocidad  
Neyrpcic